Evaluación del potencial de las corrientes de marea para aprovechamiento energético mediante simulación de flujo bidimensional

Fernández-Suárez, D.^{a1}, Espina-Valdés, R.^{a2}, Álvarez-Álvarez, E.^{a3}

^aUniversidad de Oviedo, Departamento de Energía, Campus de Barredo, 33600-Mieres, España. E-mail: ^{a1}uo194859@uniovi.es, ^{a2}espinarodolfo@uniovi.es, ^{a3}edualvarez@uniovi.es

Línea temática B | Hidrología, usos y gestión del agua.

RESUMEN

Las energías marinas disponen de un importante potencial aún por desarrollar. Las elevadas inversiones requeridas, los altos costes de funcionamiento y el elevado impacto ambiental han sido las barreras que han impedido su desarrollo. En este trabajo se realiza una evaluación del potencial energético que es posible aprovechar en la desembocadura del río Eo utilizando para ello instalaciones de microgeneración. Este tipo de instalaciones pueden ser viables en localizaciones cercanas a la costa al minimizar la inversión necesaria y el coste de operación y mantenimiento, así como el impacto ambiental. Para ello, se ha trabajado con el programa gratuito de simulación de flujo bidimensional HEC-RAS siendo necesario construir un modelo geométrico de la desembocadura utilizando datos geográficos de libre acceso e información náutica. Los resultados demuestran la existencia de una zona con un potencial energético viable de utilizar desde un punto de vista técnico. **Palabras clave** | corrientes de marea; flujo bidimensional; desembocadura; microgeneración.

INTRODUCCIÓN

En un contexto en el que la demanda mundial de energía fue de 21,431 TWh en 2012 (International Energy Agency, 2012). La producción de electricidad a partir de la energía de las mareas tiene un potencial estimado de 22,000 TWh / año (Sandén B, 2014) en todo el mundo. Pero en la actualidad, aplicando eficiencias de conversión probadas, sólo podrían ponerse a nuestra disposición producciones de 1,000 TWh / año en todo el mundo (Sandén B, 2014) y 105.4 TWh / año en Europa (Cavanagh et al., 1993) (principalmente en el Reino Unido, Francia, Irlanda, Holanda, Alemania y España). A pesar de ser un recurso energético continuo y predecible, todavía existen desafíos importantes, tales como: la eficiencia de los sistemas de conversión de la energía proveniente de las mareas, altas inversiones, elevados costes de operación y mantenimiento y un elevado impacto ambiental. Sin embargo, el potencial energético de las mareas para el futuro atrae ahora un considerable interés e inversión (Foley T et al., 2015).

El origen de la energía de las mareas proviene de los movimientos periódicos de ascenso y descenso del nivel del agua del mar debido a la atracción gravitacional de la luna y el sol, y su posición relativa con respecto a la tierra. Estos movimientos producen corrientes marinas cercanas a la costa denominadas corrientes de marea (O Rourke F et al., 2009).

Hasta la fecha, la mayor parte de la producción de energía mareomotiz proviene de las presas de marea construidas entre los años 1960 y 1980. La generación de energía eléctrica de este tipo de presas se obtiene por los mismos principios que la generación hidroeléctrica, con la diferencia de que se aprovechan ambos flujos de marea en direcciones opuestas. Aunque esta tecnología ya está probada y puede ser considerada fiable, las instalaciones de este tipo causan un alto impacto ambiental, que afecta al ecosistema, e implican altos costes de construcción (Hooper T et al., 2013). En la actualidad sólo existen cinco presas de marea en funcionamiento: La Gama (240 MW) en Francia, Annapolis (20 MW) en Canadá, Kislaya Guba (400 kW) en Rusia, Creek Jangxia (500 kW) en China (O Rourke F et al., 2009) y Sihwa Lake (254MW) en Corea del Sur (Bae YH et al., 2010).

V Jornadas de Ingeniería del Agua. 24-26 de Octubre. A Coruña

En la última década, la generación de electricidad en las presas de marea ha sido relegada a favor de nuevos diseños de turbinas marinas, con diseños similares a los aerogeneradores. El primer enfoque se basó en turbinas con potencias relativamente altas, ubicadas en localizaciones lejanas a la costa para minimizar el impacto ambiental. Estas instalaciones implican elevadas inversiones y altos costes de operación y mantenimiento. Por esta razón, aunque actualmente se están probando muchos prototipos (Canada NR, 2006) – (The European Marine Energy Centre, 2015), hay muy pocas instalaciones en operación que obtengan energía directamente de las corrientes de marea (por ejemplo, Strangford Lough SeaGen en el Reino Unido) (Devine-Wright P, 2011).

Los proyectos recientes se centran en el diseño de un nuevo enfoque basado en microturbinas dispuestas en arrays de mareas (Vennell R et al., 2015), situadas en localizaciones cercanas a costas, donde existe una alta energía cinética debido a la influencia de mareas, y con bajo impacto ambiental. Su situación hace posible utilizar la energía generada en puntos de consumo de energía cercanos, como ciudades o puertos (Alvarez E.A. et al., 2013), reduciendo los costes de inversión y operación. El proyecto de Maine en la Bahía de Fundy (Canadá) (Ocean Renewable Power Company, 2015), el proyecto Enermar en el estrecho de Messina (Italia) (Previsic M et al., 2005) y el proyecto RITE en Nueva York (Ocean Renewable Energy Coalition, 2012) son ejemplos de los avances comerciales previos.

Hacer una estimación precisa del potencial energético, la optimización de los diseños de microturbinas y las ubicaciones de las plantas de microturbinas, son factores clave para garantizar la viabilidad de la instalación (Lewis M. et al., 2015). En referencia a la estimación precisa del potencial energético, las nuevas investigaciones se centran en la definición de metodologías para estimar y medir el recurso proveniente de las corrientes de marea en sitios potencialmente adecuados (Legrand C et al., 2009). Con respecto al segundo punto, los nuevos diseños de microturbinas se orientan a la mejora de sus eficiencias, así como en su aplicación en zonas de baja velocidad, 0.2 o 0.3 m/s en algunos casos (Canada NR, 2006). En referencia al tercer punto, las nuevas investigaciones publicadas se centran en la evaluación de la influencia de la colocación de la matriz específica en la viabilidad de la planta (Culley DM et al., 2016).

Hasta ahora, se han utilizado diferentes modelos de software para estudiar los flujos de marea en grandes áreas. Debido al elevado consumo de recursos computacionales, se han incluido dos simplificaciones diferentes: usar un tamaño de malla gruesa (resoluciones > 100 m) y eludir un estudio preciso de la velocidad en la dimensión vertical, lo que da lugar en algunos casos a estimaciones inexactas de la energía cinética disponible (Evans P et al., 2015).

Ejemplos recientes son estudios realizados modelos bidimensionales (2D), como el de la costa de Nueva Jersey realizado utilizando el Finite Volume Coastal Ocean Model (FVCOM) (Tang HS et al., 2014). Con modelos de tres dimensiones (3D), como los del Mar de Irlanda y los Mares del Noroeste de Europa, usando el código Regional Ocean Modelling (ROMS) (Lewis M et al., 2015) – (Neill, S.P. et al., 2015) y la bahía de Algeciras (Sammartino S et al., 2014) usando el Massachusetts Institute of Technology General Circulation Model (MITgcm). Los dos últimos modelos resuelven las ecuaciones de Navier-Stokes con el Promedio de Reynolds (RANS), con simplificaciones hidrostáticas.

En este trabajo, se presenta una investigación donde se realiza una evaluación la energía cinética del agua según los movimientos de marea en la desembocadura del río Eo (Asturias-Galicia, España). Para ello, se ha trabajado con el programa gratuito de simulación de flujo bidimensional HEC-RAS siendo necesario construir un modelo geométrico de la desembocadura utilizando datos geográficos de libre acceso e información náutica. Se pretende así mismo definir una metodología de evaluación de zonas con potencial que no implique coste de herramientas software ni equipos de altas prestaciones computacionales.

JIA 2017 | Línea Temática B

MATERIAL Y MÉTODOS

La investigación propone una metodología en etapas:

- (1) Definición del modelo hidráulico
- (2) Metodología de pruebas

(3) Evaluación de los resultados hidráulicos: velocidad del agua y potencial energético de las corrientes, obtención y cuantificación de zonas para aprovechamiento energético.

Esta metodología ha sido aplicada a la Ría del Eo, un estuario localizado en el límite geográfico y administrativo entre el Principado de Asturias y la Comunidad Autonoma de Galicia, en el extremo noroccidental de la Península Ibérica (Figura 1), que desemboca en el Mar Cantábrico formando la Ría de Ribadeo. La Ría de Ribadeo tiene una longitud de 10 km y una anchura prácticamente constante de 800 m; el rango de mareas alcanza valores de hasta 4.6 m, lo que conduce a un prisma de mareas cercano a 20.6 Hm³. Estas condiciones hacen que se generen importantes corrientes de marea en algunas zonas del estuario.

Por otro lado, cerca de la bocana de la Ría del Ribadeo se encuentra las poblaciones de Figeras y Castropol, en Asturias, y Ribadeo, Galicia. En esta última se encuentra el Puerto de Ribadeo, uno de los puertos más importantes de Galicia. Por lo tanto, la desembocadura del Río Eo constituye una excelente ubicación para instalar una granja de turbinas hidrocinéticas y evaluar el potencial de las corrientes de marea para aprovechamiento energético en alguna de las ubicaciones cercanas.



Figura 1 | Desembocadura del río Eo.

Descripción del modelo hidráulico

El modelo hidráulico se basa en el Hydrologic Engineering Center – River Analysis System (HEC-RAS) (US Army Corps of Engineers. Hydrologic Engineering Center; 2017) versión 5.0.3. Es un modelo numérico bidimensional que permite realizar análisis hidráulicos del flujo de agua en lámina libre en régimen permanente y no permanente.

Para el cálculo del perfil de la lámina libre de agua en régimen no permanente el modelo resuelve las ecuaciones completas de Saint Venant en 2D para flujo no permanente, gradualmente variado, en canales abiertos:

$$\frac{\partial \zeta}{\partial t} + \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} = 0 \tag{1}$$

$$\frac{\partial u}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{u^2}{h} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{uv}{h} \right) = -\frac{n^2 u g \sqrt{u^2 + v^2}}{h^2} - g h \frac{\partial \zeta}{\partial x} + u f + \frac{\partial}{\rho \partial x} \left(h \tau_{xx} \right) + \frac{\partial}{\rho \partial y} \left(h \tau_{xy} \right)$$
(2)

$$\frac{\partial v}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{v^2}{h} \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{uv}{h} \right) = -\frac{n^2 v g \sqrt{u^2 + v^2}}{h^2} - g h \frac{\partial \zeta}{\partial y} + v f + \frac{\partial}{\rho \partial y} \left(h \tau_{yy} \right) + \frac{\partial}{\rho \partial x} \left(h \tau_{xy} \right)$$
(3)

donde *t* es el tiempo, *u* y *v* son las componentes de velocidad en las direcciones *x* e *y* (m² s⁻¹) respectivamente, *h* es la profundidad del agua (m), ζ es la elevación de la superficie libre (m), *g* es la aceleración debida a la gravedad (m s⁻²), *n* es el coeficiente de Manning, ρ es la densidad de agua (kg m⁻³), *f* es el parámetro de Coriolis (s⁻¹) y las τ_{xx} , τ_{xy} , y τ_{yy} tensiones cortantes.

Desarrollo del modelo hidráulico

Para el desarrollo del modelo hidráulico se han seguido las fases especificadas en la Figura 2. La obtención del modelo geométrico se realizó mediante el programa ArcGIS, y su extensión HEC-GeoRAS. Dicha extensión está diseñada para procesar datos georeferenciados bajo el entorno de los sistemas de Información Geográfica (SIG). Mediante ArcGIS se ha trabajado la información territorial para la generación de los archivos necesarios para la generación del modelo bidimensional.



Figura 2 | Esquema de desarrollo del modelo.

Para el desarrollo de la de geometría se ha partido de la información cartográfica disponible en el Instituto Geográfico Nacional, concretamente del Modelo Digital de Elevaciones LiDAR 5×5 (MDTE05 LiDAR) de la hoja 0010 de la distribución de hojas 1:50.000. Esta información cartográfica ha sido tratada mediante ArcGIS, obteniendo un Modelo Digital del Terreno Triangular TIN.

Teniendo en cuenta que en los datos de modelos digitales de elevaciones las superficies de agua actúan como un espejo de las ondas, en el MDT05 LiDAR utilizado no caracteriza la geometría del fondo de la ría. Siendo necesario combinar las informaciones del modelo digital de elevaciones con las de la cartografía batimétrica disponible en Puertos del Estado y la carta náutica 4071 del Instituto Hidrográfico de la Marina (IHM).



Figura 3 | Raster elevaciones modelo hidráulico.

Una vez emplazada toda la información cartográfica en el mismo sistema de coordenadas, se procede a su combinación. Por un lado, se filtra el raster del modelo digital de elevaciones MDT05 LiDAR de manera que sólo sean visibles todas aquellas celdas con elevaciones por encima de los 0 msnm. Por el otro, de la cartografía batimétrica sólo resulta interesante aquella información que cartografíe el fondo de la ría, generando a partir de los datos batimétricos el ráster del fondo de la ría. Se combinan ambos ráster para obtener un único raster de elevaciones del ámbito del modelo hidráulico, obteniendo la composición cartográfica, visualizada en formato TIN, que se muestra en la figura 3.



Figura 4 | Distribución de los coeficientes de Manning a partir de CORINE Land Cover.

Esta composición contiene información de la geometría del fondo de la Ría de Ribadeo y del territorio que se eleva por encima del nivel del mar. Complementariamente, se incorporan las geometrías de las pilas que soportan el tablero del Puente de los Santos.

También se establece la distribución de coeficientes de Manning del ámbito del modelo, a partir de los datos del CORINE Land Cover disponibles en el Instituto Geógráfico Nacional (Ministerio de Medioambiente Medio Rural y Marino, 2011). La Guía Metodológica para el desarrollo del sistema nacional de cartografía de zonas inundables (Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, 2011) sugiere una relación entre el tipo de uso de suelo CORINE y un valor de coeficiente de Manning.



Figura 5 | Definición del terreno modelo bidimensional HEC-RAS.



Figura 6 | Definición zona 2D HEC-RAS.

En base a la información cartográfica obtenida en la etapa anterior se determina la forma o geometría de las celdas de computación del modelo bidimensional (Figura 5) y se genera la información que permitirá establecer la distribución de los coeficientes de rugosidad de Manning a lo largo y ancho de la zona de computación bidimensional a partir de la información generada en el apartado anterior.

Se delimita la zona a analizar por computación de flujo bidimensional mediante un polígono cerrado (Figura 6). Se generan celdas ortogonales de 10mx10m, aumentando el número de celdas (disminuyendo su tamaño) en la zona más cercana a las pilas del Puente de los Santos para aumentar la precisión de la computación del modelo en esos puntos.

Metodología de pruebas

Para comprobar el buen funcionamiento del modelo se ha realizado una primera simulación en régimen no permanente teniendo sólo en cuenta la intervención de la marea.

Por esta razón como condicionantes de flujo, se han definido dos condiciones de contorno:

a) Aguas abajo del modelo, la condición de contorno es la marea del Mar Cantábrico. Para representarla adecuadamente, se han tomado como datos los registros horarios de niveles de mar del mareógrafo Gijón2, tomando como intervalo de datos desde el 1 de Diciembre hasta el 31 de Diciembre de 2013. Estos datos se encuentran disponibles en la web de Puertos del Estado.

Estos niveles están referidos a la cota a la que se encuentra el mareógrafo el cual se sitúa 2.36 m por debajo del Cero Geográfico, con lo que los datos de niveles del mar deben reducirse ese valor para que concuerden con las elevaciones del modelo el terreno, obteniendo las amplitudes de marea que se muestran en la Figura 7.





Figura 7 | Amplitudes de marea en la desembocadura del río Eo.

b) Como condiciones de contorno aguas arriba, en primera aproximación se ha optado por definir un caudal constante de 0.01 m3/s, y una condición de flujo inicial con el mismo valor en régimen no permanente.

Una vez definido el modelo, se ha procedido a realizar los cálculos y visualizar de resultados, comprobando que el modelo es estable y representa verazmente la situación que puede darse en la realidad. Dando por válido el modelo, se ha procedido a definir los planes o simulaciones a realizar.

Posteriormente, se ha definido un plan en el que como condición de contorno aguas abajo se define la serie de mareas mencionada anteriormente, y como condición de contorno aguas arriba y los caudales medios mensuales del río Eo medidos en la estación de aforo 1427 de San Tirso de Abres (disponible en la web del Cedex) (Tabla 1). Finalmente se ha procedido a la realización de las simulaciones correspondientes en flujo no permanente y régimen subcrítico.

Tabla 1 | Caudales medios mensuales del río Eo (estación de aforo 1427 de San Tirso de Abres).

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Agos	Sept	Oct	Nov	Dic
Caudal	37.974	34.358	25.548	21.396	15.286	9.922	6.722	5.229	5.034	7.673	19.428	31.819
medio (m ³ /s)												

Con el fin de asegurar la estabilidad del modelo, el intervalo computacional fue estimado según la condición de Courant-Friedrichs-Lewy:

$$C = \frac{v\Delta t}{\Delta x} = \frac{\sqrt{gh\,\Delta t}}{\Delta x} \le 1 \tag{4}$$

donde *C* es el número de Courant, *g* es la aceleración debida a la gravedad (m s⁻²), *v* es la velocidad (m ^{s-1}), *h* es la profundidad (m), Δt es el incremento de tiempo (s) y Δx es el tamaño de la celda de la malla (m). Así, según la Ecuación (4) se estableció un intervalo computacional de 20s.

RESULTADOS

Los resultados obtenidos se han agrupado según el análisis de la evolución de distintas variables en las secciones de la desembocadura: velocidades máximas, distribución de velocidades, potencia aprovechable mediante microgeneración.

Los resultados de velocidad obtenidos de la simulación en régimen no permanente y las especificaciones características una microturbina, nos permite realizar un análisis de la potencia hidráulica y el potencial energético a lo largo de la desembocadura del río. Además, se puede determinar la posición de la zona de máxima energía anual y el rango de velocidades. Como referencia de velocidad indicar que se ha considerado positiva en sentido del flujo desde el río hacia el mar.

Los valores de las velocidades, la potencia y energía hidráulica aprovechable que pueden obtenerse por microturbinas se calcularon utilizando las ecuaciones (5) y (6):

$$P(t) = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot A \cdot v(t)^3$$

$$E = \sum_{t=1}^{t=744h} P(t)$$
(5)

donde P(t) es la potencia hidráulica por unidad de superficie obtenida en una sección (kW); Cp es el coeficiente de potencia, depende del tipo de turbine a emplear; A es el área de la sección transversal opuesta al flujo de la microturbina (m²); v(t) es la velocidad de la corriente de agua (m s⁻¹); E (kW h) es la energía total posible de aprovechar en cada sección por turbina y año.

En el caso evaluado se ha utilizado un diseño de turbina Gorlov al ser el que ofrece el mayor coeficiente de potencia en equipamientos de microturbinas Cp=0.15 (Gorban et al., 2001); con un área del rotor opuesta al flujo de A=1 m² y una velocidad mínima de Vmin > 0.3 m/s.

Velocidad del agua

Se obtienen las velocidades máximas y la evolución de las velocidades a lo largo de cada periodo en cada celda. Por ejemplo, la Figura 8 muestra la evolución de la velocidad en una celda.



Figura 8 | Evolución de la velocidad en una celda durante el mes de diciembre.

Con los datos de velocidad, se seleccionaron las zonas dónde se producen los valores máximos de velocidad debido a su influencia en la potencia hidráulica máxima que puede obtenerse utilizando microturbinas. La Figura 9 muestra los valores máximos de las velocidades del agua durante el mes de diciembre, alcanzando valores superiores a 1 m/s.



Figura 9 | Velocidades máximas Ría de Ribadeo (m/s).

9



Figura 10 | Profundidad mínima (m).



Figura 11 | Profundidad máxima (m).

Como se mencionó anteriormente, la potencia útil por unidad de superficie que podría obtenerse para cada velocidad usando una microturbina de Gorlov, se calcula usando la ecuación (5) con un Cp = 0.15, y una velocidad de arranque Vmin> 0.3 m/s. Las microturbinas propuestas han sido dimensionadas para su aplicación en las secciones de máxima energía disponible con un área de 1 m². Se ha seleccionado un diámetro de 0.7 m y una longitud de 1.5 m como una posibilidad entre las diferentes variantes disponibles (Eduardo et al., 2016).

Las Figuras 10 y 11 muestran los niveles máximos y mínimos de la profundidad para la ubicación de microturbinas. Para el cálculo de la potencia aprovechable se tiene en cuenta el nivel mínimo (condición más desfavorable), en este caso niveles mínimos mayores de 1.5 m, asegurando el flujo de agua a través del área barrida por el rotor.

La Figura 12 representa, como ejemplo, la potencia obtenida en una celda dentro de la zona de estudio (Figura 9), por la interacción de la marea y el caudal medio mensual de 31.819 m^3 /s en cada instante temporal del mes de diciembre. La Figura 13

V Jornadas de Ingeniería del Agua. 24-26 de Octubre. A Coruña

representa la energía que se puede aprovechar cada turbina durante el mes de diciembre, teniendo en cuenta la distribución temporal de velocidades de la Figura 9.



Figura 12 | Evolución temporal de la potencia obtenida por la interacción de la marea y el caudal en una turbina.



Figura 13 | Estimación de la energía aprovechable para microgeneración (kW/h).

CONCLUSIONES

Mediante simulaciones utilizando HEC-RAS (modelo hidráulico bidimensional) se han localizado en la desembocadura del río Eo zonas donde las velocidades del flujo superan los 1 m/s. Dichas localizaciones se encuentran situadas están situadas de 1 a 3 km del mar. En la citada zona se ha evaluado la potencia que sería posible obtener mediante una turbina de microgeneración Gorlov. Los resultados son muy positivos desde el punto de vista científico a falta de una legislación que permita su instalación y puesta en servicio.

REFERENCIAS

Alvarez, E.A., Manso, A. N., Gutierrez-Trashorras, A. J., Francos, J. F., & Secades M. Obtaining renewable energy from tidal currents in the Avilés Port: New services for citizens. IEEE Int Conf New Concepts Smart Cities Foster Public Priv Alliances 2013.

Bae YH, Kim KO, Choi BH. Lake Sihwa tidal power plant project. Ocean Eng 2010;37:454–63. doi:10.1016/j.oceaneng.2010.01.015.

Canada NR. Technology Evaluation of Existing and Emerging Technologies 2006;3502:1-48.

Cavanagh, J.E., Clarke, J.H., Price, R. (1993). Ocean energy systems. Renewable Energy Sources for Fuels and Electricity. In: T.B. Johansson, H. Kelly, A.K.N. Reddy, and R.H. Williams, eds. Island Press: Washington, DC.

Cedex. (2017). Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas. Disponible en: http://hercules.cedex.es/anuarioaforos

Culley DM, Funke SW, Kramer SC, Piggott MD. Integration of cost modelling within the micro-siting design optimisation of tidal turbine arrays. Renew Energy 2016;85:215–27. doi:10.1016/j.renene.2015.06.013.

Devine-Wright P. Place attachment and public acceptance of renewable energy: A tidal energy case study. J Environ Psychol 2011;31:336–43. doi:10.1016/j.jenvp.2011.07.001.

Eduardo Alvarez Alvarez, Manuel Rico-Secades, Daniel Fernández Suárez, Antonio J. Gutiérrez-Trashorras, Joaquín Fernández-Francos (2016). Obtaining energy from tidal microturbines: A practical example in the Nalón River. Applied Energy, 183:100-112. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.173

Evans P, Mason-Jones A, Wilson C, Wooldridge C, O'Doherty T, O'Doherty D. Constraints on extractable power from energetic tidal straits. Renew Energy 2015;81:707–22. doi:10.1016/j.renene.2015.03.085.

Foley T, Thornton K, Hinrichs-rahlwes R, Sawyer S, Sander M, Taylor R, et al. Renewables 2015 Global Status Report. 2015.

Gorban, A.N., Gorlov, A.M., Silantyev, V.M. (2001). Limits of the turbine efficiency for free fluid flow. Journal of Energy Resources Technology, 123(4): 311-317. doi:10.1115/1.1414137

Hooper T, Austen M. Tidal barrages in the UK: Ecological and social impacts, potential mitigation, and tools to support barrage planning. Renew Sustain Energy Rev 2013;23:289–98. doi:10.1016/j.rser.2013.03.001.

Instituto Geográfico Nacional. (2017). Disponible en: http://www.ign.es/PNOA

International Energy Agency. (2012). Key world energy statistics. Int Energy Agency; 2012. doi: http://dx.doi.org/10.1787/22202811.

Legrand C, Black and Veatch, Emec. Assessment of Tidal Energy Resource. 2009.

Lewis M, Neill SP, Robins PE, Hashemi MR. Resource assessment for future generations of tidal-stream energy arrays. Energy 2015;83:403–15. doi:10.1016/j.energy.2015.02.038.

Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino. (2011). Guía Metodológica para el desarrollo del sistema nacional de cartografia de zonas inundables. <u>http://www.mapama.gob.es/es/agua/publicaciones/guia_metodologica_ZI.aspx</u>

Neill, S.P., Hashemi, M.R. and Lewis MJ. Tidal energy leasing and tidal phasing. Renew Energy (in Press 2015;85:580–7. doi:10.1016/j.renene.2015.07.016.

Ocean Renewable Energy Coalition (OREC), Verdant Power I. Marine and Hydrokinetic Technology Background and Perspective for New York State, Final Report. New York: 2012.

Ocean Renewable Power Company n.d. http://www.orpc.co/content.aspx?p=h3jCHHn6gcg%3d (accessed 10 September 2015).

O'Rourke, F., Boyle, F., Reynolds, A. (2010). Tidal energy update 2009. Applied Energy, 87(2): 398-409. doi:10.1016/j. apenergy.2009.08.014

Previsic M, Siddiqui O, Hagerman G, Robinson M. Survey and Characterization Tidal In Stream Energy Conversion (TISEC) Devices. Epri 2005.

Puertos del Estado. (2017). Disponible en: http://www.puertos.es/oceanografia y meteorologia/redes de medida/index.html

Sandén B. Systems Perspectives on Renewable Power 2014. 2014.

Sammartino S, García Lafuente J, Sánchez Garrido JC, De los Santos FJ, Álvarez Fanjul E, Naranjo C, et al. A numerical model analysis of the tidal flows in the Bay of Algeciras, Strait of Gibraltar. Cont Shelf Res 2014;72:34–46. doi:10.1016/j.csr.2013.11.002.

Tang HS, Qu K, Chen GQ, Kraatz S, Aboobaker N, Jiang CB. Potential sites for tidal power generation: A thorough search at coast of New Jersey, USA. Renew Sustain Energy Rev 2014;39:412–25. doi:10.1016/j.rser.2014.07.051.

The European Marine Energy Centre (EMEC) n.d. http://www.emec.org.uk/ (accessed 1 December 2015).

(US Army Corps of Engineers. Hydrologic Engineering Center; 2017) n.d. http://www.hec.usace.army.mil/software/hec-ras/ [accessed 1 February, 2017].

Vennell R, Funke SW, Draper S, Stevens C, Divett T. Designing large arrays of tidal turbines: A synthesis and review. Renew Sustain Energy Rev 2015;41:454–72. doi:10.1016/j.rser.2014.08.022.