Experiencia piloto de aprovechamiento de corrientes mareales en la costa de Huelva (TidUtil)

Autores: A. de la Cruz (1), J. Morales (1), M. Sedrati (2), J. Hernández (1), J. Clavijo (1) y M. Reyes (1)

(1) Universidad de Huelva, España.

(2) Université Bretagne, Francia.

Resumen: La integración de tecnologías de energía renovable con la selección innovadora de sitios es esencial para abordar los desafíos energéticos globales. En este contexto, la propuesta de instalar una turbina de marea en la desembocadura del río Tinto en Huelva ofrece un potencial significativo para futuros estudios e instalaciones similares. Colocar el dispositivo debajo del puente donde se unen los ríos Tinto y Odiel permitirá ensayar distintos métodos de control y contar con un sistema innovador de monitorización y control remoto, convirtiéndose en un referente de la Industria 4.0. La construcción de una planta en la costa de Huelva fortalecerá las infraestructuras de I+D en Andalucía

Palabras clave: Corrientes mareales, Energía renovable marina, Microturbinas.

1. INTRODUCCIÓN

En este proyecto se aborda la necesidad de encontrar nuevos recursos energéticos para satisfacer la creciente demanda mundial de energía de manera eficiente y sostenible. Las fuentes de energía actuales, como los combustibles fósiles, son limitadas y generan problemas significativos, incluyendo emisiones de dióxido de carbono que afectan el clima y la salud pública, particularmente en áreas industriales como Huelva.

La energía mareal, en particular, ofrece una oportunidad significativa en la provincia de Huelva. Desde el siglo XVIII, se han utilizado construcciones como el Molino del Pintado en Ayamonte para aprovechar esta energía, utilizando la diferencia de altura entre la bajamar y la pleamar para moler trigo. La historia y geografía de Huelva, con sus amplios humedales, han facilitado el uso de la energía mareal a lo largo de su costa.

Los ciclos de mareas en nuestra provincia son de doce horas, estos permitirían un suministro estable y predecible de energía a lo largo del día. Por supuesto, el proyecto no estará exento de retos como el adverso ambiente alcalino al que se enfrentan los materiales sumergidos debajo del agua o a las bajas velocidades de flujo que se presentan en periodos de mareas muertas.

La energía oceánica tiene un potencial significativo, aunque difícil de cuantificar. Los estudios más optimistas sugieren que se podrían generar hasta 32 TW de electricidad al año (Wahyudie et al. 2017)[1]. Estudios más conservadores estiman un potencial total de 337 GW y 885 TWh al año (De Andres et al. 2017)[2].

Las turbinas mareales extraen energía cinética de las corrientes generadas por las mareas, similar a las turbinas eólicas, pero con diferencias clave. Los flujos de las corrientes mareales están confinados entre el lecho marino y la superficie del mar, y pueden concentrarse en un canal, a diferencia de la energía eólica. Las turbinas mareales, con la misma capacidad de potencia nominal que los aerogeneradores, pueden producir cuatro veces más energía por año/m² (Hussain, Arif, y Aslam 2017)[3]. Aunque las turbinas mareales operan con velocidades de flujo más bajas, el agua tiene una densidad de 1025 kg/m³ comparada con 1.25 kg/m³ del aire, compensando así los efectos y produciendo la misma potencia (Bahaj et al. 2007)[4].

Este efecto se puede apreciar en la ecuación que modela la potencia producida por una turbina.

$$P(t) = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot v(t)^2$$

- P(t) es la potencia hidráulica por unidad de superficie, medida en [W].
- Cp es el coeficiente de potencia, que varía dependiendo de la microturbina considerada.
- A es el área barrida del rotor de la microturbina o el área frontal de la microturbina, medida en [m²].
- v(t) es la velocidad del flujo, medida en [m/s].

El proyecto consistirá en la instalación de una turbina mareal debajo del puente que cruza la desembocadura del rio Tinto, dirección Mazagón. Conectando la instalación a red y a un sistema de baterías, el comportamiento de la instalación será monitorizado y servirá de ejemplo para otras instalaciones del mismo tipo que se quieran implantar.

En este artículo se presentan los trabajos realizados para establecer la ubicación de la turbina y los primeros análisis de la distribución del flujo en el emplazamiento elegido.

2. DESARROLLO

Descripción del emplazamiento.

Tras una prospección en las posibles ubicaciones (Desembocadura del Rio Tinto y en la Zona 9 del puerto de Huelva) para la turbina en torno a la desembocadura de los ríos Tinto y Odiel en la ría de Huelva, se determina que el lugar con mayor potencial energético para la instalación de la turbina es la desembocadura del rio Tinto, en lo que se conoce como Punta del Sebo. La turbina irá instalada debajo del puente del Tinto, el cual une la autovía H-30 con la carretera nacional N-442, en el arco número 14 contando desde la Punta del Sebo (37°12'35"N 6°56'08"W), *figura 1*. La colocación de la turbina debajo del puente supone una ventaja, ya que no será necesario instalar grandes extensiones de cable submarino, además de poder usar el puente como estructura para colocar el generador fuera del agua abaratando más los costes de instalación.

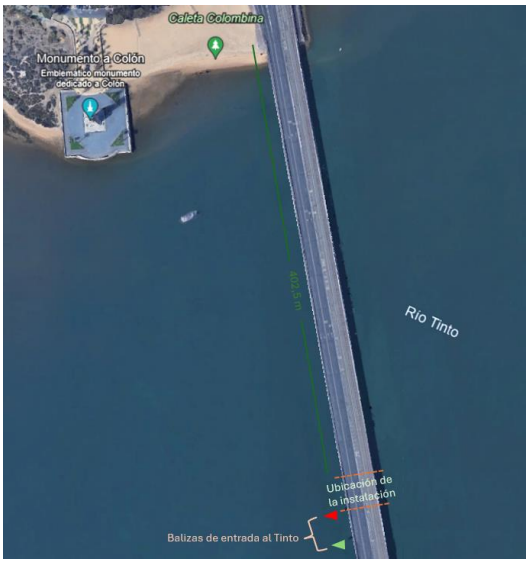

Fig. 1. Localización de la instalación.

Modelo 3D.

Para la creación del modelo en tres dimensiones se partieron de unas batimetrías antiguas aportadas por el Puerto de Huelva. Estos datos batimétricos venían en formato CAD, con el sistema de coordenadas ED 50, *figura 2*. Las batimetrías vienen modeladas por polilíneas con elevación.

El primer objetivo consiste en crear un modelo TIN (Triangulated Irregular Network) de la zona. Para crear el modelo geométrico se usará el programa ArcGis Pro, en el cual se combinarán los datos de batimetría y los datos cartográficos de IGN, no antes sin haber preprocesado los datos de batimetría y los datos cartográficos.

Una vez procesados los datos de la *figura 2* y completados los datos al lado este del puente con datos de la web Navionics, se tienen las batimetrías listas para ser exportadas en ArcGIS.

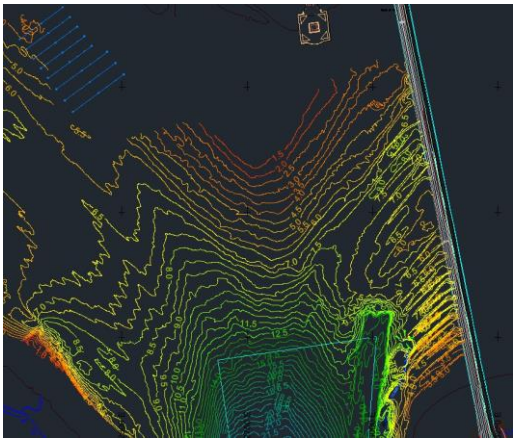

Fig. 2. Batimetrías en formato CAD sin procesar.

En ArcGIS se creará a partir de estas isolíneas de profundidad, un archivo en formato TIN, que posteriormente será transformado a Raster.

Una vez tenemos las batimetrías en formato Raster, estas se unen al modelo digital de la zona que se obtuvo del IGN (PNOA-2020- AND-682-4122-ORT-CLA-CIR.LAZ) para después obtener el modelo digital completo de la zona que se muestra en la *figura 3*.

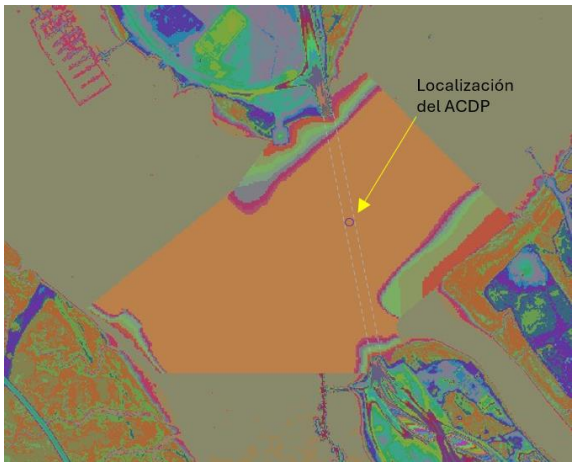

Fig. 3. Modelo 3D final, que incluye la unión con la capa del IGN.

Análisis del flujo.

Los datos de flujo se obtuvieron mediante una campaña de medidas con un dispositivo ADCP (Teledyne RD Instruments, modelo WorkHorse Centinela), que se inició el día 27 de febrero de 2024 y terminó el 13 de marzo del mismo año. El dispositivo de medida en cuestión se instaló en el mismo lugar en el que se tiene planeado situar la turbina.

Los datos que se han obtenido de la campaña de medida incluyen datos a distintas profundidades, la primera medida se encuentra a 1.05 metros del fondo y después tenemos 33 más separadas 0.5 metros entre cada una. Por lo que estamos registrando valores de

dirección y magnitud de la corriente a distintas distancias del fondo.

Los datos obtenidos del ADCP también tuvieron que ser procesados ya que había datos de medida de flujo para alturas que se encontraban por encima de la superficie.

3. RESULTADOS

Las velocidades horizontales a lo largo de la capa de agua han mostrado una tendencia en la que sus magnitudes aumentaban a medida que nos acercamos a la superficie y nos alejamos del fondo, *figura 4*.

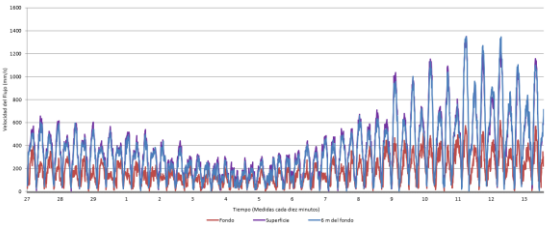

Fig. 4. Magnitud de las velocidades horizontales a distintas profundidades.

Se aprecia que las mayores velocidades se dan cercanas a la superficie, pero las de mayor calidad en cuanto a dirección y a dispersión del flujo se encuentra a 5.55 m del fondo, *figura 5*.

De forma proporcional a las velocidades obtenemos resultados de las potencias, por lo que es obvio que los mejores lugares para instalar la turbina son aquellos en los que las velocidades son mayores. Y por lo tanto mayores serán las energías también.

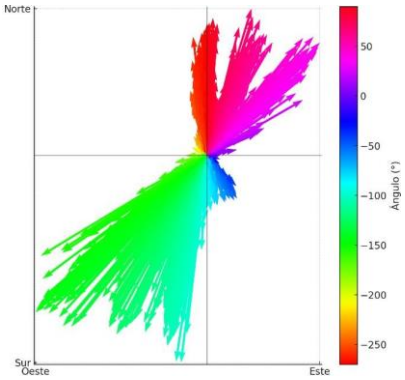

Fig. 5. Dirección de flujo a 5,55 metros del fondo.

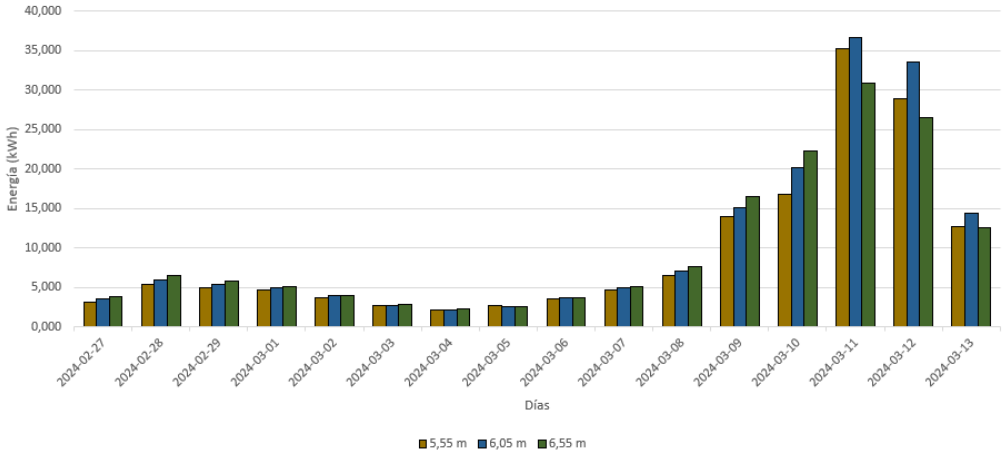

Fig. 6. Energía diaria producida en las profundidades más cercanas a la superficie.

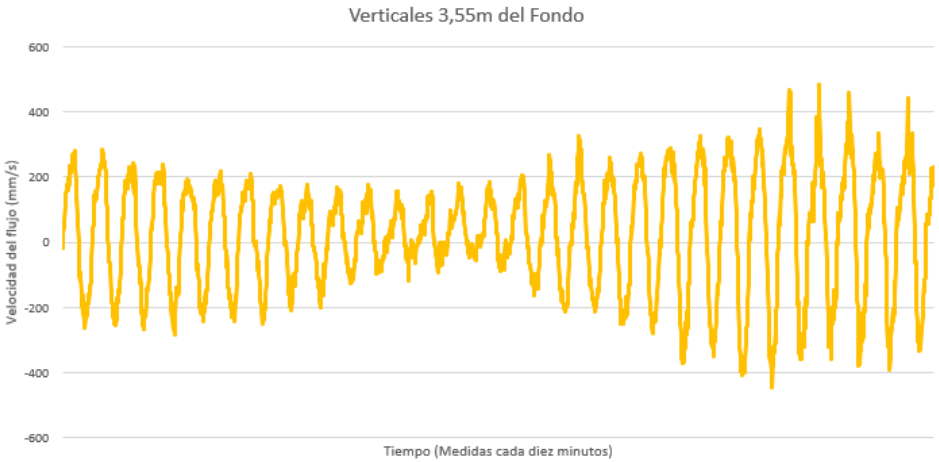

Fig. 7. Corrientes verticales a 3.55 metros del fondo.

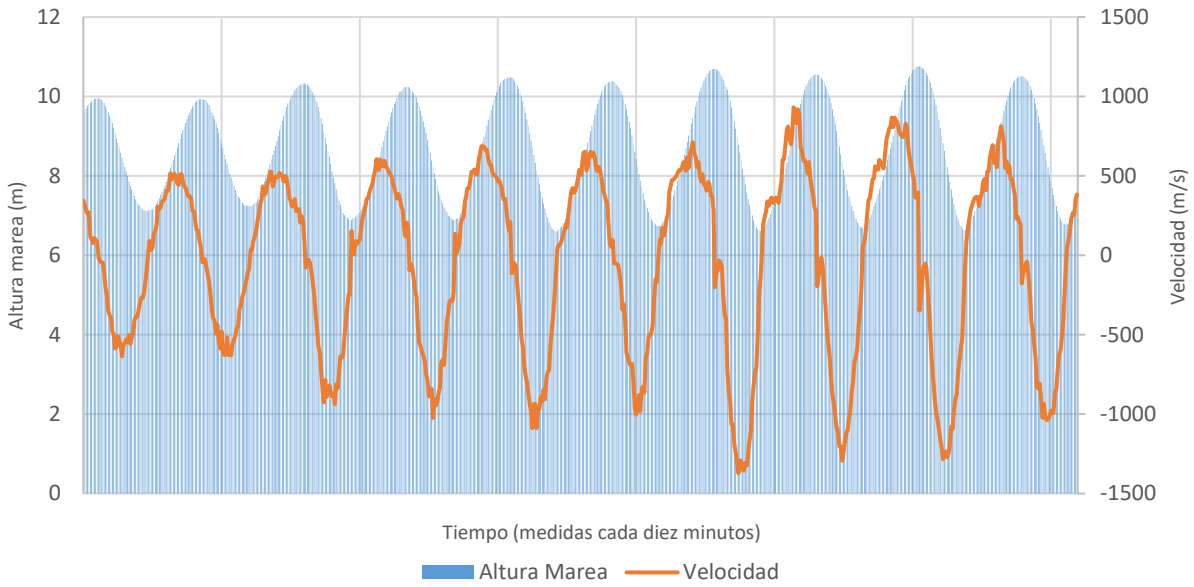

Fig. 8. Altura de Marea y Velocidad (5,55 m del fondo) frente al Tiempo (8 al 13 de marzo de 2024)

En la *figura 6* se han representado las tres profundidades con mayores energías diarias acumuladas.

En cuanto a las corrientes verticales, se observó que éstas eran de muy baja intensidad además de ser prácticamente constantes con la profundidad, un ejemplo de sus magnitudes se encuentra en la *figura 7*.

Resultó que para las mareas vaciantes se dan flujos de mayor intensidad que para las mareas de régimen llenante. Este comportamiento se ilustra en la *figura 8*.

4. CONCLUSIONES

Con los resultados mencionados anteriormente se han llegado a las siguientes conclusiones:

En primer lugar, se ha cumplido con el desarrollo de un modelo geométrico en formato raster que servirá para simulaciones hídricas del proyecto, además de haber sido de utilidad para la obtención de perfiles de la cuenca del rio que más tarde han sido utilizados para graficar la sección útil para la instalación de la turbina.

En cuanto al análisis de las corrientes se ha concluido que la profundidad óptima para la instalación de la turbina es a 5.55 m del lecho marino, obteniéndose ahí los valores óptimos de velocidad, dirección y energía. Además, se tiene margen de agua por encima de la turbina para que no se quede nunca al descubierto por las mareas equinocciales y que los barcos no puedan dañarla. Esa profundidad también asegura que la turbina esté protegida de los sedimentos del fondo.

Agradecimientos

Proyecto del Plan Complementario de Ciencias Marinas. Código de expediente PCM_00024, cofinanciado por la Junta de Andalucía y por la Unión Europea a través de los fondos NextGenerationEU del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

REFERENCIAS

(1) Wahyudie, A., M.A. Jama, T.B. Susilo, O. Saeed, C.S.A. Nandar, y K. Harib. 2017. «Simple Bottom-up Hierarchical Control Strategy for Heaving Wave Energy Converters». *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 87: 211-21. doi:10.1016/j.ijepes.2016.10.010.

(2) De Andres, Adrian, Andy MacGillivray, Owain Roberts, Raul Guanche, y Henry Jeffrey. 2017. «Beyond LCOE: A Study of Ocean Energy Technology Development and Deployment Attractiveness». Sustainable Energy Technologies and Assessments 19: 1-16. doi:10.1016/j.seta.2016.11.001.

(3) Hussain, Akhtar, Syed Muhammad Arif, y Muhammad Aslam. 2017. «Emerging Renewable and Sustainable Energy Technologies: State of the Art». Renewable and Sustainable Energy Reviews 71: 12-28. doi:10.1016/j.rser.2016.12.033.

(4) Bahaj, A.S., A.F. Molland, J.R. Chaplin, y W.M.J. Batten. 2007. «Power and Thrust Measurements of Marine Current Turbines under Various Hydrodynamic Flow Conditions in a Cavitation Tunnel and a Towing Tank». Renewable Energy 32(3): 407-26. doi:10.1016/j.renene.2006.01.012.