

PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO POR ENERGÍAS RENOVABLES EN UNA PLATAFORMA HÍBRIDA EN ALTA MAR

Álvaro Serna

Departamento de Ingeniería de Sistemas y Automática. Escuela de Ingenierías Industriales. Universidad de Valladolid, España, alvaro.serna@autom.uva.es

Fernando Tadeo

Departamento de Ingeniería de Sistemas y Automática. Escuela de Ingenierías Industriales. Universidad de Valladolid, España, fernando@autom.uva.es

Julio E. Normey-Rico

Departamento de Automação e Sistemas. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, julio.normey@ufsc.br

Resumen

El artículo trata sobre el diseño de una estrategia de control en una plataforma que produce hidrógeno a partir de la energía del viento y de las olas de mar en alta mar localizada en el Océano Atlántico. Se considera la generación de la energía mediante energías renovables como la fuente energética que alimenta a un conjunto de electrolizadores, teniendo en cuenta la energía disponible y optimizando la operación de la planta. Se presentan los resultados de las simulaciones, mostrando la correcta operación de la plataforma bajo el control propuesto.

Palabras Clave: Hidrógeno; energía renovable; control; energías marinas.

1 INTRODUCCIÓN

Este artículo presenta una planta de energía renovable productora de hidrógeno que fue desarrollada dentro del proyecto H2Ocean [1]. En este proyecto fue evaluada la posibilidad de producir hidrógeno mediante electrólisis en parques eólicos y marinos en alta mar. Los beneficios que se obtienen cuando el hidrógeno se obtiene de esta manera mediante energías renovables son muchos y muy diversos [2]. Se han estudiado diferentes tipos de energías renovables para el proceso de electrólisis, tales como el viento [3,4], las olas de mar [5,6] o la energía solar [7,8]; la factibilidad de estos tipos de fuentes renovables en la producción de hidrógeno ha sido demostrada con el principal inconveniente de la intermitencia de dichas fuentes (ver, por ejemplo, [8] para el estudio económico y de

factibilidad). El objetivo de este proyecto fue estudiar la factibilidad técnica del traslado de algunas tecnologías a una localización fuera de la costa para así reducir la demanda de recursos terrestres y el impacto medioambiental asociado. Además, la energía producida mediante energías renovables tales como el viento y las olas es más segura lejos de la costa con densidades de potencia mayores.

Las fuentes de energía que se han considerado en este trabajo son el viento y las olas de mar ya que no son contaminantes y poseen grandes posibilidades de desarrollo. Además tienen gran amplitud de localización y son renovables [9]. El consumo de energía se adapta a la producción de energía mediante el encendido y apagado de diferentes secciones de la planta de electrólisis y de los puntos de trabajo de dichos dispositivos (siguiendo una aproximación de una Red Inteligente para el caso concreto de la propia red de la planta) [3]. Las operaciones de mantenimiento pueden ser planificadas en las secciones que son temporalmente desconectadas para mejorar la eficiencia general. Si se compara con trabajos anteriores [2,10], este artículo se enfoca en un sistema de control específico que regula la operación de los electrolizadores, tomando en cuenta la energía renovable disponible y optimizando la operación de la plataforma. Una estrategia de control es presentada aquí que conecta/desconecta diferentes componentes dependiendo de la cantidad de energía disponible.

2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

2.1 DESCRIPCIÓN DE COMPONENTES

Las fuentes de energía renovables son el viento y las olas de mar, ya que son renovables, ecológicas y con

una gran capacidad de desarrollo futuro científico. Esta energía se usa en el proceso de electrólisis productor de hidrógeno que se detallará a continuación. Este hidrógeno es almacenado y transportado a la costa para los usuarios finales. Si existen cambios en el suministro de energía la producción de hidrógeno cambia con el tiempo con el objetivo de adaptarse a la potencia disponible usando la aproximación del sistema de control propuesto en el apartado 3. La Fig. 1 representa los componentes principales de la planta de electrólisis productora de hidrógeno desarrollada en este artículo:

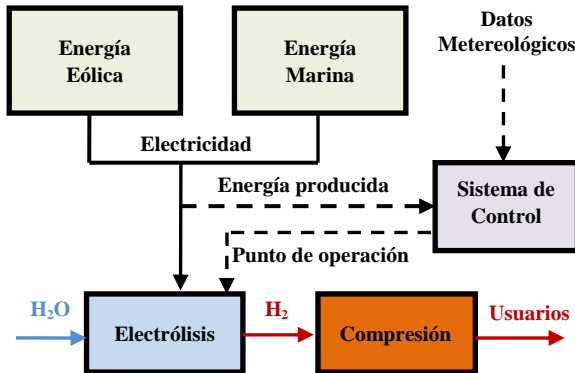


Figura 1: Diagrama general de la planta de la planta de electrólisis.

2.2 ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica está jugando un papel cada vez más importante en la generación de electricidad, sobre todo en países como Alemania o España [11]. Su tecnología ha madurado a un nivel de desarrollo en que se trata de una tecnología de generación de utilidad generalmente aceptada [12, 13]. En este trabajo fueron seleccionados aerogeneradores de eje vertical como parte del proyecto H2Ocean ya que son la mejor opción para plataformas flotantes en alta mar debido a su gran estabilidad inherente.

2.3 ENERGÍA MARINA

La energía de las olas también es utilizada en esta plataforma localizada en alta mar: los convertidores de energía de las olas de mar convierten el movimiento vertical de la onda de la ola en electricidad, de una manera tan eficiente como sea posible [14]. En este proyecto, la energía de las olas se utiliza como fuente de energía porque dichos convertidores de olas proporcionan una menor variabilidad en la producción de energía en comparación con otras fuentes de energía renovables [15]. Por otra parte, estos elementos proporcionan una plataforma flotante estable para los otros componentes eólicos del sistema híbrido. La instalación apropiada del complejo de convertidores de ola en un lugar concreto es de suma importancia

debido a las grandes fluctuaciones de esta fuente [16]. Este tipo de sistemas localizados en alta mar son conocidos por ser significativamente caros, por lo que la propuesta desarrollada aquí supone que está completamente aislada de la red, continuando con el trabajo presentado con anterioridad en [17].

2.4 ELECTRÓLISIS

La electrólisis es una técnica disponible desde hace bastantes años en el mercado que produce grandes volúmenes de hidrógeno sin emisiones de gases de efecto invernadero, siempre y cuando la electricidad es proporcionada por fuentes renovables. Existen unas pocas tecnologías de electrólisis prometedoras [3]: PEMs (electrolizadores de membrana polimérica), electrolizadores alcalinos y SOECs (electrolizadores de celdas de óxido sólido) son capaces de generar hidrógeno con una pureza mayor del 99,97%, cantidad que es requerida por la industria del automóvil [18]. La tecnología SOEC es una tecnología prometedora y con futuro, pero aún inmadura para la aplicación prevista en este trabajo. PEMEC y los electrolizadores alcalinos son tecnologías comerciales, así que un tipo de electrolizadores alcalinos fueron finalmente los elegidos ya que es la tecnología más desarrollada para la aplicación prevista en alta mar [19]. Cabe destacar que los sistemas de electrólisis actuales requieren de un número significativo de componentes adicionales (tratadores de agua, transformadores, rectificadores, circuitos limpiadores, secadores, etc.), tal como se presenta en la Figura 2.

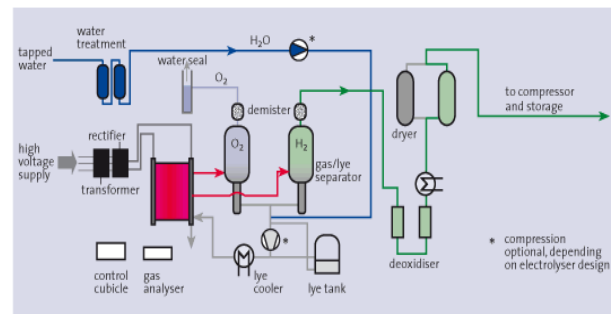


Figura 2: Diagrama de una planta de electrólisis. Basado en electrolizadores Norsk Hydro, 2003.

En este trabajo se considera una instalación de electrólisis real, con varios electrolizadores que se instalan en un conjunto de líneas de electrólisis compuestas de unos electrolizadores que comparten algunos componentes (circuitos de limpieza, desoxidantes, compresores, etc.).

3 PROPUESTA DE CONTROL

Los electrolizadores funcionan correctamente con entrada de energía variable (alimentación fluctuante). Sin embargo, los productos finales de la electrólisis

tienden a ser impuros si el nivel de carga (llamado en este trabajo porcentaje de uso, PU) es inferior al 15% de su capacidad total. El objetivo, por tanto, es el de alcanzar y mantener siempre para todos los electrolizadores que operan entre un rango del 20-100% de la capacidad total. Por otra parte, como el máximo rendimiento se obtiene al operar cerca del 20% y la potencia de entrada es variable, se necesita un sistema de control que regule el número de electrolizadores que están operativos, lo que obliga a mantener los electrolizadores operativos cerca de este valor dentro siempre de los rangos de seguridad. Los dispositivos operan entre condiciones mínimas y máximas en aproximadamente 10 minutos, de manera que se puede considerar como una instalación aislada. Es importante para predecir las fluctuaciones de entrada de energía y adaptarse a ellas.

En una instalación con múltiples electrolizadores funcionando, cuando algunas unidades se paran es necesario cerrar la corriente de producto(s) y mantener el circuito de limpieza activo, por lo que puede ser beneficioso el apagar algunas secciones en lugar de unidades individuales y luego compensar mediante el aumento de la carga sobre el resto de secciones. El mantenimiento del circuito de limpieza es esencial para el periodo de puesta en marcha. En ambientes más fríos es posible revertir el circuito de refrigeración si es necesario para mantener el dispositivo caliente. En nuestra propuesta los electrolizadores se instalan en las líneas, por lo que se supone que la instalación se compone de un determinado número (Num_max_elect) de Líneas de Electrólisis (ELL). Cada una de estas líneas es capaz de absorber una potencia máxima denominada PEL_max . El algoritmo de control se basa entonces en los siguientes objetivos:

1. Mantener el porcentaje de uso (PU) idéntico en todas las ELL , y siempre en el intervalo de 20-100%. Ante valores en los que el PU sea inferior al 20%, el número de Líneas de Electrólisis Activas ($ELLa$) será disminuido.
2. Mantener el $PU < 90\%$. Ante valores en los que el PU sea mayor del 90%, entonces $ELLa$ se incrementa si es posible.

El algoritmo de control propuesto se basa entonces en las conexiones/desconexiones de las líneas de electrólisis, actuando sobre el número de electrolizadores en funcionamiento que deben ser siempre entre el mínimo (0) y el máximo (Num_max_elect). Dicho control se basa en las siguientes reglas básicas:

SI $(AP(k) / ELLa(k) < 0.2 PEL_max) \& (ELLa(k) > NA)$ ENTONCES $ELLa(k+1) = MAX(ELLa(k) - NA, 0)$

SI $(AP(k) / ELLa(k) < 0.2 PEL_max) \& (ELLa(k) \leq NA)$ ENTONCES $ELLa(k+1) = ELLa(k) - 1$
 SI $(AP(k) / ELLa(k) > 0.9 PEL_max) \& (ELLa(k) > NE)$ ENTONCES $ELLa(k+1) = MIN(ELLa(k) + NE, Num_max_elect)$

SI $(AP(k) / ELLa(k) > 0.9 PEL_max) \& (ELLa(k) \leq NE)$ ENTONCES $ELLa(k+1) = ELLa(k) + 1$

$PU = MIN(100 (AP(k) / ELLa(k)) / PEL_max, 100)$

donde NA y NE son respectivamente el número de líneas de electrólisis a desconectar y conectar en cada tiempo de muestreo.

4 APLICACIÓN A UN CASO DE ESTUDIO

4.1 CASO DE ESTUDIO

Para validar el sistema de control propuesto se consideró una plataforma con 67 aerogeneradores de eje vertical (VAWTs) con un pico de potencia máxima de 5 MW, 95 convertidores de energía de olas de mar (WECs) con un pico de potencia de 1.6 MW y 150 electrolizadores de 2.4 MW de potencia máxima. Una muestra del concepto VAWT-WEC híbrido se muestra en la Figura 3, con la plataforma en color gris, los flotadores WEC en color rojo y en color verde el VAWT. El dispositivo consiste en una plataforma con una estructura y un puente transversal. En el puente transversal se encuentran cuatro dispositivos del convertidor de energía de las olas, y en la parte superior de la estructura se sitúa una turbina eólica de eje vertical. Los convertidores de energía de las olas no sólo generan energía y suavizan la entrada de la energía del dispositivo en general, sino que también reducen los movimientos de la plataforma y mueven (al estilo de una veleta) la plataforma para hacer frente a las olas entrantes.

Para producir el hidrógeno, 150 unidades del electrolizador NEL A485 (NEL-Hidrógeno, 2014) se reúnen en 10 grupos. El almacenamiento de gas se realiza en otras dos unidades flotantes, bien separadas de la producción de hidrógeno la una de la otra. Los electrolizadores alcalinos han sido diseñados para funcionar solamente por encima de la presión ambiental (~ 30 mbar) y están adecuadamente equipados con equipos de alivio de presión conectados a la presión ambiental, para evitar sobrepresiones en el interior del equipo durante el funcionamiento normal. Finalmente, se utilizaron los siguientes parámetros para llevar a cabo la simulación.

$Num_max_elect = 150$

$$PEL_{max} = 2.4 \text{ MW}$$

$$H_2_{prod} = 609 \text{ Nm}^3\text{H}_2/\text{h.}$$

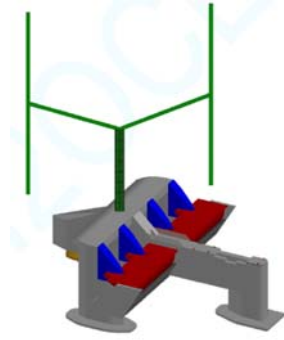


Figura 3: Dispositivo híbrido VAWT-WEC.

La cantidad de hidrógeno producido ($91.350 \text{ Nm}^3/\text{h}$) se calcula con un factor de capacidad ideal de 100%. El factor de capacidad se denomina como la relación de su salida durante un período de tiempo. En las primeras simulaciones fueron seleccionados los valores de $NA = 3$ y $NE = 2$ como el número de dispositivos que se conectan y desconectan, respectivamente, en cada periodo de tiempo ya que se demostró empíricamente que con estos valores el rendimiento era adecuado. Después estos parámetros se cambiaron en $NA = 9$ y $NE = 6$ para proporcionar un rendimiento más preciso de la simulación.

4.2 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Algunos resultados durante la operación en 500 horas de funcionamiento en verano se muestran de la Fig. 4 a la Fig. 8: La Fig. 4 muestra la potencia proporcionada por las fuentes de energía renovable durante el verano. La Fig. 5 muestra el porcentaje de uso (PU) durante este período de tiempo y la Fig. 7 representa el número de electrolizadores en operación para el caso de $NA = 3$ y $NE = 2$. La Fig. 6 muestra el porcentaje de uso durante este período de tiempo y la Fig. 8 representa el número de electrolizadores en operación para el otro caso de $NA = 9$ y $NE = 6$. En las Fig. 9 a la 13 se muestran los resultados paralelos del funcionamiento durante otra época del año, en este caso el invierno. Los resultados confirman el correcto funcionamiento del sistema de control para los parámetros considerados en el caso de estudio. Efectivamente, el punto de trabajo de los electrolizadores está siempre entre $PU = 15\%$ y $PU = 100\%$. El número de electrolizadores en funcionamiento (ELLA) está siempre entre un mínimo de 40 y un máximo de 150. Este número es mayor durante el invierno porque la energía proporcionada durante esta época del año es ligeramente mayor que durante el verano, ya que en esta estación hay mejores condiciones meteorológicas tales como la velocidad del viento o la altura de las olas, lo que significa mayor potencia producida por los WECs y VAWTs, y de este modo se consigue un mayor número de electrolizadores en

funcionamiento. Las Tablas 1 y 2 muestran los parámetros y consumos de la plataforma en verano y en invierno respectivamente. Las Tabla 3 y 4 muestran estos mismos parámetros evaluados en la simulación de invierno para un número diferente de electrolizadores operativos; como puede verse, con un aumento de un 10% en el número de electrolizadores, la potencia consumida y el hidrógeno producido no se incrementan en la misma proporción, mientras que una disminución de un 10% de los electrolizadores hace producir un poco menos de hidrógeno. Por lo tanto, se considera el número de 150 electrolizadores como una aproximación precisa.

5 CONCLUSIONES

Una solución para la operación de la planta bajo el esperado suministro variable de energía ha sido presentada y evaluada. Los resultados de la simulación basados en las características de la planta son suministrados para mostrar la correcta operación de la planta con el controlador desarrollado. En el trabajo futuro se incluirá un nivel de control avanzado para optimizar la operación de los electrolizadores.

Nomenclatura

ELL	Líneas de Electrólisis.
k	Tiempo de muestreo.
PEL_{max}	Máxima potencia de cada electrolizador.
$Num_{max_{elect}}$	Máximo número de electrolizadores.
PU	Porcentaje del uso.
AP	Potencia neta disponible (MW).
NA	Electrolizadores desconectados.
NA	Electrolizadores conectados.
H_2_{prod}	Producción de H_2 de cada electrolizador ($\text{Nm}^3\text{H}_2/\text{h}$).

Agradecimientos

La mayor parte del trabajo ha sido llevado a cabo durante una estancia de 6 meses de Álvaro Serna en el grupo de investigación del Prof. Normey-Rico en Florianópolis (Brasil). Este trabajo ha sido financiado parcialmente por la Comisión Europea (7th Framework Programme, grant agreement 288145, Ocean of Tomorrow Joint Call 2011).

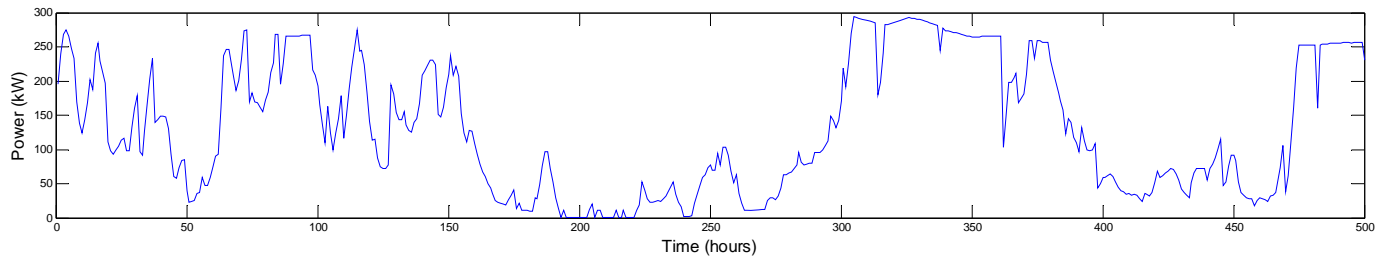


Figura 4: Potencia disponible durante el verano.

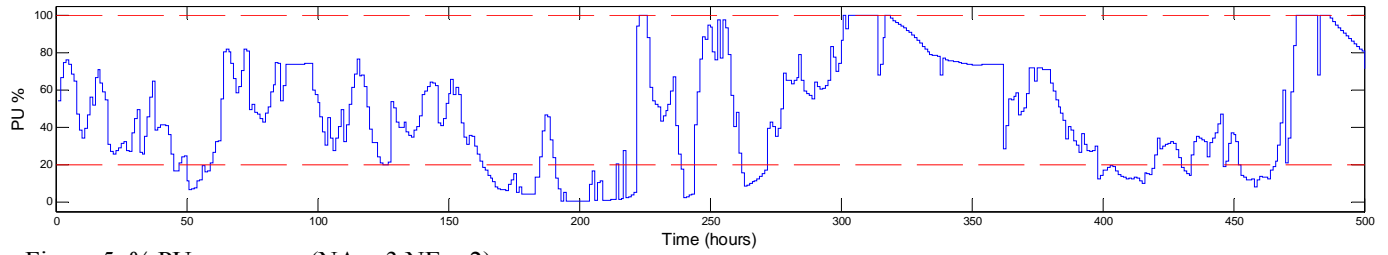


Figura 5: % PU en verano (NA = 3 NE = 2)

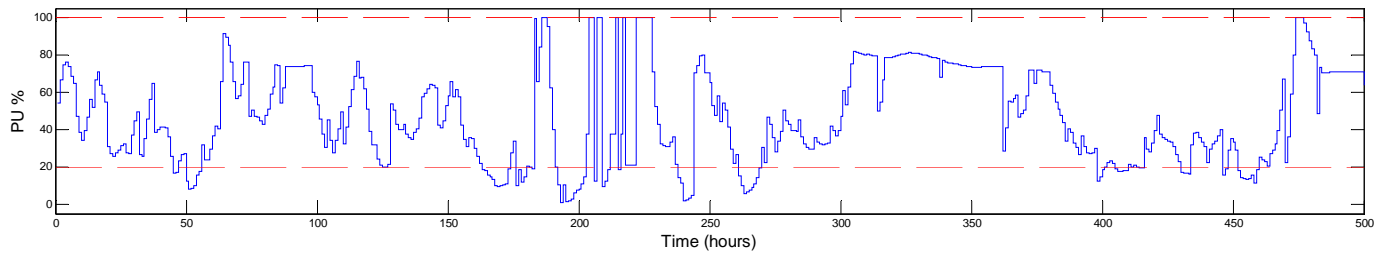


Figura 6: % PU en verano (NA = 9 NE = 6).

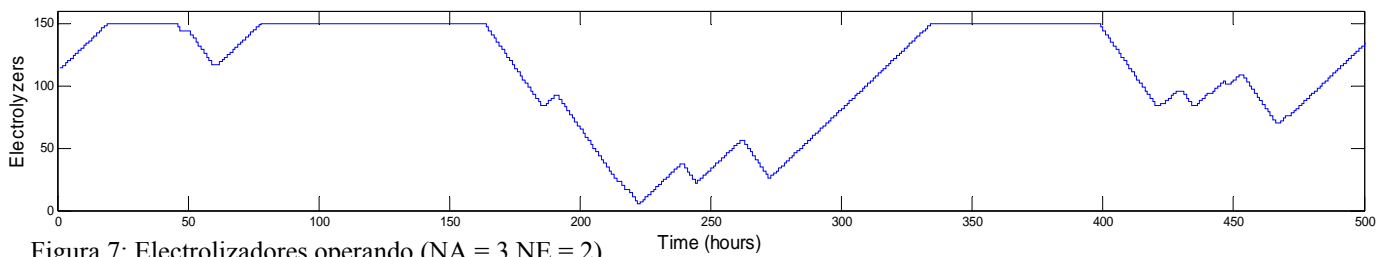


Figura 7: Electrolizadores operando (NA = 3 NE = 2)

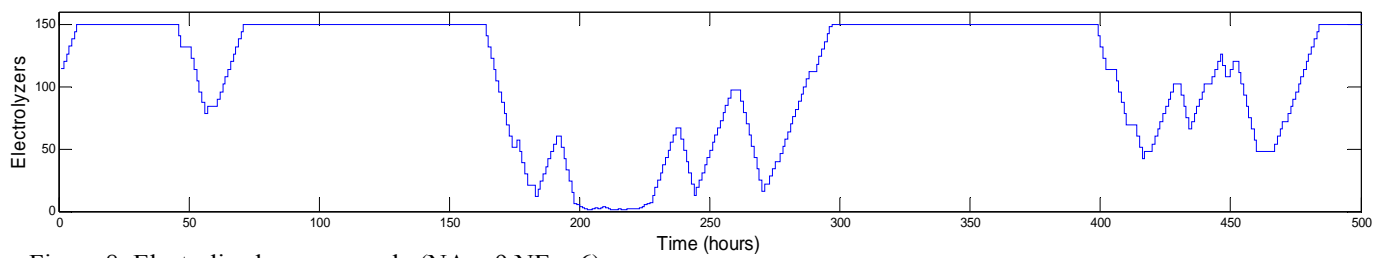


Figura 8: Electrolizadores operando (NA = 9 NE = 6)

P. Disponible Media (MW)	P. Consumida Media (MW)		Hidrógeno Producido Medio (Nm ³ /h)		Factor de Capacidad (%)	
	NA = 3 NE = 2	NA = 9 NE = 6	NA = 3 NE = 2	NA = 9 NE = 6	NA = 3 NE = 2	NA = 9 NE = 6
131.95	130.17 (98.65%)	131.53 (99.68%)	33030	33376	36.16%	36.54%

Tabla 1: Parámetros y consumos en verano

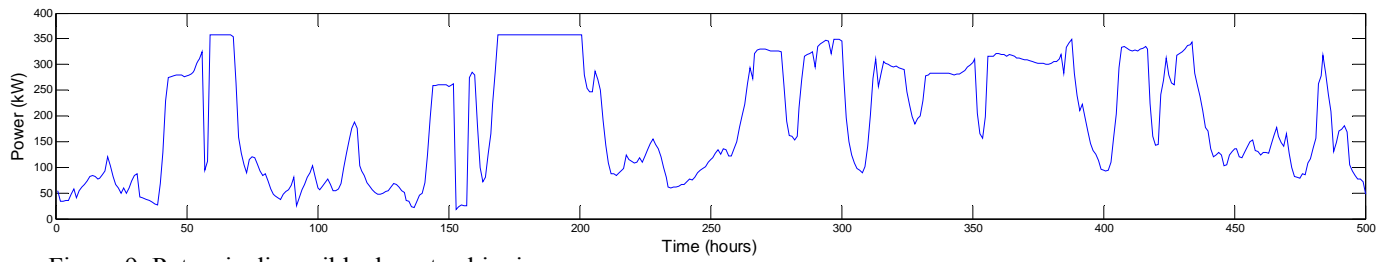


Figura 9: Potencia disponible durante el invierno.

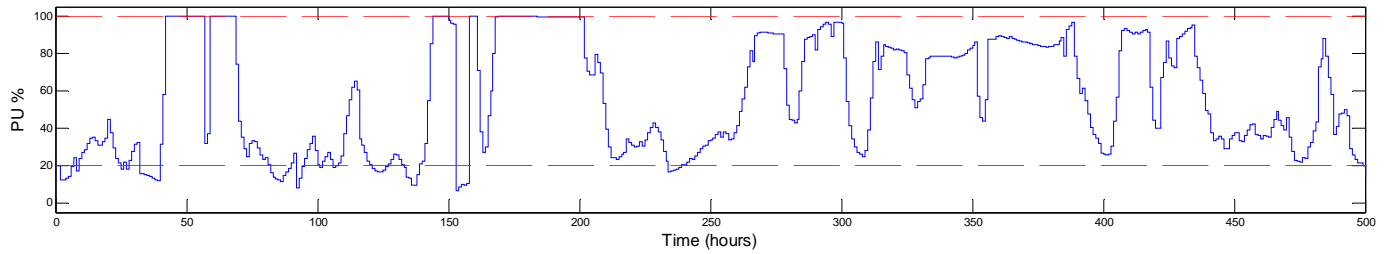


Figura 10: % PU en invierno (NA = 3 NE = 2).

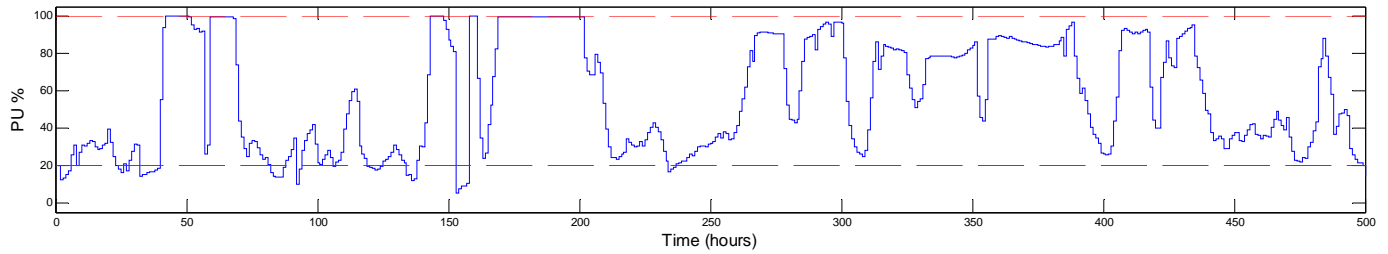


Figura 11: % PU en invierno (NA = 9 NE = 6).

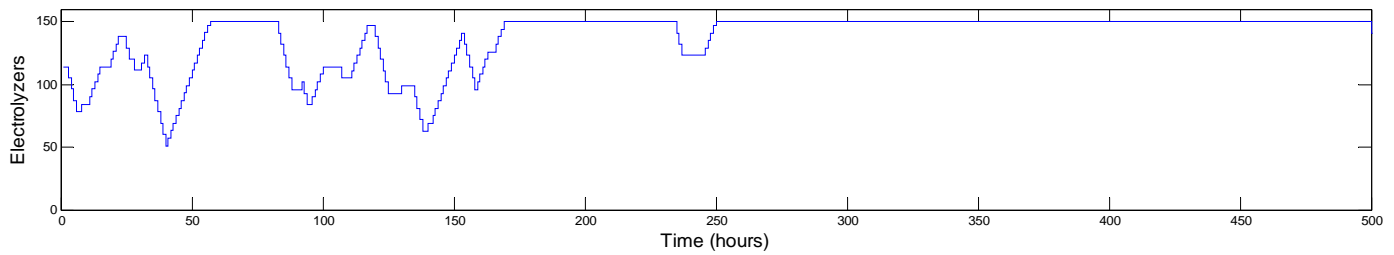


Figura 12: Electrolizadores operando (N = 3 NE = 2).

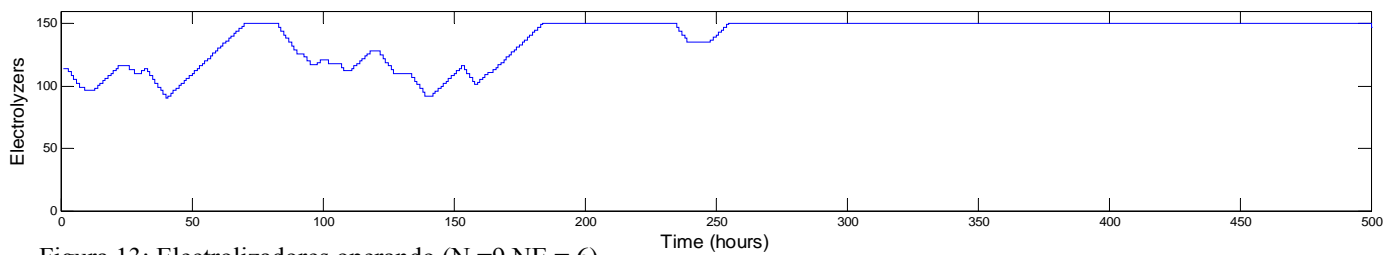


Figura 13: Electrolizadores operando (N = 9 NE = 6).

P. Disponible Media (MW)	P. Consumida Media (MW)		Hidrógeno Producido Medio (Nm ³ /h)		Factor de Capacidad (%)	
	NA = 3 NE = 2	NA = 9 NE = 6	NA = 3 NE = 2	NA = 9 NE = 6	NA = 3 NE = 2	NA = 9 NE = 6
192.83	190.19 (98.63%)	191.25 (99.18%)	48260	48528	52.83%	53.12%

Tabla 2: Parámetros y consumos en invierno

P. Disponible Media (MW)	P. Consumida Media (MW)		Hidrógeno Producido Medio (Nm ³ /h)		Factor de Capacidad (%)	
	NA = 3 NE = 2	NA = 9 NE = 6	NA = 3 NE = 2	NA = 9 NE = 6	NA = 3 NE = 2	NA = 9 NE = 6
192.83	190.27 (98.67%)	191.28 (99.20%)	48280	48538	52.85%	53.13%

Tabla 3: Resultados (10% más de electrolizadores)

P. Disponible Media (MW)	P. Consumida Media (MW)		Hidrógeno Producido Medio (Nm ³ /h)		Factor de Capacidad (%)	
	NA = 3 NE = 2	NA = 9 NE = 6	NA = 3 NE = 2	NA = 9 NE = 6	NA = 3 NE = 2	NA = 9 NE = 6
192.83	188.79 (97.90%)	188.14 (97.57%)	48255	47994	52.82%	52.53%

Tabla 4: Resultados (10% menos de electrolizadores)

Referencias

- [1] H2ocean-project.eu, (2014). H2Ocean. [online] Disponible en: <http://www.h2ocean-project.eu/> [Visitado 16 Mar. 2015].
- [2] Serna A., Normey-Rico J.E., Tadeo F., (2015) "Model predictive control of hydrogen production by renewable energy". The 6th International Renewable Energy Congress IREC 2015. Sousse Tunisia.
- [3] Serna A., Tadeo F., (2014) "Offshore hydrogen production from wave energy" *International Journal of Hydrogen Energy*, 39 (3), 1549-1557.
- [4] Sherif S.A., Barbir F., Veziroglu T.N., (2005) "Wind energy and the hydrogen economy-review of technology" *Solar energy*, 78 (5), 647-660.
- [5] Di Bio V., Franzitta V., Muzio F., Scaccianoce G., Trapanese M., (2009) "The use of sea waves for generation of electrical energy and hydrogen", *OCEANS 2009, MTS/IEEE Biloxi-Marine Technology for Our Future: Global and Local Challenges* (pp1-4). IEEE 2009.
- [6] Momirlan M., Veziroglu T.N., (2005) "The properties of hydrogen as fuel tomorrow in sustainable energy system for a cleaner planet," *International Journal of Hydrogen Energy*, 30(7), 795-802.
- [7] Ghribi D., Khelifa A., Diaf S., Belhamel M., (2013) "Study of hydrogen production system by using PV solar energy and PEM electrolyser in Algeria," *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(20), 8480-8490.
- [8] Joshi A.S., Dincer I., Reddy B.V., (2011) "Solar energy production: A comparative performance assesstement," *International Journal of Hydrogen Energy*, 36(17), 11246-11257.
- [9] Zheng, C. W., Pan, J., Li, J. X., (2013) "Assessing the China Sea wind energy and wave energy resources from 1988 to 2009", *Ocean engineering*, 65, 39-48.
- [10] Temeev A.A., Belokopytov V.P., Temeev S.A., (2006) "An integrated system of the floating wave energy converter and electrolytic hydrogen producer," *Renewable energy*, 31(2), 225-239.
- [11] Carrasco J.M., Franquelo L.G., Bialasiewicz J.T., Galván E., Guisado R.P., Prats M.A., Moreno-Galvan N. et al., (2006) "Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, 53(4), 1002-1016n.
- [12] Deshmukh M.K., (2008) "Modeling of hybrid renewable energy systems". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(1), 235-249.
- [13] Bhutta, M. M. A., Hayat, N., Farooq, A. U., Ali, Z., Jamil, S. R., Hussain, Z., (2012). "Vertical axis wind turbine-A review of various configurations and design techniques",

Renewable and Sustainable Energy Reviews,
16(4), 1926-1939.

- [14] Nie, Z., Xiao, X., McMahon, R., Clifton, P., Wu Y., Shao S., (2013). Emulation and control methods for direct drive linear wave energy converters. *Industrial Informatics, IEEE Transactions on*, 9(2), 790-798.
- [15] Stoutenburg E.D., Jenkins N., Jacobson M.Z., (2010) "Power output variations of co-located offshore wind turbines and wave energy converters in California," *Renewable energy*, 35(12), 2781-2791.
- [16] Carballo R., Iglesias G., (2012) "A methodology to determine the power performance of wave energy converters at a particular coastal location". *Energy Conversion and Management*, 61, 8-18.
- [17] Antonia O., Saur G., (2012) "Wind to Hydrogen in California: Case Study," National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP 5600-53045.
- [18] Petersen H.N., (2012) "Note on the targeted hydrogen quality produced from electrolyser units," Review of the Department of Energy Conversion and Storage. Technical University of Denmark.
- [19] Morgan E.R., Manwell J.F., McGowan J.G., (2013) "Opportunities for economies of scale with alkaline electrolyzers," *International Journal of Hydrogen Energy* 38(36), 15903-15909.