

# Perspectivas de futuro de los parques eólicos marinos flotantes.

Laura Castro-Santos<sup>1</sup>; Vicente Diaz-Casas<sup>2</sup>. Integrated Group for Engineering Research, Centro de Innovación Tecnológica, Departamento de Ingeniería Naval e Oceánica, Universidade da Coruña, 15471 Ferrol, Spain. <sup>1</sup>laura.castro.santos@udc.es, <sup>2</sup>vicente.diaz.casas@udc.es.

Uno de los retos actuales de la Unión Europea (UE) es la consecución de la independencia energética. Así, estableció en 2009 que el 20% del consumo final de energía debe proceder de energías renovables en el año 2020 [1].

En este contexto, de entre las principales fuentes de energía renovable, la energía eólica es la que presenta un mayor desarrollo. En relación a la potencia instalada, la energía eólica ocupa el tercer lugar con un 21% de nuevas instalaciones en 2011, después de la solar fotovoltaica (47%) y el gas (22%), tal y como se observa en la Figura [2]:

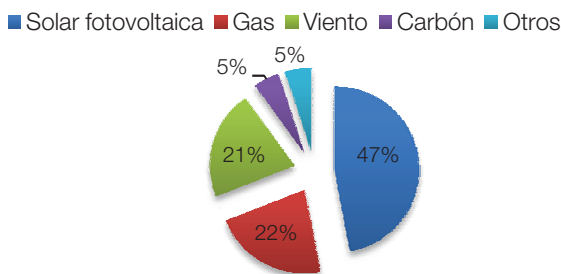


Figura 1: Nuevas instalaciones según potencia en Europa en el año 2011.

En el ámbito gallego, según el Instituto Enerxético de Galicia (INEGA), un 65.9% de la electricidad generada en Galicia procedió de fuentes de energía renovables [3]. En concreto, la energía hidráulica y la eólica copan la generación de renovables en Galicia, representando esta última un 42.5 % en 2010.

Debido a las limitaciones existentes tanto de rendimiento económico como en ubicaciones disponibles es necesario desarrollar otros sistemas de aprovechamiento de energía renovables y, particularmente, las energías renovables marinas. De todas ellas la más desarrollada desde el punto de vista técnico es la energía eólica marina. Además, dentro de la energía eólica marina (offshore) se pueden distinguir dos tipos fundamentales: la energía eólica marina fija y la flotante. La tecnología fija se instala en zonas de pequeñas profundidades, hasta 60 m, y cimentaciones sobre el lecho marino; mientras que los sistemas flotantes se instalan en grandes profundidades, más de 60 m, y están formados por una plataforma flotante que fija su posición mediante un número determinado de amarres y anclajes (Figura 2).

Actualmente todos los parques eólicos marinos existentes son de tipo fijo y, concretamente un 89% son monopilotes o jackets. Sin embargo, como se ha establecido antes, estos sistemas sólo son válidos para zonas poco profundas. Por tanto, el estudio de la energía eólica marina flotante puede conducir a su desarrollo en áreas cuya plataforma

continental es muy profunda a poca distancia de la costa, como es el caso de la vertiente cantábrica española.

Sin embargo, la situación actual de la eólica marina flotante es todavía incipiente y la mayor parte de las investigaciones realizadas se centran en describir aspectos técnicos, tales como los diversos tipos de plataformas existentes [4]: semisumergible, spar o TLP (Tensioned Leg Platform).

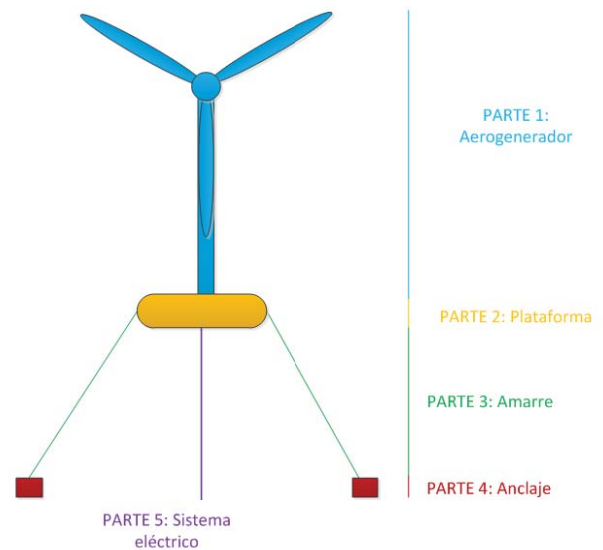


Figura 2: Principales componentes de un sistema eólico marino flotante.

No obstante, los inversores están más preocupados por los aspectos económicos que por los técnicos. Por ello, el presente artículo se centrará en la influencia económica en un parque eólico marino flotante. Los resultados se mostrarán para el caso de la costa gallega, que presenta unas características idóneas para la instalación de este tipo de tecnologías: altas profundidades y gran potencial eólico marino. Además, Galicia cuenta con amplia experiencia y profesionales formados en el sector eólico terrestre y en el sector naval, que son los encargados de construir las plataformas flotantes.

## METODOLOGÍA

El reto tecnológico es aunar los requerimientos técnicos con la rentabilidad económica o Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto.

$$TIR = f(C, v, P_{kWh})$$

Como se observa, los parámetros más influyentes en el cálculo de la rentabilidad son el coste de la inversión ( $C$ ), la velocidad de viento ( $v$ ) y la tarifa eléctrica ( $P_{kWh}$ ) [5]. El coste

de la inversión dependerá de todas las fases del ciclo de vida del parque, es decir, de la concepción y definición, el diseño y del desarrollo, la fabricación, la instalación, la explotación y el desmantelamiento de todas y cada una de las partes del parque eólico marino flotante. La velocidad del viento dependerá de la zona geográfica y de la altura a la que se encuentre el buje del aerogenerador, teniendo en cuenta que, normalmente, también la plataforma flotante se eleva una cierta altura sobre el nivel del mar.

El coste y la velocidad variarán para cada punto  $k$  de la geografía, por lo que los resultados serán obtenidos empleando sistemas de información geográfica (GIS). En este sentido, el coste será función de variables tales como la distancia a la costa o la profundidad de la zona, y la velocidad de viento estará condicionada por el recurso eólico existente a la altura del buje del aerogenerador.

Finalmente, la tarifa eléctrica es el factor decisivo para determinar la rentabilidad de un parque eólico marino flotante. Por tratarse de una tecnología todavía en desarrollo, en ningún país de Europa se ha fijado una tarifa para la eólica marina flotante [6]–[9]. Sólo en el caso de Portugal existe una tarifa fijada para un prototipo en concreto [10] instalado en la costa de Aguçadoura en Póvoa de Varzim, en el norte del país. Por este motivo es interesante estudiar los límites de la tarifa que los Gobiernos podrían establecer en el futuro cuando se desarrollen este tipo de parques.

## RESULTADOS

El caso de estudio considerado ha sido la costa gallega, donde se dan unas buenas condiciones tanto de profundidad elevada de las aguas, como de recurso eólico. Además, la plataforma flotante que se ha considerado es la semisumergible y, concretamente, el modelo Tri-Floater [11].

El parque considerado estará formado por 21 aerogeneradores de 5 MW cada uno y se considerará un coste de capital de un 7%. Un parque de estas características supone un LCOE (Levelized Cost Of Energy) de entre 80 y 834 €/MWh, dependiendo de la zona de la costa a considerar [12]. Valor comparable con el de otras energías renovables como la eólica terrestre (72 €/MWh), hidráulica (56 €/MWh) o fotovoltaica (206 €/MWh) [13].

El marco tarifario español es bastante inestable. En los últimos dos años ha cambiado la tarifa para el régimen especial tres veces. En este contexto, en 2012 la tarifa para la eólica marina, sin diferenciar entre fija y flotante, era de  $93,557 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ , en 2013 de  $53,480 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  y en 2014 de  $148,515 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ . Por ello, el cálculo de un rango mínimo de tarifas es indispensable. En este sentido, la tarifa mínima calculada en este estudio para que un parque eólico marino flotante sea rentable económicamente deberá ser:

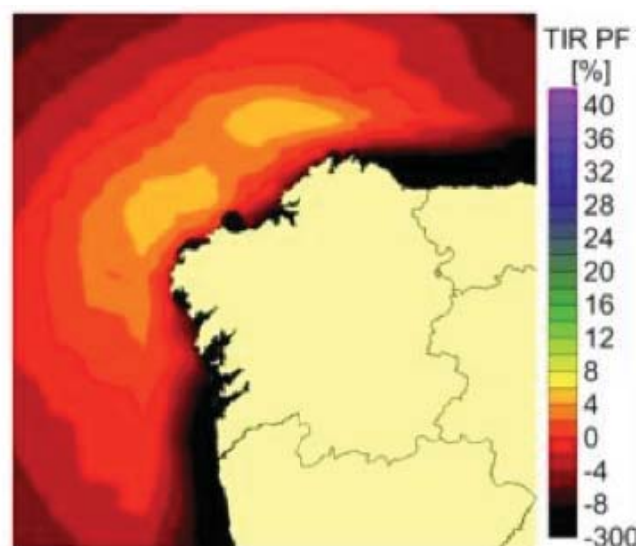
$$P_{kWh_{NUEVA}} \geq 190,856 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

Esta ha sido calculada para que la TIR sea, al menos, del 7%, y el Valor Actual Neto (VAN) de la inversión sea superior a cero.

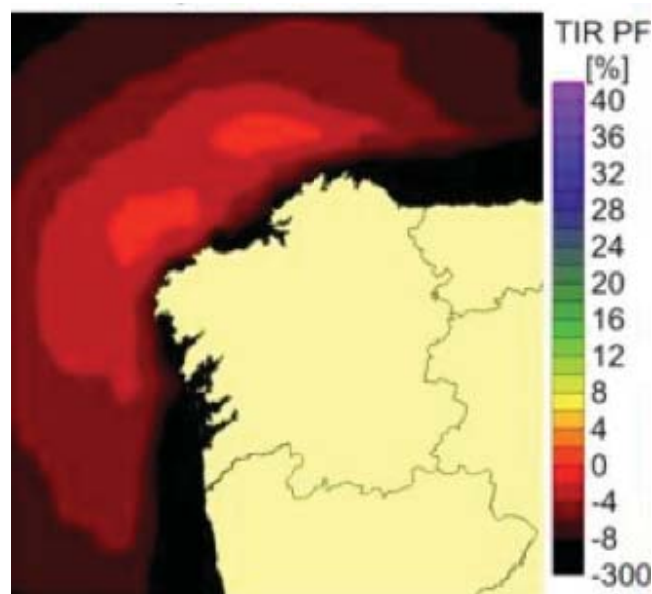
Así, si se comparan los valores de la Tasa Interna de Retorno para un parque de las condiciones antes citadas y teniendo en cuenta las tarifas en 2012, 2013 y 2014, los resultados son de (Tabla 1): -1,19%, -5,49% y 14,23%, respectivamente. Sin embargo, para la tarifa mínima calculada este valor máximo es de 19,21%, muy superior a la rentabilidad de la tarifa actual (Figura 3).

Tabla 1. Evolución temporal de la tarifa y el TIR.

Año referencia	Tarifa (€/MWh)	TIR (%)
2012	93,557	-1,19
2013	53,480	-5,49
2014	148,515	14,23
Propuesta mínima	190,856	19,21



(a)



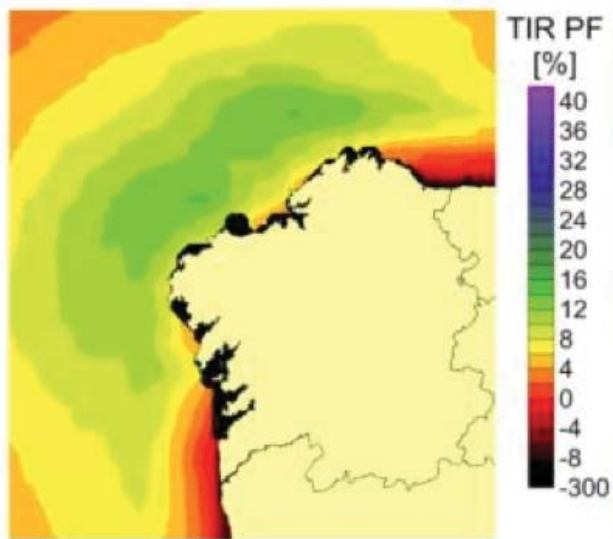
(b)

## DISCUSIÓN

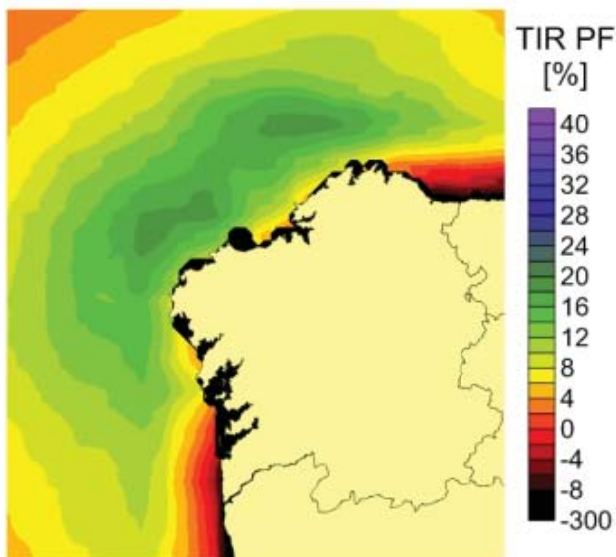
La tarifa eléctrica es uno de los parámetros más importantes a la hora de analizar la viabilidad económica de un parque eólico marino flotante. Por ello, fluctuaciones en su valor no ayudan a generar un marco legislativo estable que permita atraer a inversores de este tipo de negocios. En este sentido, los resultados muestran que con una tarifa mínima como la propuesta los valores de rentabilidad superan el coste de capital establecido y, por tanto, hacen viable el proyecto.

Además, el número de localizaciones geográficas donde el proyecto será viable es mayor, por lo que la instalación de parques eólicos marinos de este tipo es más probable ya que, no hay que olvidar, que a los condicionantes económicos hay que añadir los medioambientales según la zona a tratar (zonas pesqueras, marisqueras, espacios protegidos, etc.).

El estudio de la viabilidad económica de parques eólicos marinos flotantes, los cuales se encuentran todavía en un estado de desarrollo incipiente, es de gran importancia en zonas de gran recurso eólico y cuya profundidad es superior a 60 m. Por ello, mientras esta tecnología no se produzca en masa, serán necesario que exista un marco tarifario que sea capaz de equilibrar el coste de su puesta en marcha.



(c)



(d)

Figura 3: TIR de un parque eólico marino flotante con plataformas semisumergibles considerando diferentes tarifas:

- Año 2012 (a)
- Año 2013 (b)
- Año 2014 (c)
- Tarifa propuesta (d).

Como se observa, en relación a las tarifas no sólo es importante el valor de la TIR sino también que mayores áreas geográficas serán rentables y, por tanto, o bien será viable instalar más parques, o bien se podrá seleccionar mejor las zonas donde instalarlos.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] Official Journal of the European Union, *Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC*. 2009, pp. 16–60.
- [2] Global Wind Energy Council (GWEC), "Global wind statistics 2010," 2012.
- [3] Instituto Enerxético de Galicia (INEGA), "Balance enerxético de Galicia 2010," 2010.
- [4] J. Jonkman and D. Matha, "A Quantitative Comparison of the Responses of Three Floating Platforms," in *Proceedings of the European Offshore Wind 2009 Conference and Exhibition*, 2009, no. March, pp. 1–21.
- [5] L. Castro-Santos and V. Diaz-Casas, "Life-cycle cost analysis of floating offshore wind farms (JCR 2.989 Q1)," *Renew. Energy*, vol. 66, pp. 41–48, Jun. 2014.
- [6] J. Lilley, B. Sheridan, D. K. Crompton, and J. Firestone, "Feed-in tariffs and offshore wind power development," 2010.
- [7] International Energy Agency (IEA), "IEA Wind 2010 Annual Report," 2011.
- [8] Wind-Works, "Web Wind-Works," 2012. [Online]. Available: <http://www.wind-works.org/FeedLaws/SnapshotofFeed-inTariffsaroundtheWorldin2011.html>. [Accessed: 16-Oct-2012].
- [9] KPMG, "Offshore Wind Farms in Europe," 2007.
- [10] Diário da República, *Portaria n. 286/2011 de 31 de Outubro*. Portugal, 2011, p. 4732.
- [11] ECN, MARIN, L. the Windmaster, TNO, TUD, and MSC, "Study to feasibility of boundary conditions for floating offshore wind turbines," Delft, 2002.
- [12] L. Castro-Santos, G. Prado, and V. Diaz-Casas, "Methodology to study the life cycle cost of floating offshore wind farms," in *10th Deep Sea Wind R&D Conference*, 2013, no. January, pp. 179–186.
- [13] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), "Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables," Madrid, 2011.