

REDUCCIÓN EN LOS COSTES DE MANTENIMIENTO MEDIANTE UN SISTEMA DE CONTROL DE LASTRE PARA DAEC'S* DE PRIMERA GENERACIÓN

Leticia Del Horno
l.delhorno@upm.es

José A. Somolinos,
joseandres.somolinos@upm.es

Eva Segura
Eva.Segura@uclm.es

Rafael Morales
Rafael.Morales@uclm.es

Resumen

Parece razonable impulsar las energías renovables para que el consumo energético conviva con el desarrollo sostenible. Uno de los retos más importantes es poder transitar hacia una nueva economía baja en carbono en la que se pueda satisfacer la demanda energética a la vez que se reducen los niveles de CO₂ emitidos. La energía procedente de las corrientes marinas se encuentra, principalmente, a grandes profundidades. Para aprovechar esta energía, se están desarrollando diferentes tipos de tecnologías cuya viabilidad económica requiere una reducción de costes. El desarrollo de sistemas automatizados que permiten cambiar la orientación y profundidad de los dispositivos para reducir las maniobras de mantenimiento y aprovechar de forma óptima el recurso energético es fundamental. Este trabajo analiza la viabilidad económica de la automatización de maniobras de instalación y mantenimiento de estos dispositivos mediante el coste nivelado de la energía (LCoE) y costes, los cuales se han analizados en el caso de la Alderney Race (Reino Unido).

Palabras clave: Energía Renovable Marina; Viabilidad Económica; Automatización de maniobras; Costos del Ciclo de Vida; Costo Nivelado de Energía

1 INTRODUCCIÓN

La preocupación por el cambio climático y la importancia de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero [1]–[3] confirma la necesidad del desarrollo de tecnologías capaces de aprovechar las fuentes de energía renovables. La UE [4], ha fijado recientemente el 2050 como año objetivo para haber reducido las emisiones en un 80% [5], [6]. Para

alcanzar este objetivo se pueden explotar las fuentes de energías renovables marinas como la energía eólica marina [7]–[9], la energía de las olas [10], [11] o la energía de las corrientes de marea [12]. Esta última, a pesar de que solo algunos dispositivos se están implementando en la etapa de prototipo y demostración precomercial en el mar, tiene notables ventajas con respecto a los demás: abundantes recursos en muchos lugares del mundo [13], [14], alta previsibilidad [15], aceptación pública [16] y beneficios sociales [17]. Sin embargo, todos los sistemas que pretendan ser comercializados deben ser evaluados tanto a nivel técnico como económico para cuantificar sus costos y evaluar su rentabilidad y, al mismo tiempo, permitir la comercialización a la vez que se atraen inversiones [18]. Como hay poca experiencia en este campo resulta difícil evaluar estos proyectos con una calidad y cantidad adecuada de confianza ya que no hay suficientes datos y sí un alto nivel de incertidumbre [19].

Es importante mencionar que solo un pequeño número de estudios se ha concentrado específicamente en la factibilidad económica de los sistemas en cuestión o en cómo estimar esa factibilidad, a pesar de que esta fuente de energía renovable tiene muchos beneficios potenciales.

El presente trabajo expone que la automatización de maniobras resulta un parámetro económico determinante en el futuro desarrollo de estas tecnologías renovables. En particular, el objetivo de este trabajo es cuantificar la importancia de la automatización de estas maniobras en términos de aspectos económicos, costos nivelados de energía (LCoE) y costos en un parque de energía mareomotriz. Esta influencia se ha determinado considerando la explotación de energía mareomotriz ubicado en Alderney Race (Reino Unido), donde ya hay instalados dispositivos de esta naturaleza.

* Dispositivo de Aprovechamiento de la Energía de las Corrientes

El trabajo se estructura de la siguiente manera: En el apartado 2 se explican las principales características de las maniobras de mantenimiento manuales y automatizadas. La Sección 3 describe el procedimiento utilizado para determinar la viabilidad económica de los proyectos de energía mareomotriz. La Sección 4 brinda detalles sobre la ubicación particular en la que se aplicó la metodología económica propuesta: un parque de energía mareomotriz de 50 MW en Alderney Race, donde existe un recurso energético de alta corriente de marea. La sección 5 ilustra la viabilidad del caso de utilizar maniobras manuales y automatizadas en términos del LCoE y los costos para determinar la competitividad global de esta tecnología de generación. En la sección 6 se presentan diferentes resultados obtenidos del estudio y, por último, en la sección 7 se muestran las conclusiones del trabajo.

2 MANIOBRAS

La información sobre las maniobras de mantenimiento de los dispositivos de primera generación para el aprovechamiento de corrientes marinas es escasa, ya que actualmente estos dispositivos se encuentran en fase de prueba y no existen datos reales sobre este tipo de maniobras a realizar. Sin embargo, sí se dispone de información relativamente general basada en la instalación de los dispositivos en prueba que nos brinda una idea de estas maniobras. Algunos de los subsistemas y etapas empleados para los dispositivos con maniobras tanto manuales como automáticas son las mismas. Estas etapas son principalmente la instalación de la plataforma de energía y las bases de gravedad sobre las cuales se apoyan los dispositivos, propiamente dichos [20], [21].

2.1 Maniobras Manuales

En este apartado se describen brevemente las maniobras necesarias para la instalación y mantenimiento de DAECs de primera generación, actualmente en desarrollo. Esta descripción permite inferir que estas maniobras son de naturaleza compleja y costosa. Además, las zonas con mayores corrientes y más adecuadas para la extracción de energía de las corrientes marinas son las zonas con malas condiciones climáticas [22], que aumentan la complejidad de estas maniobras. En la actualidad, estos dispositivos se instalan siguiendo el siguiente procedimiento: primero se debe sumergir la góndola e instalarla sobre la base previamente sumergida. Algunos diseños necesitan herramientas especiales que “abracen” la góndola (ver Figura 1) y la coloquen en el lugar correcto sobre la base [20], [21], [23]. Para realizar esta maniobra es necesario el uso de buques especiales que dispongan de una grúa de carga pesada (aproximadamente 250 toneladas de elevación), una

amplia superficie de cubierta, que deberá estar disponible para el transporte de los aparatos, piezas, góndolas, etc. a instalarse y posicionamiento dinámico (DP) garantizando seguridad y confiabilidad. Esto significa que las características requeridas de la embarcación que deberá instalar y recuperar estos dispositivos no son las de un buque típico y, por lo tanto, no son fáciles de encontrar en el mercado para su alquiler. También existe la necesidad de sistemas específicos que encarecen la construcción de estos buques. Estos buques existen y se siguen construyendo para la instalación y mantenimiento en parques eólicos marinos o para la industria del oil & gas, pero el coste de contratarlos actualmente es muy elevado y varía en función del mercado, lo que provoca una gran dependencia económica en este sentido [24], [25]. Además, no serán las únicas embarcaciones que intervendrán en la instalación de esta clase de dispositivos.

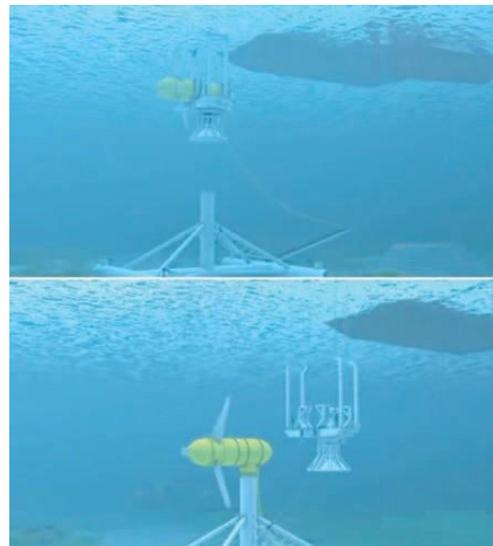


Figura 1: Instalación de la góndola mediante maniobras automáticas

Tampoco serán los únicos dispositivos ya que, serán necesarios ROVs, para el correcto posicionamiento de los dispositivos, así como embarcaciones especiales para la instalación de cables (buques cableros, etc.), embarcaciones oceanográficas para análisis de fondos marinos, etc. [26].

2.1 Maniobras Automáticas

Las maniobras automáticas consisten en el control de la profundidad de este tipo de dispositivos mediante un sistema de agua de lastre. Gracias al sistema de control la inmersión o emersión del dispositivo puede ser tan rápida o tan lenta como sea necesario, ya que la velocidad se puede regular en función del lastre que se gestione en los tanques de lastre de control, pudiendo así controlarse en todo momento la

profundidad a la que se encuentra [27]–[29]. Esta automatización permitirá la extracción de la góndola desde su profundidad normal de operación hasta la superficie del mar, y ser devuelta desde la superficie del mar hasta su base situada en el lecho marino sin necesidad de herramientas especiales y/o buques grúa. Esta operación será monitorizada desde un ROV.

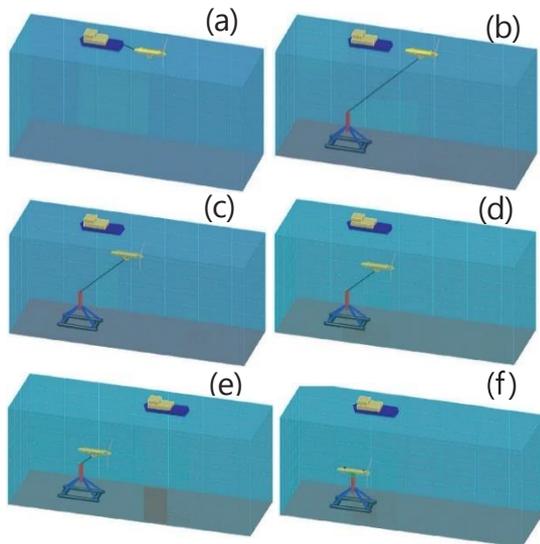


Figura 2: Proceso de instalación de góndola con maniobras automáticas: (a) Movimiento del dispositivo con bucle cerrado; (b) Conexión entre el cable y la góndola; (c) maniobra de inmersión; (d) Maniobra de inmersión (cont.); (e) Maniobra de inmersión finalizada, y (f) Maniobra de instalación finalizada.

La figura 2 muestra un ejemplo de instalación de una góndola mediante maniobras automatizadas. Una vez que el remolcador llega a la zona en la que se va a ubicar la góndola, se recupera el cable umbilical que va conectado a la base. Una vez localizado dicho cable, el remolcador se acercará a esa posición y lo recuperará. En este momento se necesitaría un buzo que lo conectará a la góndola. La góndola será lastrada para que su peso sea mayor que su empuje y así permitir su descenso. Si la diferencia entre empuje y peso es pequeña, el descenso se realizará lentamente, por lo tanto, la inmersión se realizará, controlando la velocidad de descenso con más o menos lastre. Gracias a los sensores de profundidad, es posible controlar la profundidad del dispositivo en todo momento. El dispositivo descenderá a una profundidad cercana a la parte superior de la base.

Cuando la góndola se encuentra a la profundidad deseada el cable umbilical ayudará a desplazar la góndola hasta su posición sobre la base. Para ello se debe colocar un pequeño cabrestante en el cilindro de unión entre la góndola y la base el cual trabajará a

tensión constante. A medida que la góndola se sumerge, el cabrestante levantará el cable. Una vez colocada la góndola en la parte vertical de la base, se terminará de lastrar el dispositivo lo suficiente para hacerlo descender sobre la base, donde encajará y descansará sobre ésta.

Este tipo de maniobras permitirá reducir los recursos necesarios para realizar tanto la instalación como el mantenimiento de las góndolas, así como disminuir su complejidad y coste, lo que resulta muy interesante para el futuro desarrollo de esta fuente de energía.

3 METODOLOGIA

Se propone determinar la influencia que tiene la automatización sobre este tipo dispositivos mediante el término económico del costo nivelado de energía (LCoE). Este término se usa para evaluar la viabilidad económica de una tecnología en particular y para comparar el costo unitario de diferentes tecnologías de generación de electricidad a lo largo de su vida económica [30]–[32]. Se define como el costo durante la vida útil, dividida por la suma de la energía producida durante la misma vida útil. El LCoE se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$LCoE = \frac{C_{CAPEX} + \sum_{t=1}^n C_{OPEX_t} \cdot (1 + k)^{-t}}{\sum_{t=1}^n AEP_t \cdot (1 + k)^{-t}} \quad (1)$$

donde C_{CAPEX} denota los gastos de capital en € y representa un gasto cuyo beneficio se extiende más allá de un año, C_{OPEX_t} expresa los gastos de operación en el año t en €, AEP_t representa la producción de energía en el año t entregada por todos los dispositivos del parque en kWh, k la tasa de descuento anual y n es la vida útil del parque.

LCC FOR TIDAL ENERGY PROJECTS					
Concept and Definition Costs (€)	Design and Development Costs (€)	Manufacturing Costs (€)	Installation Costs (€)	Operation and Maintenance Costs (€)	Decommissioning Costs (€)
Market Research Costs (€)	Project Management (€)	Gondola (€)	Transformation platform and converters (€)	Blade Cleaning (€)	Stopping the System (€)
Project Management Costs (€)	Engineering Design (€)	Structure (€)	Submarine Cables (€)	Light Preventive Maintenance (€)	Transformation Platform and Converters (€)
Concept and Design Analysis Costs (€)	Documentation for the Design (€)	PTD (€)	Ground Expedition Cable (€)	High Preventive Maintenance (€)	Submarine Cables (€)
Project Requirements Specification Costs (€)	Determination of the Manufacturing Shop (€)	Auxiliary Systems (€)	TECs (€)	Corrective Maintenance (€)	Ground Expedition Cable (€)
	Selection of the Suppliers (€)	Riser (€)		Insurance Costs and Piles Expenses (€)	TECs (€)
	Quality Management (€)	Supporting TEC Structure (€)			Incomes from sales of the main components (€)
		Base Support (€)			
		Support Structure (€)			
		Vertical Column (€)			
		Concrete Baskets (€)			
		Special Concrete Dep. (€)			
		Support Power System (€)			
		Equipment in remote (€)			
		Equipment in base (€)			
		Umbilical Cables (€)			
		Transformation Platform and Converters (€)			
		Expedition Cables (€)			

Figura 3: Propuesta del ciclo de vida útil para los parques de DAECs

La determinación de los costes incurridos en un parque de energía mareomotriz se basa en el ciclo de vida de los dispositivos y comprende seis etapas principales (Figura 3), junto con la estructura principal de los diferentes subcostos. A partir de éstos se

establece el C_{OPEX} como el valor de los costes de la etapa 5 y el C_{CAPEX} como la suma del resto.

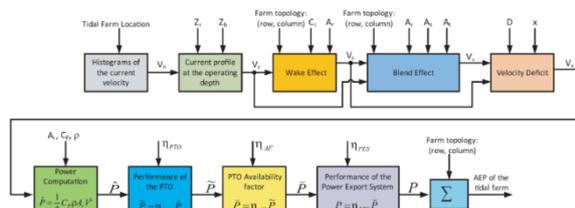


Figura 4: Metodología propuesta para calcular el AEP

La producción de energía entregada por todos los dispositivos del parque debe calcularse de manera precisa para verificar la posible viabilidad de éste ya que las grandes diferencias entre los valores reales y estimados podría comprometer el proyecto [33]. El AEP depende del lugar de instalación y las características actuales, la capacidad del dispositivo para captar energía y su eficiencia tanto para convertir como para exportar la energía. La metodología empleada para estimar esta variable se muestra en la Figura 4 y se emplea la siguiente ecuación [34]:

$$EAP = \sum_{i=1}^{N_{fila}} \sum_{j=1}^{N_{columna}} \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot A_r \cdot V_x^3(i, j) \cdot \eta_{PTO} \cdot \eta_{AF} \cdot \eta_{PES} \quad (2)$$

Donde N_{fila} y $N_{columna}$ son, respectivamente, el número de filas y columnas del parque, C_p representa el coeficiente de potencia, ρ se corresponde a la densidad del fluido, A_r representa la superficie del rotor, V_x denota la velocidad de un punto a una distancia x de la salida del rotor situado en la fila i y la columna j , η_{PTO} es el rendimiento del PTO, η_{AF} es el factor de disponibilidad y, finalmente, η_{PES} es el rendimiento del sistema de exportación de energía.

4 CASO PROPUESTO

El caso de estudio se centra en Alderney Race (UK), que se caracteriza por su recurso de energía mareomotriz [14]. Para determinar el área ocupada por el parque se tendrá en cuenta los siguientes parámetros: (i) profundidad del área, (ii) ancho de la finca. (iii) longitud de la finca. A partir de estas consideraciones, y una separación entre dispositivos de 100 m a una profundidad total de 40 m, el parque estaría compuesto por 42 dispositivos de 1.2 MW, cada uno de los cuales tendrá una configuración de rotor abierto con sus ejes paralelos al flujo y un sistema de palas de paso controlable. Se distribuirán en 4 filas con 11, 10, 11 y 10 generadores en cada una. El número de filas es reducido para evitar un bajo coeficiente de efecto sombra en las últimas filas, lo cual dificulta obtener la potencia requerida.

El ciclo de vida del proyecto se considera de 20 años y el puerto base seleccionado es el de Cherbourg

(Francia), el cual se ha escogido por sus cualidades operativas y por encontrarse a 39 km del parque. Para estimar el AEP del parque se han utilizado los siguientes parámetros físicos $A_r = 314 \text{ m}^2$, $C_p = 0.45$, $\rho = 1025 \text{ kg/m}^3$, $\eta_{PTO} = 0.39$, $\eta_{AF} = 0.97$ y $\eta_{PES} = 0.946$. Las velocidades V_x a 30 m del rotor se han obtenido de [35], [36]. Además, para completar el modelo, se han considerado, en un marco estable y conservador: (i) un valor conservador y deseable del 2% para la tasa de inflación y; (ii) todos los costos aumentan en un 1,5% cada año. Con tasas inestables de inflación en los ámbitos industriales resulta vano cualquier intento de predicción económica. Aún más cuando en la actualidad no existe información para cuantificar los costos de desmantelamiento de este tipo de parques, ya que aún no han sido desmantelados, por lo que hay una gran incertidumbre para el cálculo de los costos asociados a esta etapa, por ello, no se incluirían en este caso de estudio. El AEP del parque calculado para cada una de las cuatro filas se muestra en la Figura 5.

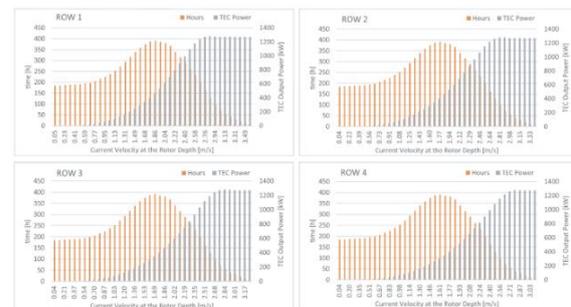


Figura 5: Energía generada por cada fila del parque

5 RESULTADOS

A continuación, se analiza la viabilidad del proyecto con maniobras manuales y maniobras automatizadas utilizando el costo nivelado de la energía y los costos para determinar la competitividad global de esta tecnología de generación.

5.1 MANIOBRAS MANUALES

En las Figuras 6 y 7 muestran la distribución porcentual del CAPEX y OPEX para este proyecto. La Figura 8 muestra los diferentes valores del LCoE dependiendo del valor de la tasa de descuento anual k . Cuanto mayores sean los valores del parámetro k , mayores serán los riesgos y las incertidumbres del proyecto. Se observará que, en el caso de un proyecto de energía mareomotriz en etapa no comercial y, por tanto, con mayores riesgos e incertidumbres (valores elevados k), el valor obtenido para el indicador LCoE es cercano a 0.15 €/kWh. En concreto se obtiene un valor de 0.152 €/kWh para $k = 11\%$, que es un valor bastante aceptable para este tipo de proyectos. Al igual que con la energía eólica, existe también un alto margen de mejora si se aumenta la capacidad instalada

y se realizan avances técnicos y procedimientos de explotación más eficientes [27], [37], [38]. Se espera que cuando la capacidad instalada aumente al orden de 1 GW, el LCoE tenga valores en torno a 0.09 €/kWh (para entonces, los riesgos y las incertidumbres del proyecto se habrán reducido, pasando a valores de k más pequeños), permitiendo obtener valores de coste similares a los de las fuentes de energía renovables tradicionales, con valores situados entre 0.05 €/kWh y 0.10 €/kWh [39].

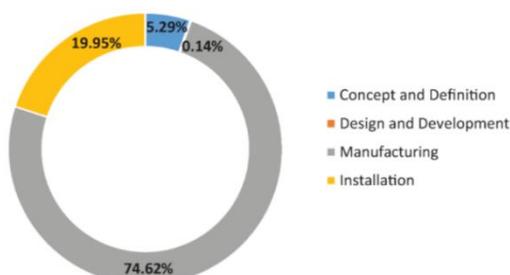


Figura 6: Distribución del CAPEX para el parque con maniobras manuales

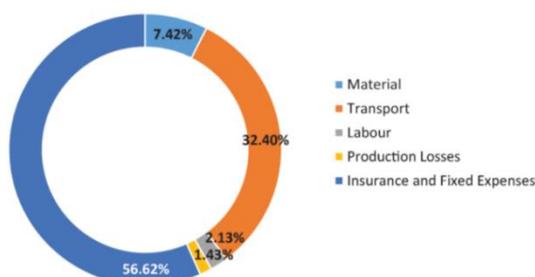


Figura 7: Distribución del OPEX para el parque con maniobras manuales

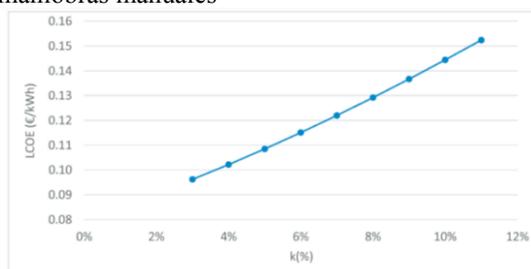


Figura 8: Valores del LCoE para tasas de descuento anual entre el 3% y el 11% para el con maniobras manuales

Finalmente, los resultados obtenidos por medio de este indicador técnico, y considerando la comercialización del proyecto de energía mareomotriz, permiten concluir que el proyecto de energía mareomotriz propuesto es técnicamente factible.

5.2 MANIOBRAS AUTOMÁTICAS

Habiendo determinado que el caso de estudio con maniobras manuales es técnicamente factible, en esta subsección se lleva a cabo caso de estudio con maniobras automáticas como opción para disminuir el

valor LCoE y los costos, y, en consecuencia, incrementar la viabilidad de este tipo de proyectos. En la Figura 9 se muestra la distribución porcentual del CAPEX. Cabe señalar que el porcentaje de costos de instalación se ha reducido como resultado del uso de maniobras automáticas. En la Figura 10 se muestra la distribución porcentual del OPEX, en el que se aprecia también una reducción significativa de porcentajes de los costes relacionados con el transporte.

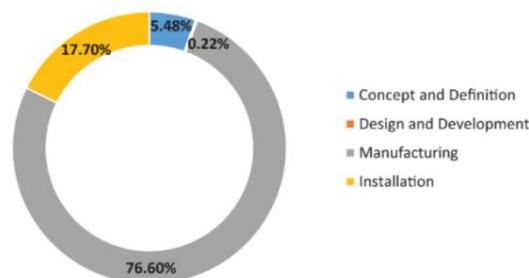


Figura 9: Distribución del CAPEX para el parque con maniobras automáticas

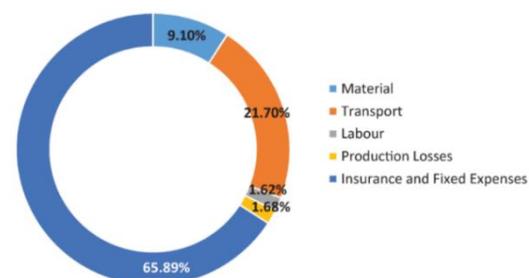


Figura 10: Distribución del OPEX para el parque con maniobras automáticas

La Figura 11 muestra diferentes valores del LCoE dependiendo del valor de la tasa de descuento anual k . Los resultados obtenidos por medio de este indicador técnico, y al considerar la comercialización, permite concluir que el proyecto propuesto también es técnicamente factible. En el caso de utilizar maniobras automáticas, el valor obtenido para el LCoE es de 0.144 €/kWh para $k = 11%$, lo que supone una mejora con respecto al uso de maniobras manuales.

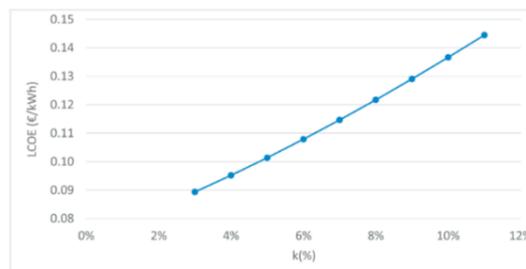


Figura 11: Valores del LCoE para tasas de descuento anual entre el 3% y el 11% con maniobras automáticas

En la Tabla 1 se muestra la variación porcentual de los costos del proyecto con maniobras automáticas con

relación a los costos del proyecto con maniobras manuales.

Tabla 1: Variación porcentual de los costos del proyecto en función de las maniobras

Costos	Maniobras Automáticas vs manuales
Concepto, diseño y desarrollo	↑3.97%
Toma de fuerza y sistemas auxiliares	↑4.78%
Estructura de la góndola y carenado	↑4.69%
Estructura y amarres	=
Instalación	↓9.12%
Sistemas de exportación	=
Seguros y gastos fijos	↓0.76%
Coste de los buques	↓42.88%
Operación y mantenimiento	↓14.73%
LCoE	↓5.26%

6 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

A partir de la información analizada para la realización de este estudio se han extraído una serie de resultados que permiten decidir hacia dónde deben enfocarse los desarrollos futuros, permitiendo, de esta forma, definir pautas con las que avanzar en el desarrollo de nuevos medios para reducir los costes de explotación. Se resumen a continuación:

- Las dificultades asociadas al medio marino requieren diseños con condiciones especiales en cuanto a fiabilidad, funcionamiento aislado, bajo impacto ambiental, supervivencia, etc.

- También existe un problema adicional, la dificultad de tener que realizar toda la instalación, operaciones de mantenimiento y desmontaje en un entorno hostil como es el marino y lejos de los puertos.

- Uno de los focos del estudio en cuanto a la reducción de los costos de operación en general, es la reducción de los costos de las maniobras necesarias para la inmersión y emersión de estos dispositivos, para poder realizar las tareas de mantenimiento in situ, sin necesidad de barcos especializados ni de transporte de los dispositivos a puerto.

- En esta línea de trabajo, el desarrollo de sistemas innovadores de control de agua de lastre para la gestión de estos artefactos sumergidos es fundamental para el correcto funcionamiento de todo el sistema. La cantidad de agua en los tanques de lastre cambia la masa y la inercia del dispositivo y, por tanto, su flotabilidad y dinámica, por lo que el control efectivo de estos tanques es necesario para el buen funcionamiento de todo el sistema.

- Además del punto de vista de ingeniería, el desarrollo de estos nuevos sistemas de control de lastre es de gran interés desde el punto de vista económico por la reducción que se podría obtener en

términos de su LCoE y de sus costes (en torno al 15% en cuanto a costes de operación y mantenimiento y al 5.3% en el LCoE).

- El desarrollo de simulaciones numéricas y su implementación en laboratorio los prototipos a escala permitirán realizar estudios de diversa índole, como el rendimiento de las maniobras de emersión/inmersión, la fiabilidad del sistema en un entorno controlado, el tiempo empleado en realizar las diferentes maniobras, etc.

7 CONCLUSIONES

Se ha estudiado la influencia económica de la inclusión de mejores procedimientos de instalación y mantenimiento, en términos de su LCoE y de sus costes, para los DAECs.

Estos aspectos económicos determinan la importancia de las maniobras de instalación y mantenimiento para facilitar la futura comercialización de estas tecnologías. También se ha comprobado la influencia económica en un caso de estudio en un parque ubicado en Alderney Race (Reino Unido) que se caracteriza por sus excelentes recursos de energía mareomotriz. Los resultados obtenidos muestran que la realización de maniobras automatizadas requiere inversiones adicionales al inicio del proyecto. No obstante, en cuanto al coste de instalación de los dispositivos se consigue una reducción de costes mediante maniobras automatizadas debido al ahorro en el alquiler de las embarcaciones necesarias para realizar los procedimientos de instalación, además de la reducción de costes se pueden realizar mediante buques de propósito general en lugar de buques especiales de elevado coste.

Además, los valores de LCoE para maniobras automatizadas son más bajos que los valores de LCoE para maniobras manuales para todos los casos de estudio. Esta reducción se obtiene principalmente de las reducciones en los costos de las embarcaciones en durante las fases de instalación y mantenimiento a lo largo del ciclo de vida del proyecto.

Los resultados obtenidos muestran que el uso de dispositivos de aprovechamiento de corrientes marinas con maniobras automatizadas tiene una ventaja económica relativamente importante sobre aquellos dispositivos diseñados con tecnología que requiere maniobras manuales para los procedimientos de instalación y operación, lo que permite reducir el costo de la energía y aumentar la rentabilidad del proyecto.

Agradecimientos

Al personal del Grupo de Investigación Tecnológico en Energías Renovables Marinas -GIT-ERM- (UPM).

English summary

REDUCTION IN MAINTENANCE COSTS WITH A BALLAST CONTROL SYSTEM FOR FIRST GENERATION TEC'S*

Abstract

It seems reasonable to promote renewable energies so that energy consumption coexists with sustainable development. One of the most important challenges is to be able to move towards a new low-carbon economy in which energy demand can be met while the levels of CO₂ emitted are reduced. The energy from ocean currents is mainly found at great depths. Different technologies are being developed to take advantage of this energy and whose economic viability requires a reduction in costs. The development of automated systems that allow the devices' orientation and depth to be changed to reduce maintenance maneuvers and take optimal advantage of the energy resource is fundamental. This work analyzes the economic feasibility of automating installation and maintenance maneuvers of these devices through the Levelized Cost of Energy (LCoE) and costs, which have been analyzed in the Alderney Race (United Kingdom) case.

Keywords: Marine Renewable Energy; Economic Viability; Automation of maneuvers; Life Cycle Costs; Levelized Cost of Energy.

Referencias

- [1] T. J. Considine and E. Heo, "Price and inventory dynamics in petroleum product markets," *Energy Econ.*, vol. 22, no. 5, pp. 527–548, Oct. 2000, doi: 10.1016/S0140-9883(00)00056-6.
- [2] L. Fernandez, "A diversified portfolio: joint management of non-renewable and renewable resources offshore," *Resour. Energy Econ.*, vol. 27, no. 1, pp. 65–82, Jan. 2005, doi: 10.1016/J.RESENEECO.2004.09.001.
- [3] V. Castro-Santos, L.; Prado, G.; Díaz-Casas, "Methodology to study the life cycle cost of floating offshore wind farms," in *10th Deep Sea Wind R&D Conference, Trondheim, Norway*, 2013, no. January.
- [4] European Commission, "A Clean Planet for all European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy,"
- [5] H. Jeffrey, B. Jay, and M. Winskel, "Accelerating the development of marine energy: Exploring the prospects, benefits and challenges," *Technol. Forecast. Soc. Change*, vol. 80, no. 7, pp. 1306–1316, Sep. 2013, doi: 10.1016/J.TECHFORE.2012.03.004.
- [6] E. Magagna, D., MacGillivray, A., Jeffrey, H., Hanmer, C., Raventos, A., Badcock-Broe, A., & Tzimas, "Wave and tidal energy strategic technology agenda," *Si Ocean*. 44, 1-44., 2014.
- [7] J. Chipindula, V. S. V. Botlaguduru, H. Du, R. R. Kommalapati, and Z. Huque, "Life Cycle Environmental Impact of Onshore and Offshore Wind Farms in Texas," *Sustain*. 2018, Vol. 10, Page 2022, vol. 10, no. 6, p. 2022, Jun. 2018, doi: 10.3390/SU10062022.
- [8] D. G. Vagiona and M. Kamilakis, "Sustainable Site Selection for Offshore Wind Farms in the South Aegean-Greece," *Sustain*. 2018, Vol. 10, Page 749, vol. 10, no. 3, p. 749, Mar. 2018, doi: 10.3390/SU10030749.
- [9] Y. C. Tseng, Y. M. Lee, and S. J. Liao, "An Integrated Assessment Framework of Offshore Wind Power Projects Applying Equator Principles and Social Life Cycle Assessment," *Sustain*. 2017, Vol. 9, Page 1822, vol. 9, no. 10, p. 1822, Oct. 2017, doi: 10.3390/SU9101822.
- [10] J. Abanades, D. Greaves, and G. Iglesias, "Wave farm impact on beach modal state," *Mar. Geol.*, vol. 361, pp. 126–135, Mar. 2015, doi: 10.1016/J.MARGE.2015.01.008.
- [11] L. Castro-Santos, D. Silva, A. R. Bento, N. Salvação, and C. G. Soares, "Economic Feasibility of Wave Energy Farms in Portugal," *Energies* 2018, Vol. 11, Page 3149, vol. 11, no. 11, p. 3149, Nov. 2018, doi: 10.3390/EN11113149.
- [12] M. Sanchez, R. Carballo, V. Ramos, and G. Iglesias, "Floating vs. bottom-fixed turbines for tidal stream energy: A comparative impact assessment," *Energy*, vol. 72, pp. 691–701, Aug. 2014, doi: 10.1016/J.ENERGY.2014.05.096.
- [13] S. P. Neill, M. R. Hashemi, and M. J. Lewis, "The role of tidal asymmetry in characterizing the tidal energy resource of Orkney," *Renew. Energy*, vol. 68, pp. 337–350, Aug. 2014, doi: 10.1016/J.RENENE.2014.01.052.
- [14] I. M. de Alegría, J. L. Martín, I. Kortabarria, J. Andreu, and P. I. Ereño, "Transmission alternatives for offshore electrical power," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 5, pp. 1027–1038, Jun. 2009, doi: 10.1016/J.RSER.2008.03.009.
- [15] A. Pacheco, Ó. Ferreira, R. Carballo, and G. Iglesias, "Evaluation of the production of tidal stream energy in an inlet channel by coupling field data and numerical modelling," *Energy*, vol. 71, pp. 104–117, Jul. 2014, doi: 10.1016/J.ENERGY.2014.04.075.
- [16] E. Segura, R. Morales, J. A. Somolinos, and A. López, "Techno-economic challenges of tidal energy conversion systems: Current status and trends," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 77, pp. 536–550, Sep. 2017, doi: 10.1016/J.RSER.2017.04.054.
- [17] A. Vazquez and G. Iglesias, "Public perceptions and externalities in tidal stream energy: A valuation for policy making," *Ocean Coast. Manag.*, vol. 105, pp. 15–24, Mar. 2015, doi: 10.1016/J.OCECOAMAN.2014.12.017.
- [18] M. O'Connor, T. Lewis, and G. Dalton, "Operational expenditure costs for wave energy projects and impacts on financial returns," *Renew. Energy*, vol. 50, pp. 1119–1131, Feb. 2013, doi: 10.1016/J.RENENE.2012.08.059.
- [19] M. Mueller and R. Wallace, "Enabling science and technology for marine renewable energy," *Energy Policy*, vol. 36, no. 12, pp. 4376–4382, Dec. 2008, doi: 10.1016/J.ENPOL.2008.09.035.

* Tydal Energy Current

- [20] G. Sánchez, “Diseño de un Dispositivo Para el Aprovechamiento de la Energía de las Corrientes (DAEC) y su Integración en un Parque Marino,” (Doctoral dissertation, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Navales Universidad Politécnica de Madrid (ETSIN), 2014).
- [21] “Voith.” <https://voith.com/corp-en/index.html> (accessed Jun. 22, 2022).
- [22] G. S. Khan, J.; Bhuyan, “Ocean Energy Global Technology, Development Status. Final Technical Report.,” 2015.
- [23] M. Espín, “Modelado dinámico y control de maniobras de dispositivos submarinos,” 2015.
- [24] E. Segura, R. Morales, and J. A. Somolinos, “A strategic analysis of tidal current energy conversion systems in the European Union,” *Appl. Energy*, vol. 212, pp. 527–551, Feb. 2018, doi: 10.1016/J.APENERGY.2017.12.045.
- [25] E. Segura, R. Morales, and J. A. Somolinos, “Increasing the Competitiveness of Tidal Systems by Means of the Improvement of Installation and Maintenance Maneuvers in First Generation Tidal Energy Converters—An Economic Argumentation,” *Energies 2019, Vol. 12, Page 2464*, vol. 12, no. 13, p. 2464, Jun. 2019, doi: 10.3390/EN12132464.
- [26] “TradeWinds | Latest shipping and maritime news.” <https://www.tradewindsnews.com/> (accessed Jun. 22, 2022).
- [27] R. Morales, L. Fernández, E. Segura, and J. A. Somolinos, “Maintenance Maneuver Automation for an Adapted Cylindrical Shape TEC,” *Energies 2016, Vol. 9, Page 746*, vol. 9, no. 9, p. 746, Sep. 2016, doi: 10.3390/EN9090746.
- [28] J. A. Somolinos, A. López, L. R. Núñez, and R. Morales, “Dynamic model and experimental validation for the control of emersion manoeuvres of devices for marine currents harnessing,” *Renew. Energy*, vol. 103, pp. 333–345, Apr. 2017, doi: 10.1016/J.RENENE.2016.10.076.
- [29] L. del Horno, E. Segura, R. Morales, and J. A. Somolinos, “Exhaustive closed loop behavior of an one degree of freedom first-generation device for harnessing energy from marine currents,” *Appl. Energy*, vol. 276, Oct. 2020, doi: 10.1016/J.APENERGY.2020.115457.
- [30] E. Karakaya, A. Hidalgo, and C. Nuur, “Motivators for adoption of photovoltaic systems at grid parity: A case study from Southern Germany,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 43, pp. 1090–1098, Mar. 2015, doi: 10.1016/J.RSER.2014.11.077.
- [31] A. Vazquez and G. Iglesias, “Grid parity in tidal stream energy projects: An assessment of financial, technological and economic LCOE input parameters,” *Technol. Forecast. Soc. Change*, vol. 104, pp. 89–101, Mar. 2016, doi: 10.1016/J.TECHFORE.2015.12.007.
- [32] L. Castro-Santos, A. Filgueira-Vizoso, C. Álvarez-Feal, and L. Carral, “Influence of Size on the Economic Feasibility of Floating Offshore Wind Farms,” *Sustain. 2018, Vol. 10, Page 4484*, vol. 10, no. 12, p. 4484, Nov. 2018, doi: 10.3390/SU10124484.
- [33] A. Vazquez and G. Iglesias, “Device interactions in reducing the cost of tidal stream energy,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 97, pp. 428–438, Jun. 2015, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2015.03.044.
- [34] E. Segura, R. Morales, and J. A. Somolinos, “Cost Assessment Methodology and Economic Viability of Tidal Energy Projects,” *Energies 2017, Vol. 10, Page 1806*, vol. 10, no. 11, p. 1806, Nov. 2017, doi: 10.3390/EN10111806.
- [35] “UK Renewables Atlas - ABPmer.” <https://www.renewables-atlas.info/> (accessed Jun. 22, 2022).
- [36] P. E. Robins, S. P. Neill, M. J. Lewis, and S. L. Ward, “Characterising the spatial and temporal variability of the tidal-stream energy resource over the northwest European shelf seas,” *Appl. Energy*, vol. 147, pp. 510–522, Jun. 2015, doi: 10.1016/J.APENERGY.2015.03.045.
- [37] R. Morales, E. Segura, J. A. Somolinos, L. R. Núñez, and H. Sira-Ramírez, “Online signal filtering based on the algebraic method and its experimental validation,” *Mech. Syst. Signal Process.*, vol. 66–67, pp. 374–387, Jan. 2016, doi: 10.1016/J.YMSSP.2015.06.021.
- [38] J. A. Somolinos, A. López, M. P. Portilla, and R. Morales, “Dynamic Model and Control of a New Underwater Three-Degree-of-Freedom Tidal Energy Converter,” *Math. Probl. Eng.*, vol. 2015, 2015, doi: 10.1155/2015/948048.
- [39] P. L. Fraenkel, “Marine current turbines: Pioneering the development of marine kinetic energy converters:,” <http://dx.doi.org/10.1243/09576509JPE307>, vol. 221, no. 2, pp. 159–169, Apr. 2007, doi: 10.1243/09576509JPE307.



© 2022 by the authors. Submitted for possible open access publication under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution CC BY-NC-SA 4.0 license (<https://creativecommons.org/licenses/by-ncsa/4.0/deed.es>).