



**Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Huelva**

**Grado en Ingeniería Energética**

**Trabajo Fin de Grado**

**Aprovechamiento de la Energía de las  
Corrientes Mareales en las Costas de Huelva**

**Autor: Álvaro de la Cruz Álamo**

**Tutor: Juan Pérez Torreglosa**

**Junio de 2024**

# Resumen

Palabras clave: *Corrientes mareales, energía renovable, microturbina.*

En el contexto actual de la creciente demanda de energías renovables, este Trabajo Fin de Grado pretende estudiar y evaluar el recurso energético que suponen las corrientes mareales en Huelva, realizando tareas que serán necesarias para el proyecto **“Experiencia piloto de aprovechamiento de corrientes mareales en la costa de Huelva (TidUtil)”**.

Para llevar a cabo estos estudios se ha recurrido a una campaña de medidas de datos de flujo de marea que se realizó en lugar del emplazamiento de la instalación, a partir de estos datos de flujo se han llegado a conclusiones sobre la calidad del flujo con relación a la profundidad, además de obtener la potencial energía que se podría llegar a aprovechar, con los valores de corriente que tenemos en el emplazamiento. Como tarea a parte se ha obtenido también un modelo geométrico en tres dimensiones que servirá en un futuro para la simulación hídrica de la zona.

Se concluirá el trabajo con la consideración de una profundidad óptima para la instalación de la turbina en el emplazamiento.

# Abstract

Keywords: *Tydal currents, renewable energy, microturbine.*

In the current context of the increasing demand for renewable energy, this final degree project aims to study and evaluate the energy resource represented by tidal currents in Huelva, carrying out tasks necessary for the project **“Pilot experience of tidal current utilization on the coast of Huelva (TidUtil)”**.

To carry out these studies, a campaign to measure tidal flow data has been conducted at the site of the installation. From these flow data, conclusions have been drawn about the quality of the flow in relation to depth, as well as the potential energy that could be obtained from the installation based on the current values we have at the site. Additionally, a three-dimensional geometric model has been developed, which will serve for future water simulation of the area.

The work will conclude with the consideration of an optimal depth for the installation of the turbine at the site.

# Índice

1. Introducción.....	12
2. Justificación y objetivos.....	14
3. Marco teórico.....	14
<b>3.1. Potencial energético de los océanos.....</b>	<b>14</b>
<b>3.2. Energía de las mareas y corrientes.....</b>	<b>15</b>
<b>3.3. Introducción a la tecnología.....</b>	<b>18</b>
<b>3.4. Tecnologías existentes.....</b>	<b>21</b>
3.4.1. Turbinas de eje horizontal o flujo axial.....	22
3.4.2. Turbinas de eje vertical o flujo transversal.....	25
3.4.3. Osciladores.....	27
3.4.4. Efectos de los Difusores.....	29
<b>3.5. Factores que afectan a las turbinas.....</b>	<b>30</b>
3.5.1. Cavitación.....	30
3.5.2. Bio-fouling.....	30
3.5.3. Pérdidas de flujo.....	31
3.5.4. Corrosión.....	32
4. Metodología.....	33
<b>4.1. Materiales.....</b>	<b>33</b>
<b>4.2. Métodos.....</b>	<b>34</b>
4.2.1. Creación del modelo.....	34
4.2.2. Análisis del emplazamiento.....	43
4.2.3. La instalación.....	48
4.2.4. La Turbina.....	49
4.2.5. Datos de Flujo.....	52
4.2.6. Energía obtenida.....	57
4.2.7. Selección de la posición ideal de la turbina.....	58

5. Cuerpo del trabajo (resultados).....	58
<b>5.1. Velocidades.....</b>	<b>59</b>
5.1.1. <i>Velocidades de flujo en altas profundidades.</i> .....	59
5.1.2. <i>Velocidades a profundidades medias (2,55m-5,05m).</i> .....	60
5.1.3. <i>Velocidades en capas cercanas a la superficie.</i> .....	61
<b>5.2. Direcciones.....</b>	<b>62</b>
5.2.1. <i>Dirección del flujo en altas profundidades.</i> .....	62
5.2.2. <i>Dirección del flujo a profundidades medias(2,55m-5,05m).</i> .....	65
5.2.3. <i>Dirección de flujo a profundidades cercanas a la superficie.</i> .....	65
<b>5.3. Potencias. ....</b>	<b>67</b>
<b>5.4. Energía.....</b>	<b>68</b>
<b>5.5. Corrientes verticales.....</b>	<b>69</b>
<b>5.6. Profundidad idónea de instalación.....</b>	<b>71</b>
5.6.1. <i>Velocidad, dirección, potencia y energía.</i> .....	71
5.6.2. <i>Influencia de las corrientes verticales.</i> .....	72
5.6.3. <i>Elección final.</i> .....	73
6. Conclusiones.....	74
7. Bibliografía.....	76

# Lista de Figuras

<i>Figura 1 “Fotografía aérea Molino del Pintado Ayamonte”</i> .....	13
<i>Figura 2 “Funcionamiento esencial de un molino mareal para moler trigo”</i> .....	13
<i>Figura 3 “Potencia instalada en energías marítimas en Europa [3]”</i> .....	15
<i>Figura 4 “Esquema gráfico de un ciclo de mareas”</i> .....	16
<i>Figura 5 “Tecnología de corriente mareal y de presa mareal”</i> .....	17
<i>Figura 6 “Mix de potencia instalada de las distintas tecnologías marinas [3]”</i> .....	18
<i>Figura 7 “Comparación de las tecnologías existentes con la turbina ideal [14]”</i> .....	20
<i>Figura 8 “Clasificación básica de las distintas tecnologías”</i> .....	21
<i>Figura 9 “Clasificación visual de las distintas configuraciones”</i> .....	22
<i>Figura 10 “Esquema básico de una turbina de eje axial”</i> .....	23
<i>Figura 11 “Dispositivo MCT SeaGen S”</i> .....	23
<i>Figura 12 “Dispositivo Atlantis ARI000”</i> .....	24
<i>Figura 13 “Esquemas de turbinas de flujo transversal”</i> .....	25
<i>Figura 14 “Distintas morfologías de turbinas”</i> .....	25
<i>Figura 15 “Turbina de Gorlov”</i> .....	25
<i>Figura 16 “Turbina del estudio Yang y Shu (2012) [18]”</i> .....	26
<i>Figura 17 “Montaje de una turbina de eje vertical”</i> .....	27
<i>Figura 18 “Esquema básico de un oscilador”</i> .....	27
<i>Figura 19 “Modelo del estudio Kinsey et al.(2011) [19]”</i> .....	28
<i>Figura 20 “Resultados del estudio Gaden y Bibeau (2010) [9]”</i> .....	29
<i>Figura 21 “Difusor usado en el estudio Maduka y Li (2022) [20]”</i> .....	29
<i>Figura 22 “Efectos de la cavitación en hélices”</i> .....	30
<i>Figura 23 “Efectos del bio-fouling en turbinas mareales”</i> .....	31

Figura 24 “Configuraciones de los montajes del estudio Moreau et al. [21]” .....	32
Figura 25 “Batimetrías en su estado inicial, vista en AutoCAD” .....	35
Figura 26 “Datos batimétricos sacado de la web de Navionics [30]” .....	35
Figura 27 “Batimetrías una vez procesadas y extendidas al lado oeste del puente” .....	36
Figura 28 “Batimetrías una vez exportadas al software ArcGis” .....	36
Figura 29 “Modelo TIN creado a partir de las polilíneas con cota” .....	37
Figura 30 “Proceso de recorte del archivo raster” .....	38
Figura 31 “Modelo 3D final, que incluye la unión con la capa del IGN” .....	38
Figura 32 “Perfil de la cuenca del rio debajo del puente del Tinto” .....	39
Figura 33 “Creación del archivo shp para el coeficiente de Manning” .....	42
Figura 34 “Creación del campo Manning atribuido al shp” .....	42
Figura 35 “Resultado de haber añadido el dato n al shp” .....	42
Figura 36 “Resultado final de la capa shp del coeficiente de n de Manning” .....	43
Figura 37 “Localización Punta del Cebo, en azul localización de la turbina” .....	43
Figura 38 “Vista aérea puente del Tinto” .....	44
Figura 39 “Vista lateral puente del tinto” .....	44
Figura 40 “Pilares del puente del Tinto” .....	45
Figura 41 “Localización del centro de transformación” .....	45
Figura 42 “Centro de transformación y medida” .....	46
Figura 43 “Sección disponible para la instalación de la turbina” .....	47
Figura 44 “Vista aérea del lugar de instalación” .....	47
Figura 45 “Vista en tres dimensiones del emplazamiento de la turbina” .....	48
Figura 46 “Esquema de los componentes principales de la instalación” .....	48
Figura 47 “Triton MK I” .....	49
Figura 48 “Posibles montajes de la Triton MK II” .....	49

<i>Figura 49 “Triton MK I”</i> .....	50
<i>Figura 50 “Curvas características teóricas y experimentales de la Triton MK II”</i> .....	51
<i>Figura 51 “Generador de flujo axial utilizado para la turbina”</i> .....	51
<i>Figura 52 “Dispositivo utilizado en la campaña de medidas”</i> .....	53
<i>Figura 53 “Ejemplo del resultado después de la limpieza de datos”</i> .....	54
<i>Figura 54 “Velocidad media a las distintas profundidades”</i> .....	54
<i>Figura 55 “Comparación de las velocidades instantáneas a distintas profundidades”</i> .....	54
<i>Figura 56 “Correlación de las velocidades y los coeficientes de marea”</i> .....	55
<i>Figura 57 “Gráfica de velocidades medias y altura de marea”</i> .....	55
<i>Figura 58 “Dirección de la corriente a 2,55 metros del fondo”</i> .....	56
<i>Figura 59 “Velocidades verticales a 2,55 metros del fondo”</i> .....	56
<i>Figura 60 “Módulo de la velocidad a 2,55 metros del fondo”</i> .....	57
<i>Figura 61 “Potencia instantánea teórica de salida a 2,55 metros del fondo”</i> .....	57
<i>Figura 62 “Energía obtenida por días a 2,55 m del fondo”</i> .....	58
<i>Figura 63 “Velocidades a 1,05 metros del fondo”</i> .....	59
<i>Figura 64 “Velocidades a 1,55 metros del fondo”</i> .....	59
<i>Figura 65 “Velocidades a 2,05 metros del fondo”</i> .....	60
<i>Figura 66 “Velocidades a 2,55 metros del fondo”</i> .....	60
<i>Figura 67 “Velocidades a 3,05 metros del fondo”</i> .....	61
<i>Figura 68 “Velocidades a 5,55 metros del fondo”</i> .....	61
<i>Figura 69 “Velocidades a 6,05 metros del fondo”</i> .....	62
<i>Figura 70 “Velocidades a 6,55 metros del fondo”</i> .....	62
<i>Figura 71 “Dirección de flujo a 1,05 metros del fondo”</i> .....	63
<i>Figura 72 “Dirección de flujo a 1,55 metros del fondo”</i> .....	63
<i>Figura 73 “Dirección de flujo a 2,05 metros del fondo”</i> .....	64

<i>Figura 74 “Dirección de flujo a 2,55 metros del fondo”</i> .....	64
<i>Figura 75 “Dirección de flujo a 3,55 metros del fondo”</i> .....	65
<i>Figura 76 “Dirección de flujo a 4,55 metros del fondo”</i> .....	65
<i>Figura 77 “Dirección de flujo a 5,55 metros del fondo”</i> .....	66
<i>Figura 78 “Dirección de flujo a 6,05 metros del fondo”</i> .....	66
<i>Figura 79 “Dirección de flujo a 6,55 metros del fondo”</i> .....	67
<i>Figura 80 “Potencia desarrollada por la turbina a 1,05 metros del fondo”</i> .....	67
<i>Figura 81 “Potencia desarrollada por la turbina a 5,55 metros del fondo”</i> .....	67
<i>Figura 82 “Potencia desarrollada por la turbina a 6,55 metros del fondo”</i> .....	68
<i>Figura 83 “Energía diaria producida en las distintas profundidades”</i> .....	68
<i>Figura 84 “Energía diaria producida en las profundidades más cercanas a la superficie”</i> .....	69
<i>Figura 85 “Energía total obtenida en las distintas profundidades”</i> .....	69
<i>Figura 86 “Corrientes verticales a 3,55 metros del fondo”</i> .....	70
<i>Figura 87 “Velocidades de corrientes verticales a 2.05 metros comparadas con la altura de marea”</i> .....	70
<i>Figura 88 “Corrientes verticales a 1,05 metros del fondo”</i> .....	71
<i>Figura 89 “Mejores resultados de energía obtenida”</i> .....	72
<i>Figura 90 “Direcciones de flujo a 5,55, 6,05 y 6,55 metros del fondo”</i> .....	72

## Lista de Tablas

<i>Tabla 1 “Modelos comerciales de turbinas axiales”</i> .....	24
<i>Tabla 2 “Modelos experimentales de turbinas axiales”</i> .....	24
<i>Tabla 3 “Modelos experimentales de turbinas de flujo transversal”</i> .....	26
<i>Tabla 4 “Características del modelo Kinsey et al.(2011) [19]”</i> .....	28
<i>Tabla 5 “Tabla de materiales”</i> .....	33
<i>Tabla 6 “Herramientas de software”</i> .....	34
<i>Tabla 7 “Tabla para el cálculo del coeficiente de Manning”</i> .....	41
<i>Tabla 8 “Medidas de metales pesados y pH en la desembocadura del Tinto [35]”</i> .....	46
<i>Tabla 9 “Potencias desarrolladas por la turbina en función de la velocidad de flujo”</i> .....	50
<i>Tabla 10 “Tabla de coeficientes de marea y diferencia de altura de marea”</i> .....	52

# Memoria

## **1. INTRODUCCIÓN.**

Este Trabajo Fin de Grado se enmarca en el contexto global de la necesidad de encontrar nuevos recursos energéticos para abastecer la creciente demanda de energía mundial. En la actualidad se presenta el reto de asumir esta demanda de la forma más eficiente posible y con recursos que podamos explotar durante un largo periodo de tiempo sin la preocupación de que sean limitados, puesto que las fuentes de energía más usadas hoy en día son finitas (ej. combustibles fósiles, como petróleo, gas natural o carbón).

Los problemas asociados a la explotación de recursos que usan la combustión de estos combustibles fósiles son notables. Las emisiones de dióxido de carbono que éstos emiten influyen en nuestro clima y en nuestra salud, quizás en la segunda de forma más directa y preocupante como es el caso de nuestra ciudad donde la industria, pese a crear puestos de trabajo produce muchas enfermedades respiratorias en la población de Huelva. Las energías que llamamos limpias y renovables también implican ciertos inconvenientes, como puede ser la necesidad de materiales para su producción (como tierras raras para los paneles solares y sus baterías), cuya extracción y procesamiento también produce un impacto medioambiental.

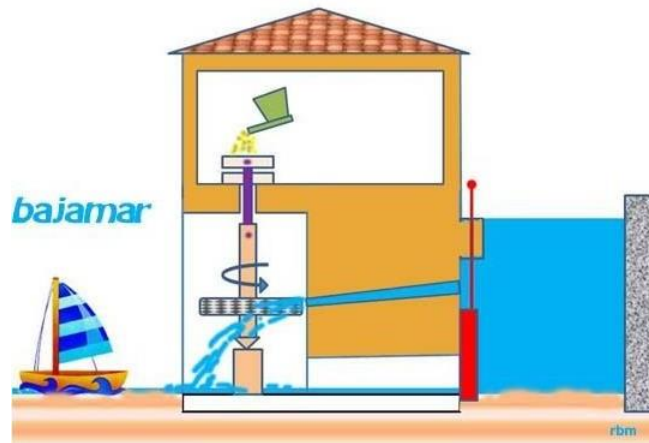
Al fin y al cabo, la evolución tecnológica tiene un precio y es imposible librarnos de la huella que causa el ser humano en su medio y en nuestra mano queda avanzar de la forma menos dañina posible. Por lo pronto, estas energías son nuestra única alternativa para reducir estas emisiones, y como consecuencia directa la transición hacia ellas y la mejora de las tecnologías que ya tenemos haciéndolas más limpias y eficientes, es inevitable.

En este marco global, el desarrollo de tecnologías que nos permitan explotar efectivamente recursos como la energía de los océanos son necesarias para el crecimiento de la producción energética renovable en general, ya que la implementación de las renovables solo tiene sentido si se aprovechan distintos tipos de energías que se integran y complementan entre sí. La implantación de un solo tipo de energía en el conjunto que engloba la generación provoca que la red eléctrica sea débil.

Respecto a la energía de los océanos, hay que destacar que proyecto en el que está basado este trabajo tratará de aprovechar la energía mareal en la provincia de Huelva. El aprovechamiento de la energía mareal se ha hecho en nuestra provincia desde el siglo XVIII con construcciones como el Molino del Pintado en Ayamonte, que estuvo operativo durante más de 200 años, el cual utilizaba el potencial gravitatorio que se genera con la diferencia de altura entre la bajamar y pleamar de la marea; esta energía se utilizaba después para moler trigo. Este tipo de construcciones se extendían a lo largo de la costa de Huelva gracias a la oportunidad que ofrecían los amplios humedales de los que dispone nuestra provincia.



*Figura 1 “Fotografía aérea Molino del Pintado Ayamonte”*



*Figura 2 “Funcionamiento esencial de un molino mareal para moler trigo”*

Los ciclos de mareas en nuestra provincia son ciclos estables de doce horas, lo que permitiría un suministro muy estable 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 lo que se denominan mareas muertas, las cuales tienen muy poca diferencia de altura entre el punto más alto y el más bajo de la marea.

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

## 2. JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS.

Este Trabajo Fin de Grado tiene como justificación la realización de estudios que serán útiles para el proyecto “**Experiencia piloto de aprovechamiento de corrientes mareales en la costa de Huelva (TidUtil)**” llevado a cabo por la Universidad de Huelva. Los objetivos serán los siguientes:

- Desarrollar un modelo geométrico en tres dimensiones que permita la simulación hídrica con el software Hec-Ras para futuros estudios relacionados con el proyecto.
- Realizar un análisis del flujo a partir de los datos de la campaña de medida y de las tendencias que este presenta a lo largo de la columna de agua.
- Obtener las cantidades de energía que potencialmente se podrían obtener con la turbina seleccionada para el proyecto.
- Determinar cuál es la profundidad adecuada para la instalación del dispositivo, que permitirá obtener el mayor rendimiento posible de este.
- Servir de guía o estudios iniciales que establezcan las bases para el proyecto de la Universidad de Huelva.

## 3. MARCO TEÓRICO.

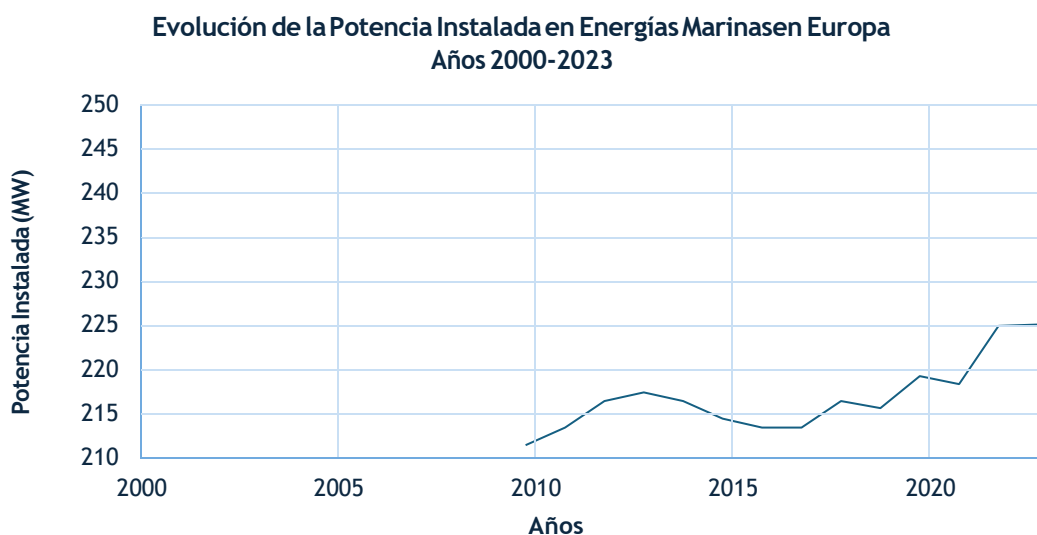
### 3.1. Potencial energético de los océanos.

Si hablamos de la energía total que podemos obtener de los océanos es difícil llegar a un consenso de cuál es el potencial energético global de estos, los estudios más optimistas hablan de 32 TW de electricidad al año. En general, de las energías marinas, distinguimos cinco formas en las que estas se manifiestan, que en su totalidad podrían asumir la demanda energética global [1]:

- Energía de las mareas o mareomotriz (800 TWh al año): Utiliza las mareas, las corrientes y diferencias de altura que se generan debido a estas. Las turbinas se encargan de capturar esta energía.
- Energía de las olas o undimotriz (8000 - 80000 TWh al año): La energía de la ola puede ser capturada mediante diversos tipos de dispositivos flotantes o semisumergidos que crearan movimiento mecánico o corrientes de aire de las cuales se puede obtener energía con turbinas.
- Energía de las corrientes (800 TWh al año): Esta energía se deriva del movimiento constante de las corrientes marinas. Se obtiene mediante el uso de turbinas submarinas que capturan la energía cinética del agua en movimiento.
- Energía asociada al gradiente térmico o maremotérmica (10000 - 87600 TWh al año): Se aprovecha la diferencia de temperatura entre las capas superficiales y profundas del océano. Se obtiene utilizando sistemas de intercambio de calor que bombean agua fría a unos 4 o 7 C°, esta agua se encuentra a profundidades de entre los 500 y 1000 metros de profundidad.

- Energía del gradiente salino o potencia osmótica (2000 TWh al año): Esta energía proviene de la diferencia en la concentración de sal entre el agua de mar y el agua dulce. Se obtiene mediante membranas semipermeables que permiten el paso selectivo de iones, generando presión osmótica que puede ser convertida en energía eléctrica mediante tecnologías como la ósmosis inversa.

Sin embargo, estudios más realistas hablan de 337 GW y 885 TWh al año en total [2]. A pesar del gran potencial que tienen estas energías, el estado actual de estas tecnologías es bastante diferente debido a los desafíos tecnológicos que esta conlleva, actualmente la potencia global instalada en energías marinas es solo de 350 MW en el año 2023, lo cual representa a efectos de impacto un cero por ciento de la potencia total instalada global (8900 GW) en el mismo año. En cuanto a la energía generada por estas tecnologías en 2021 fue de 970 GWh. Estos datos han sido adquiridos de la web oficial de IRENA [3].



*Figura 3 “Potencia instalada en energías marítimas en Europa [3]”*

En la clasificación anterior vemos que la energía que se sirve del gradiente térmico de los océanos es la que tiene el mayor potencial energético, esto se debe a que los océanos al ocupar el 70% de la superficie de nuestro planeta y tener una muy buena capacidad de retención del calor, actúan como el mayor colector solar que existe [4].

### **3.2. Energía de las mareas y corrientes.**

Como se ha mencionado en el apartado anterior, hay varias formas de explotar el recurso energético que suponen los océanos, este proyecto estará basado en una de ellas, extraer la energía de las corrientes mareales, de forma más concreta en la desembocadura de un río por lo que hablaríamos de obtener la energía de las corrientes provocadas por los periodos de las mareas y no de las corrientes permanentes

que existen en el fondo de los océanos, las cuales son otro concepto distinto.

El sol produce el 99.99% de la energía que tenemos en la tierra, el resto 0.01% viene de la energía nuclear y la geotérmica, las mareas son provocadas por la luna en un 68% y por el sol en un 32%, es decir la luna influye 2.6 veces más en la marea que el sol [4].

Como vemos en la *figura 4* las mareas ocurren debido a la posición relativa del sol la luna y la tierra y la atracción gravitatoria que ocurre entre los tres cuerpos y la masa de agua de los océanos. Este aumento y descenso periódico del agua en mares y océanos es un fenómeno que se repite dos veces durante un día lunar, que, curiosamente, no coincide exactamente con el día solar de 24 horas, sino que tiene una duración de 24 horas y 50 minutos. Durante aproximadamente 50 minutos, el agua del océano alcanza su nivel máximo en diferentes momentos y lugares, este ciclo ocurre cada 19 años, un ciclo conocido como el ciclo Metónico.

El movimiento de la Luna alrededor de la Tierra es el motor principal de las mareas. El ciclo lunar y por lo tanto el de la marea tiene una duración de 12 horas y 25 minutos. Sin embargo, no podemos pasar por alto el papel del Sol. Cuando la Tierra, la Luna y el Sol se alinean, como ocurre durante los días de luna nueva y llena, se producen las mareas más extremas, el agua se eleva a sus puntos más altos y se producen los fenómenos a los que llamamos mareas vivas. En contraste, durante los días de medialuna creciente y menguante, en los primeros y terceros cuartos, el ángulo de  $90^\circ$  del Sol en relación con la Tierra reduce su influencia gravitacional, lo que se traduce en mareas mínimas, con alturas más modestas [4].

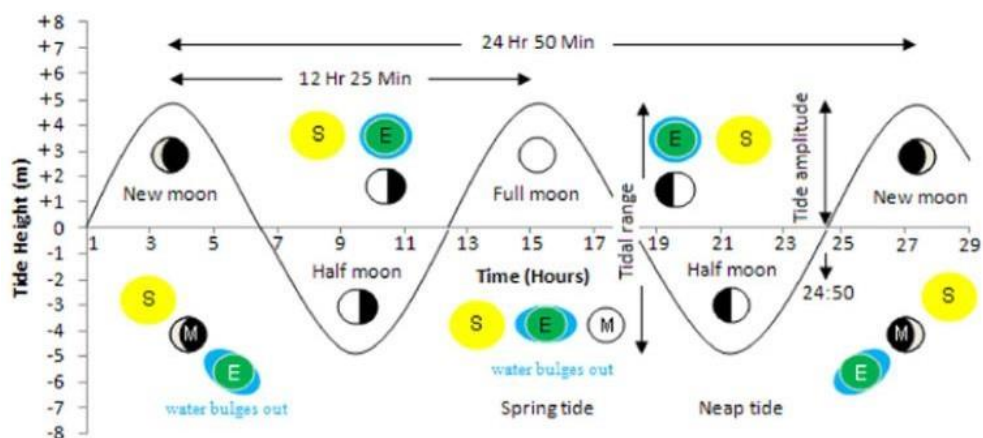


Figura 4 "Esquema gráfico de un ciclo de mareas"

La energía de las mareas se puede clasificar en dos tipos dependiendo del tipo de forma en la que aparezca esta energía [5]:

- Energía potencial de las mareas: La diferencia de altura entre la pleamar y la bajamar supone un potencial gravitatorio aprovechable. Este tipo de instalaciones construyen un muro que almacena el agua que llega con la subida de la marea y la libera cuando la marea esta baja y la diferencia de altura es máxima. A día de hoy se requiere de una diferencia de altura de marea mínimo de 3.05 metros para que sea rentable económicamente [5].
- Energía de las corrientes mareales: Las corrientes que se generan debido a los desplazamientos de agua de las mareas en los ríos y estuarios son un recurso que mediante turbinas puede ser explotado. Hablamos de turbinas de grandes dimensiones en lugares de mucha corriente y turbinas como las que se van a usar en este proyecto, basadas en la micro generación para velocidades de flujo más bajas.

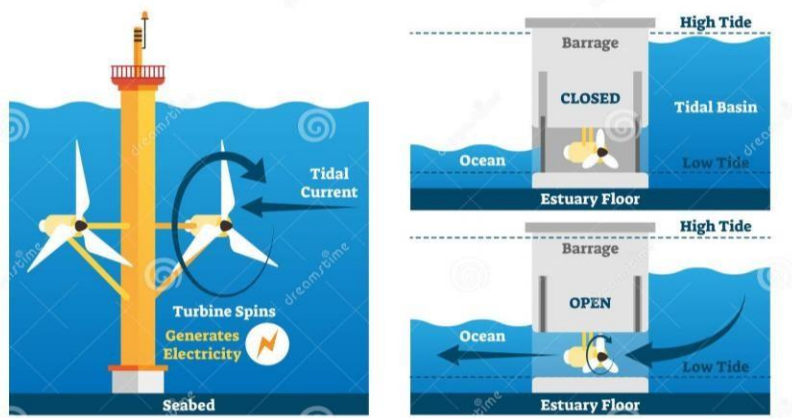


Figura 5 “Tecnología de corriente mareal y de presa mareal”

De toda la potencia instalada mundial en energías marinas, a pesar de ser la maremotérmica la que tiene un mayor potencial; es la mareomotriz la que lidera en el sector, esto se debe a que es una tecnología conocida y con una relativa mayor capacidad de instalación, concretamente es la construcción de muros mareales la tecnología mas utilizada y mas desarrollada. Como vemos en la *figura 6* sacada de la base de datos de IRENA, lo dicho anteriormente se confirma, con la presa mareomotriz con un total del 97% de la potencia instalada en estas tecnologías. Se aprecia tambien el poco impacto de tecnologías como la maremotérmica pese a su gran potencial.

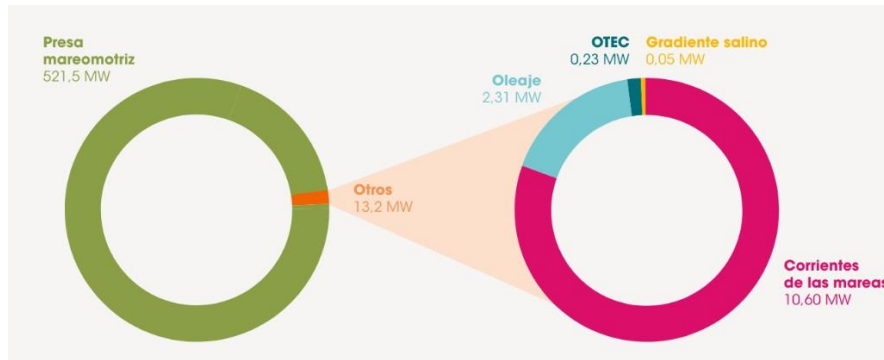


Figura 6 “Mix de potencia instalada de las distintas tecnologías marinas [3]”

Recientemente se han planeado grandes instalaciones de energía mareomotriz, como el proyecto de Energía Azul Dalupiri de 2200 MW (Filipinas), la planta de energía Mareomotriz Tugurskaya de 3640 MW (Rusia), la Barrera de Siete Puertas de 8640 MW (Reino Unido) y la planta de Mezenskaya de 12000 MW (Rusia). La India tiene la intención de construir una planta mareomotriz de 50 MW en el Golfo de Kutch, y hay noticias no confirmadas sobre una instalación en Penzhinskaya de 87100 MW en la Bahía de Penzhin, Rusia [4].

En la actualidad, la gran mayoría de instalaciones existentes son de una gran potencia instalada dejando de lado a la microgeneración, la cual puede tener aplicaciones interesantes para cierto tipo de enclaves.

### 3.3. Introducción a la tecnología.

En el contexto global, aunque existan ya centrales de gran potencia en nuestro planeta, es fácil llegar a la conclusión de que nos encontramos frente a tecnologías que son emergentes, la potencia instalada global en estas energías es prácticamente del 0% en comparación con el resto. Es notoria la disparidad en las tecnologías existentes, es decir la falta de normalización en estas para llegar a tener plantas comerciales al alcance de todos los países. Es por ello, que tenemos una amplia gama de tecnologías a día de hoy, encontrándonos con muchos tipos de turbinas distintos.

Las turbinas mareales se encargan de extraer la energía cinética de las corrientes generadas por las mareas, de forma muy parecida al funcionamiento de las turbinas eólicas, pese a ello hay algunas diferencias importantes entre estas. Los flujos de las corrientes de mareales están confinados entre el lecho marino y la superficie del mar y pueden ser aún más concentrados dentro de un canal, en contraste con la energía eólica. Por otro lado, las turbinas mareales que tienen la misma capacidad de potencia nominal que los aerogeneradores tienen el potencial de producir cuatro veces más energía por año/m<sup>2</sup> [6]. Es obvio que los dos tipos trabajan con fluidos distintos, las turbinas mareales trabajan con velocidades de flujo más bajas que los aerogeneradores, sin embargo las turbinas marinas trabajan con agua la cual tiene una densidad de 1025 kg/m<sup>3</sup> y los aerogeneradores con aire 1.25 kg/m<sup>3</sup> por lo que al final los efectos se compensan y en termino de potencia producen lo mismo [7].

Hablando de las ecuaciones que describen la potencia que se puede obtener de estas turbinas, es la siguiente [8]:

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

Donde:

- $P(t)$  es la potencia hidráulica por unidad de superficie, medida en [W].
- $C_p$  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  $[m^2]$ .
- $v(t)$  es la velocidad del flujo, medida en  $[m/s]$ .

Es importante mencionar lo que se denomina “Blockage effect”, el cual ocurre en las turbinas mareales y no en las eólicas, ya que las turbinas mareales están sometidas a un flujo que se encuentra confinado entre el lecho marino, la superficie del agua y en muchos casos las paredes del canal donde se encuentra [9].

A la hora de extraer energía de un fluido, existen ciertos límites, establecidos por Betz y Newman. Para una turbina de flujo axial tenemos el límite de 59.3% [10] y para una turbina de flujo transversal hablamos de un 64%, y hablamos de un límite general para turbinas de un mayor número de álabes con un 66.6% [11].

Estos límites se cumplen para turbinas eólicas, pero para las turbinas que se encuentran sumergidas no podemos hablar de flujo un flujo libre, ya que este siempre se encuentra confinado entre el fondo y la superficie, y en muchos casos también por las paredes del canal. Como resultado, las turbinas mareomotrices que son de tamaño significativo en relación con su entorno pueden exhibir valores de  $C_p$  que superan ampliamente los límites de Lanchester-Betz y Newman. Como ejemplo de esto, la turbina de flujo transversal probada por McAdam en 2010 alcanzó valores de  $C_p$  de hasta el 160% [12].

Es por eso que los efectos de confinamiento (Blockage effects) se tienen en cuenta de la siguiente forma [13]:

$$E = (1 - B)^{-2} \quad (2)$$

Donde  $B$  es el parámetro que tiene en cuenta la relación del área de la turbina y el área del flujo. En turbinas que se encuentran en un canal abierto no se tiene en cuenta el parámetro  $E$  debido a que  $A_c \gg A$ , por lo que  $E = 1$ .

$$B = \frac{A}{A_c} \quad (3)$$

Las densidades de potencia de las turbinas axiales y de flujo transversal ideales en flujos no limitados de hasta 2 m/s se muestran en la *figura 7*, junto con la de una turbina teórica con eficiencia del 100 %. Aunque los dispositivos de flujo transversal tienen una densidad de potencia ideal ligeramente más alta que las turbinas axiales debido a su eficiencia teórica ligeramente mayor, la eficiencia práctica del dispositivo está fuertemente influenciada por el diseño y el rendimiento de la turbina. Esto está determinado por una variedad de factores como la solidez del rotor, el perfil de las palas y el número de Reynolds, el paso de las palas, la forma de las palas y la rugosidad de la superficie de las palas [14].

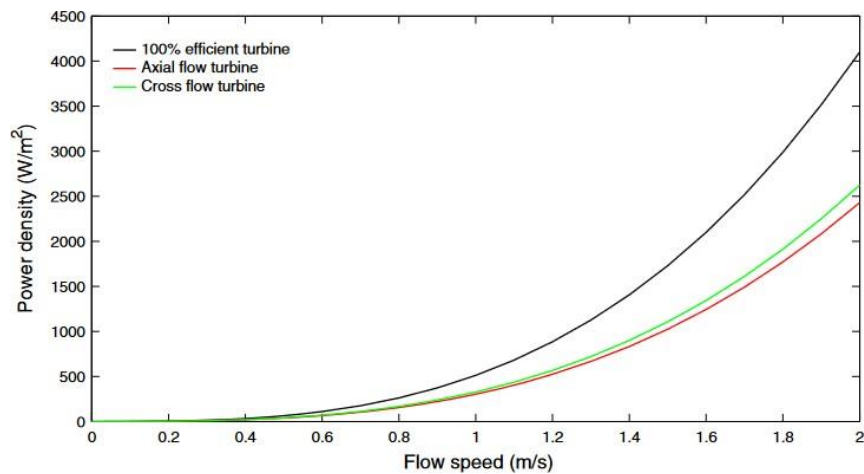


Figura 7 “Comparación de las tecnologías existentes con la turbina ideal [14]”

### 3.4. Tecnologías existentes.

Cuando hablamos de turbinas mareales nos encontramos ante una gran cantidad de modelos distintos, la mayoría de ellos experimentales. Debido a esta variedad, es difícil llegar a una clasificación general de los tipos de turbinas, hay estudios que las reducen a cuatro grandes grupos [6]:

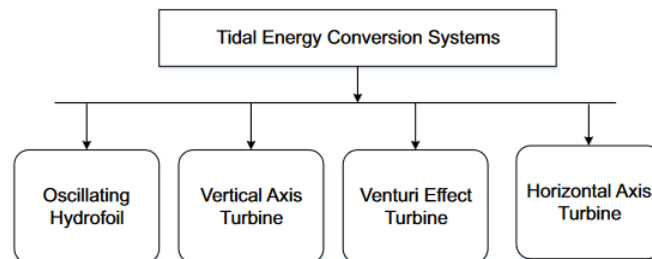


Figura 8 “Clasificación básica de las distintas tecnologías”

En esta clasificación vemos que se incluye una categoría de turbinas que funcionan con efecto venturi, lo cual veremos en la siguiente catalogación que no tiene mucho sentido ya que no es más que añadirle a la misma turbina, un difusor para ajustar el flujo.

Con el ejemplo anterior se demuestra la disparidad y la confusión entre modelos, para llegar a una clasificación general y real hay muchos factores que influyen, por lo que en función de diversos parámetros podemos llegar a clasificar cada instalación de forma independiente [15]:

- Tipo de eje (turbina de eje horizontal, turbina de eje vertical u oscilador).
- Difusor (con difusor o sin difusor).
- Tipo de montaje (flotante o fijo).
- Tipo de cimentación (anclado, base de gravedad, pilote o pontón fijo en la costa).
- Potencia nominal del dispositivo.

Para la potencia nominal, se observaron tres rangos: dispositivos de investigación a pequeña escala con potencia nominal inferior a 100 kW, dispositivos de tamaño medio con potencia nominal a menudo alrededor de 300–600 kW, comúnmente utilizados durante pruebas iniciales, y dispositivos de gran escala con potencia nominal comúnmente de 1000 kW, 1500 kW o 2000 kW. Por lo tanto, los dispositivos se clasificaron en tres categorías:

- Pequeño (menor de 100 kW).
- Mediano (100 kW o más, pero menos de 1 MW).
- Grande (1 MW o más).

Para ayudar a aclarar los distintos tipos de tecnologías, se consideró importante poder clasificar todos los dispositivos según estos factores, sin usar categorías clasificadas como 'otras' en las que no se especifica bien de qué tipo de tecnología estamos hablando. En la *figura 9* se aprecia de forma gráfica

estos parámetros de clasificación de los cuales se han mencionado antes.

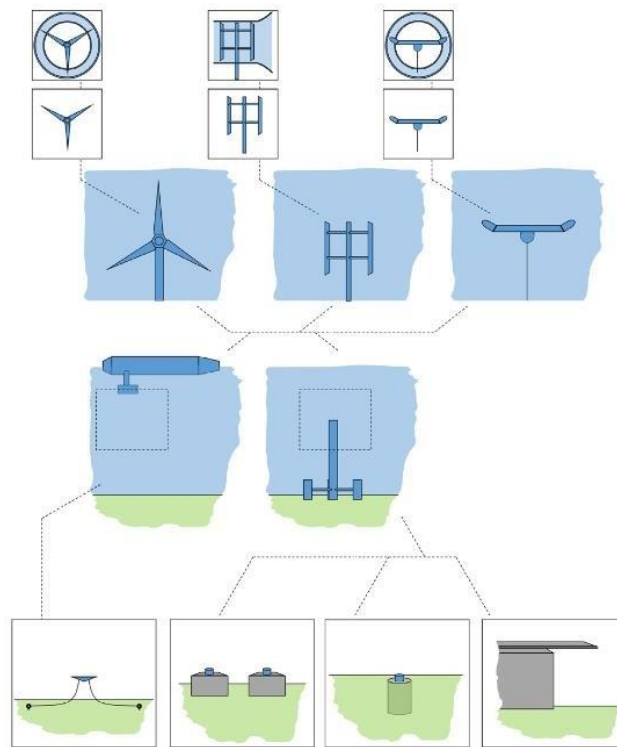


Figura 9 “Clasificación visual de las distintas configuraciones”

Mirando la *figura 9* desde arriba, vemos los tres tipos de tecnologías, eje vertical, eje horizontal y oscilador, y con cada una de ellas tenemos dos opciones con o sin difusor. A su vez, podemos tener cimentación fija o flotante, si elegimos la flotante esta irá anclada al fondo, y si elegimos la fija habrá tres opciones, cimentación de gravedad, con pilotes y con pontón fijo en la costa.

### 3.4.1. Turbinas de eje horizontal o flujo axial.

Las turbinas de eje horizontal o flujo axial son aquellas donde el flujo es paralelo al eje de rotación de la turbina, aunque también tenemos turbinas de flujos transversal trabajando con una configuración de eje horizontal, pero estas o dejan de ser de flujo transversal así que las meteremos en su correspondiente categoría.

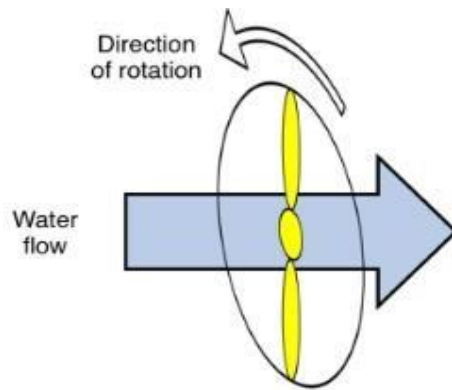


Figura 10 “Esquema básico de una turbina de eje axial”

Hoy en día este tipo de modelos son los más utilizados, siendo estos los únicos de los que existen modelos comerciales que se usan para producir energía a gran escala. El modelo MCT SeaGen S fue el primer modelo comercial en ponerse en marcha, en 2008 en la localización de Strangford Lough, Irlanda del norte. El dispositivo tiene una vida útil pronosticada de 20 años. Actualmente una nueva versión se encuentra en desarrollo, pero con 2 MW y tres palas de 20 metros de diámetro [14].



Figura 11 “Dispositivo MCT SeaGen S”

En la *tabla 1* tenemos varios modelos de turbinas comerciales y sus características, es difícil conocer más datos de estas ya que las compañías son opacas respecto a sus datos. Por otro lado, en la *tabla 2* hay datos más concretos de turbinas experimentales.

Developer Device	Atlantis AR1000	Bourne RiverStar	MCT SeaGen S	Verdant Gen5	Voith 1 MW test
Rated power (W)	$1.00 \times 10^6$	$5.00 \times 10^4$	$2.00 \times 10^6$	$1.68 \times 10^3$	$1 \times 10^6$
Rated flow speed (m/s)	2.65	2.05	2.40	2.59	2.90
No. of rotors (-)	1	1	2	3	1
Rotor diameter (m)	18.0	6.09	20.0	5.00	16.0
Rotor swept area (m <sup>2</sup> )	254	29	314	20	201
Rated $C_p$	0.41	0.39	0.45	0.35	0.40

Tabla 1 “Modelos comerciales de turbinas axiales”

Study	O’Doherty et al. (2009)	Bahaj et al. (2008)	Myers and Bahaj (2006)	Coiro et al. (2006)
Maximum power (W)	45	600 <sup>a</sup>	460	800
Required flow speed (m/s)	1.00	1.73	2.56	2.00
No. of rotors (-)	1	1	1	1
Rotor diameter (m)	0.50	0.80	0.40	0.80
Rotor swept area (m <sup>2</sup> )	0.20	0.50	0.13	0.50
Rated $C_p$	0.41	0.46	0.44*	0.40

Tabla 2 “Modelos experimentales de turbinas axiales”



Figura 12 “Dispositivo Atlantis AR1000”

### 3.4.2. Turbinas de eje vertical o flujo transversal.

Las turbinas de flujo transversal (CFT “Cross Flow Turbine”) son aquellas en las que el eje es perpendicular al flujo, de las cuales tenemos dos tipos, de eje vertical y de eje horizontal.

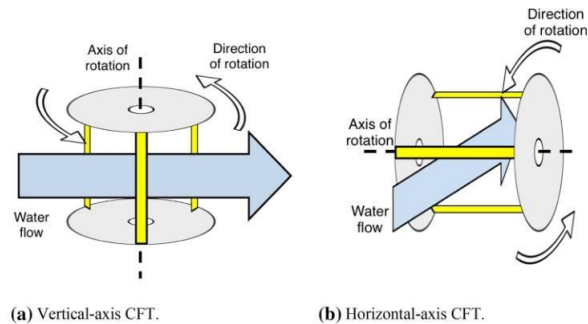


Figura 13 “Esquemas de turbinas de flujo transversal”

Existen varios tipos de turbinas de flujo transversal, en la figura 14 podemos ver tres de ellos, la turbina Darrieus (a), Savonius (b) y H-rotor (c). En la figura 5 tenemos un modelo más reciente basado en palas helicoidales que se denomina turbina de Gorlov [14].

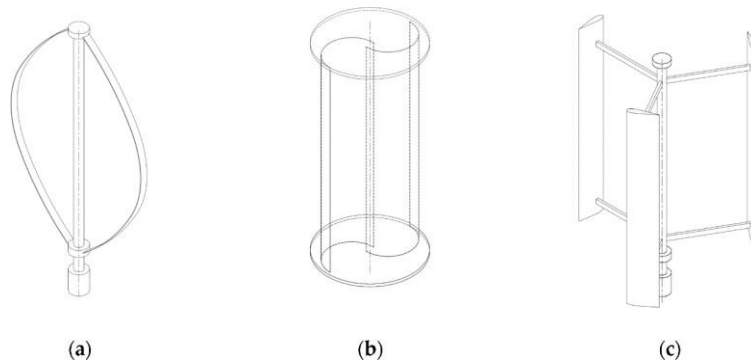


Figura 14 “Distintas morfologías de turbinas”



Figura 15 “Turbina de Gorlov”

Esta tecnología es la segunda más utilizada en lo que respecta a la energía de las corrientes mareales. Y no existen muchos modelos comerciales, ya que la tecnología todavía se encuentra en desarrollo y la opacidad de los datos es mucho mayor que para las turbinas de flujo axial.

Study Variant	Yang and Shu (2012) Göttingen 623 hydrofoil	McAdam et al. (2010) Truss <sup>b</sup> , $B = 0.50$ , $F_r = 0.09$	Kyozuka (2008) Solo Darrieus	Coiro et al. (2005) –	Shiono et al. (2000) –
Orientation		Horizontal	Vertical	Vertical	Vertical
Maximum power (W)	95	3	215 <sup>a</sup>	160	16
Required flow speed (m/s)	1.50	0.30	1.00	3.50	1.4
No. of rotors (-)	1	1	1	1	1
Rotor diameter (m)	0.50	0.50	0.30	6.00	0.30
Rotor length (m)	0.45	0.88	0.60	5.00	0.20
Rotor swept area (m <sup>2</sup> )	0.14	0.44	0.19	30.0	0.06
Rated $C_p$	0.41	0.53	0.43	0.24	0.19

Tabla 3 “Modelos experimentales de turbinas de flujo transversal”

Los dos dispositivos de menor eficiencia (Shiono et al. 2000 [16]; Coiro et al. 2005 [17]) son diseños tradicionales de rotores Darrieus con alabes rectos. Aunque relativamente fáciles y simples de construir, una de las desventajas de este diseño es que, a bajas velocidades, las aspas rectas pueden sufrir un ángulo de ataque muy variable. Esto hace que este tipo de dispositivos de paso fijo sean propensos a la parada, reduce el rendimiento, obstaculiza su capacidad de autoarranque e impone tensiones adicionales a las palas.

El diseño de “Yang y Shu (2012)” [18] incorpora un rotor helicoidal, el cual se afirma tener "todas las ventajas de una turbina Darrieus tradicional sin ninguno de los inconvenientes". Las aspas helicoidales pueden suavizar las fluctuaciones de par con cambios en el ángulo azimutal, mientras que su inclinación permite una disminución menos abrupta en el rendimiento y el par de arranque. Sin embargo, la construcción de estas aspas es más compleja y costosa.



Figura 16 “Turbina del estudio Yang y Shu (2012) [18]”

Este tipo de turbinas de eje vertical suponen una gran ventaja respecto a las de eje horizontal y es que la máquina generadora puede ser montada fuera del agua en algunos casos, por ejemplo, debajo de un puente que dé estructura de soporte para este, facilitando así su mantenimiento y por lo tanto su vida útil. Además, el montaje de difusores también es mucho más sencillo.

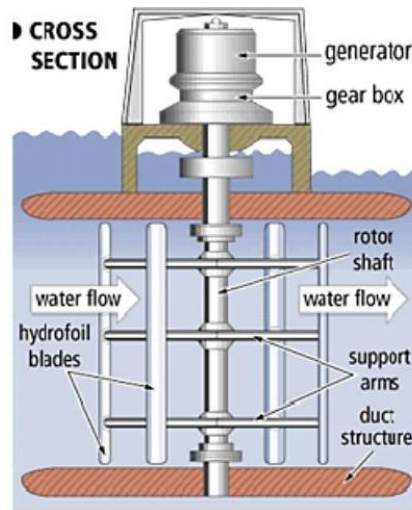


Figura 17 “Montaje de una turbina de eje vertical”

### 3.4.3. Osciladores.

Los osciladores o “hydrofoils”, utilizan la sustentación para crear movimiento lineal de vaivén, produciéndose así un movimiento oscilante en un eje, que mediante diversos mecanismos transforma ese movimiento lineal en movimiento rotativo.

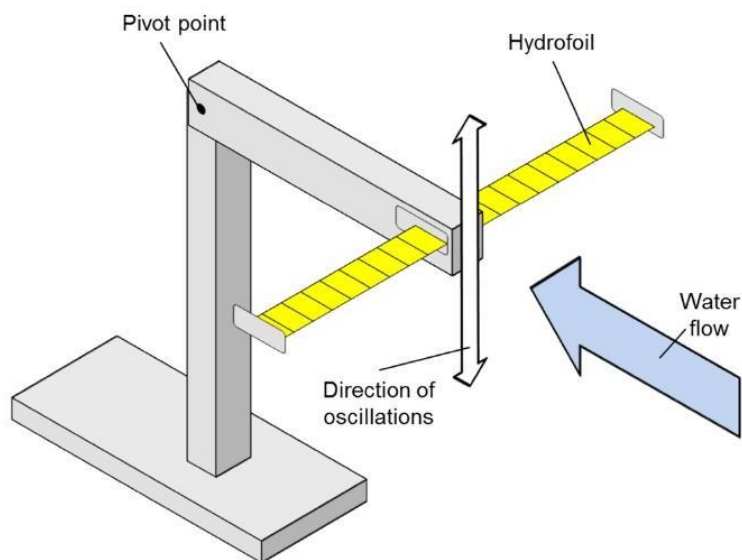


Figura 18 “Esquema básico de un oscilador”

Un hydrofoil oscilante extrae energía del flujo de manera similar a una turbina. La única diferencia es la definición de área útil, que para un hydrofoil es el producto de la extensión del movimiento vertical y la envergadura de las alas, expresadas con los parámetros “b” y “d” en la ecuación:

$$P(t) = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot b \cdot d \cdot v(t)^2 \quad (4)$$

Estos dispositivos al moverse solo en un eje, tiene un ángulo de ataque de la pala que no varía en toda su longitud, lo que permite facilidad constructiva abaratando costes. El principal problema de estos dispositivos es que en los momentos de máxima amplitud, donde tiene que cambiar la dirección la respuesta es muy lenta reduciéndose así su eficiencia [14]. Estudios como el de “Kinsey et al.” [19] fueron descartados debido a su baja eficiencia.

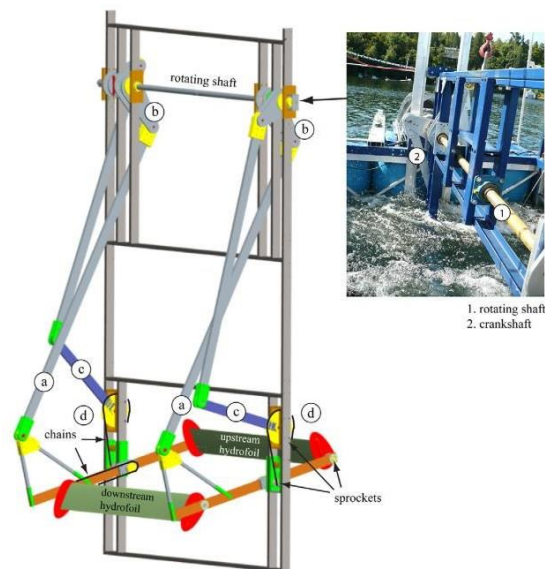


Figura 19 “Modelo del estudio Kinsey et al.(2011) [19]”

Device source	Kinsey et al. (2011)
Maximum power (W)	$2.00 \times 10^3$
Required flow speed (m/s)	1.99
Blade span (m)	1.68
Extent of vertical motion (m)	0.61
Swept area (m <sup>2</sup> )	1.02
Power density (W/m <sup>2</sup> )	$1.96 \times 10^3$
Rated $C_p$	0.40

Tabla 4 “Características del modelo Kinsey et al.(2011) [19]”

### 3.4.4. Efectos de los Difusores.

El factor determinante a la hora de obtener más potencia de una turbina es la velocidad del flujo, los difusores o ductos aumentan esa velocidad pudiendo así en teoría aumentar la energía que podemos extraer del flujo. En la realidad los estudios relacionados con los efectos que provocan los difusores muestran una gran variedad en los resultados, en definitiva, el uso de un difusor supondrá una ventaja dependiendo de las condiciones.

En el estudio “Gaden y Bibeau (2010)” [9] el difusor multiplicó la potencia por un factor de 3.1 en comparación con la turbina sin difusor. En el proceso, sin embargo, también se multiplicó la resistencia que este ejercía al flujo por un factor de 3.9 lo cual es produce que las turbinas que se encuentren detrás sufran pérdida de potencia y que la propia turbina tenga mucho más estrés mecánico.

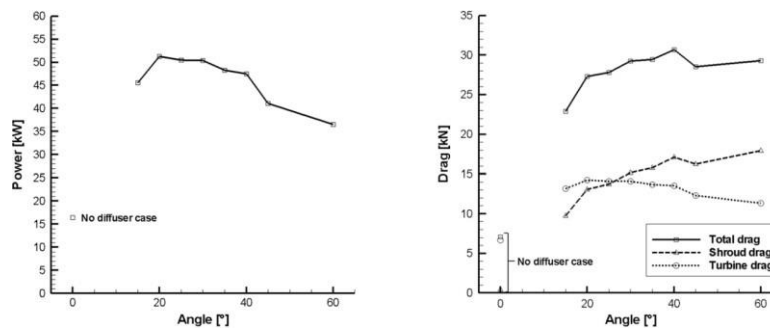


Figura 20 “Resultados del estudio Gaden y Bibeau (2010) [9]”

Otro estudio “Maduka y Li (2022)” [20] que utiliza un simulador de flujo evaluó las turbinas con difusores en flujos de marea bidireccionales. Los resultados mostraron que las turbinas con conductos generan un 40% más de potencia por unidad de área de rotor en comparación con las turbinas sin conductos. Sin embargo, en configuraciones en tándem, el rendimiento por dispositivo fue menor, aunque las turbinas con difusor superaron a las turbinas sin conductos en un 15% [20].

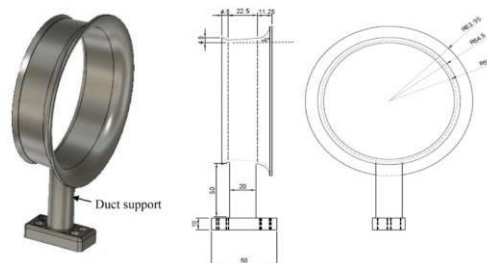


Figura 21 “Difusor usado en el estudio Maduka y Li (2022) [20]”

El uso de difusores tiene que ser estudiado, y en mayoría de los casos será más eficiente para turbinas de eje vertical que para turbinas de eje horizontal debido a problemas de diseño y asimetría [21].

### 3.5. Factores que afectan a las turbinas.

#### 3.5.1. Cavitación.

La cavitación ocurre en partes de la turbina las cuales se mueven a alta velocidad, lo que significa que la presión en esas zonas es muy baja produciéndose burbujas de vapor que deterioran los álabes. Como consecuencia directa el coeficiente de resistencia de la pala crece, las vibraciones en la pala aumentan generándose así contaminación acústica que molesta a la fauna marina, en términos generales el rendimiento del dispositivo disminuye.

Según el estudio “Wang et al.” [22] las turbinas deben colocarse al menos a una distancia igual al diámetro por encima del lecho marino para evitar la erosión y el movimiento de sedimentos.. Se propuso que la velocidad de la punta de la pala debe ser menor a 7 m/s para evitar la cavitación [7].

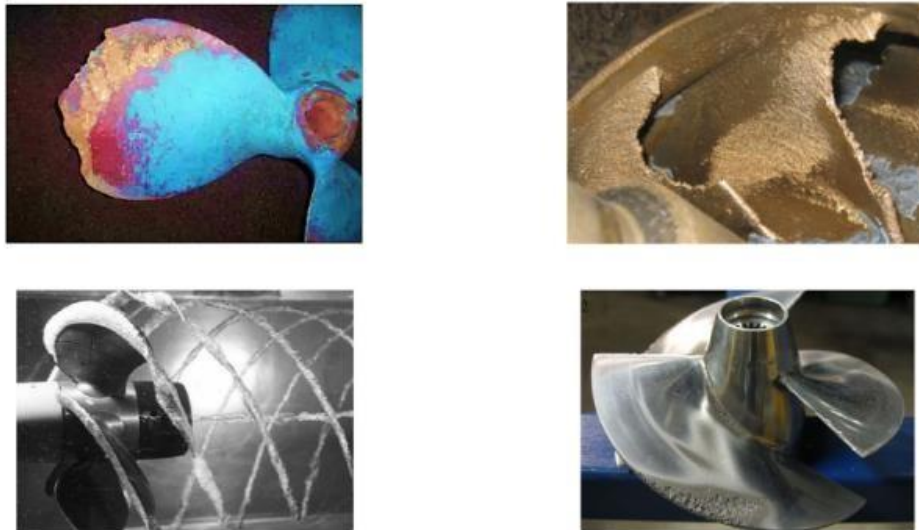


Figura 22 “Efectos de la cavitación en hélices”

Estudios como el de “Nicholls et al.” [23] proponen el uso de palas de ángulo variable como forma de adaptación al flujo y así prevenir la cavitación.

#### 3.5.2. Bio-fouling.

Uno de los factores primordiales que influyen en el diseño de las turbinas de marea es la selección del material para las palas ya que estas se enfrentan a la corrosión tan característica del medio marino, el crecimiento de bioincrustaciones o bio-fouling y las partículas abrasivas en suspensión. Entre estos factores, el bio-fouling es el más reconocido por su impacto en la degradación del rendimiento general de los dispositivos debido a la rugosidad superficial que se origina en las palas [24]. En los peores casos, puede causar daños graves a las palas por erosión.

El bio-fouling, es el resultado de la deposición de microorganismos en la superficie de la máquina. La proliferación de estos bio-organismos se ve favorecida para bajas velocidades del flujo [25].



*Figura 23 “Efectos del bio-fouling en turbinas mareales”*

El bio-fouling puede mitigarse mediante recubrimientos que ya se utilizan en estructuras navales, se dividen en pinturas a base de biocidas y recubrimientos de liberación de incrustaciones.

Las pinturas biocidas liberan sustancias activas para controlar las incrustaciones y no presentan una caída significativa de rendimiento antes de 2-3 años. Los recubrimientos de liberación de incrustaciones disminuyen en eficiencia inicialmente, pero se autolimpian y recuperan su rendimiento [26]. Estudios estiman que altos niveles de incrustaciones pueden llevar a la turbina a perder un 70% de eficiencia [27], por eso es de vital importancia tener en cuenta este efecto y prevenirlo.

### *3.5.3. Pérdidas de flujo.*

La interacción con el soporte puede afectar el rendimiento debido a las alteraciones en el flujo que este crea. La magnitud del efecto está influenciada por la geometría del soporte y la distancia entre el rotor y el soporte.

La producción de energía aumentó aproximadamente un 10% cuando la distancia del rotor al soporte se incrementó de 1 a 2 diámetros del buje, con la turbina ubicada aguas arriba del soporte. Por otro lado la producción media de energía se redujo en un 7% cuando el rotor estaba aguas abajo del soporte [26].

Los obstáculos en el fondo también pueden originar pérdidas en el flujo, el estudio “Moreau et al.” [21], se experimentaron distintas configuraciones de turbinas con distintos tipos de obstáculos, las turbinas podían llegar a tener un 40% de pérdidas en comparación con el caso de un fonde marino plano, por lo que a la hora de una instalación de este tipo es necesario tener un fondo lo más regular posible.

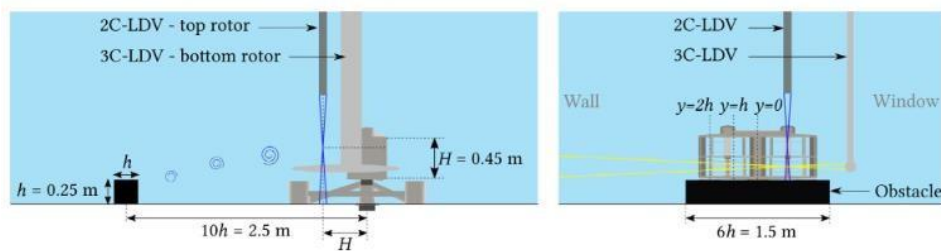


Figura 24 “Configuraciones de los montajes del estudio Moreau et al. [21]”

También cuando tenemos turbinas instaladas juntas unas pueden afectar al flujo global, ya que estas oponen una resistencia al flujo. Existen pocos estudios que puedan describir este efecto debido a la complejidad y coste de este tipo de sistemas, además de la opacidad a la que están sujetas las empresas. En el estudio “Myers et al.” [28], se vio que había una recuperación del 90% de la velocidad del flujo a una distancia de 20 diámetros aguas abajo de la primera turbina.

#### 3.5.4. Corrosión.

En el estudio “Rubino et al.” [29], se trata ampliamente este problema, este fenómeno compromete la integridad estructural de las turbinas, aumenta los costos de mantenimiento y reduce su vida útil. Para mitigar estos efectos, se han desarrollado materiales, tales como los polímeros reforzados con fibra de vidrio (GFRP) y fibra de carbono (CFRP). Estos materiales ofrecen una excelente resistencia a la corrosión y al desgaste, además de ser considerablemente más ligeros que los metales tradicionales. El GFRP es ampliamente utilizado debido a su coste relativamente bajo y buen rendimiento en ambientes marinos, mientras que el CFRP, aunque más costoso, proporciona una mayor resistencia mecánica y durabilidad, siendo ideal para componentes sometidos a altas cargas y tensiones.

Las resinas epoxi y de éster vinílico, utilizadas como matrices en estos compuestos, ofrecen una alta resistencia química y mecánica. Las resinas epoxi son especialmente valoradas por su capacidad para soportar condiciones de carga cíclica y su baja absorción de agua, haciéndolas ideales para aplicaciones submarinas. Por otro lado, las resinas de viniléster, aunque menos costosas, también proporcionan una buena resistencia a la penetración del agua y se emplean en situaciones que requieren un equilibrio entre resistencia y economía.

Para mejorar aún más la resistencia a la corrosión, se están explorando técnicas adicionales como el recubrimiento de las superficies con materiales resistentes a la corrosión, la implementación de protecciones catódicas y el uso de tratamientos superficiales avanzados. Estas medidas, combinadas con el uso de materiales compuestos avanzados, pueden extender significativamente la vida útil de las turbinas mareales y reducir los costos operativos a largo plazo.

## 4. METODOLOGÍA.

La metodología seguida en este Trabajo Fin de Grado viene dada por los siguientes pasos elementales:

1. Determinar el modelo geométrico.
2. Análisis del emplazamiento y la turbina que se va a emplear en el proyecto.
3. Procesado y análisis de los datos de flujo.
4. Obtención de resultados.

Estos pasos vendrán descritos en el apartado metodología.

### 4.1. Materiales.

Para este proyecto se han utilizado datos cartográficos, bibliográficos, estadísticos y datos tomados en el terreno. En la *tabla 5* se muestran cuáles han sido estos materiales.

Datos	Características	Fuente
Modelo digital de elevación de la zona	Modelo Vectorial de elevación LIDAR 2ª Cobertura (2015-2021). PNOA-2020-AND-682-4122-ORT-CLA-CIR.LAZ	Instituto Geográfico Nacional
Batimetrías de la zona	Curvas de nivel de profundidad en formato CAD, y espacio referenciadas en ED 50	Puerto de Huelva
Datos de flujo	Datos del flujo tomados durante un mes de medida o un ciclo de mareas completo	Tomadas in situ en el terreno con el dispositivo de medida Teledyne RD Instruments, modelo WorkHorse Centinela
Datos de Turbinas	Datos referentes a las características constructivas de las turbinas como su Cp	Empresas comercializadoras de estas turbinas
Carta náutica	Carta náutica online de la zona.	Navionics [30]
Ortofoto	PNOA-MA-OF-ETRS89-HU29-H25-0999-4.TIF	Instituto Geográfico Nacional
Datos de las mareas	Datos de los coeficientes de las mareas y sus diferencias de alturas.	Página Web de Tabla de mareas [31]

*Tabla 5 “Tabla de materiales”*

Además, también se han usado herramientas de software que han permitido realizar las simulaciones, estos se muestran en la *tabla 6*.

Software	Características	Institución
ArcGis Pro	Software de pago que se utiliza principalmente para ver, crear, editar y analizar datos geoespaciales	Esri (Environmental Systems Research Institute)
Excel 365	Software para hojas de cálculo	Microsoft Office
AutoCAD	Software de pago que se utiliza para diseño asistido por computadora (CAD) en 2D y 3D.	Autodesk

Tabla 6 “Herramientas de software”

## 4.2. Métodos.

### 4.2.1. Creación del modelo.

La importancia de los datos de partida es determinante, con el objetivo de crear un modelo geométrico de la zona son necesarios unos datos de partida adecuados, 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.

#### 4.2.1.1. Preprocesamiento de los datos batimétricos.

Los datos batimétricos aportados por el Puerto de Huelva se encuentran en formato CAD con varias capas, la capa de mayor interés es la que incluye las curvas de nivel, estas curvas de nivel son polilíneas con elevación positiva. El archivo CAD se encontraba en el estado inicial que se muestra en la *figura 25*.

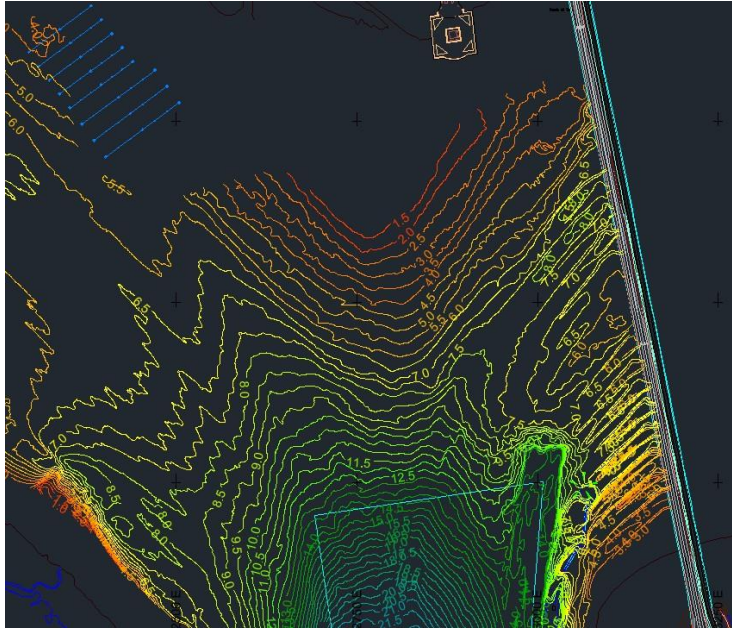


Figura 25 “Batimetrías en su estado inicial, vista en AutoCAD”

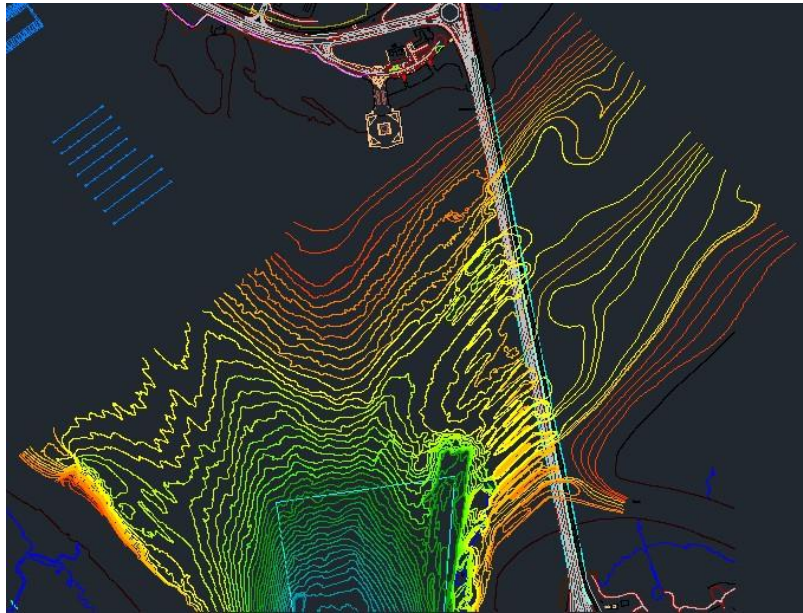
Como se muestra en la *figura 25* los datos iniciales de batimetría tienen dos problemas fundamentales:

- Las polilíneas con elevación están cortadas por el dato en formato texto de la elevación que tiene cada una, por lo que se ocasionan muchos problemas al crear el modelo TIN.
- Los datos batimétricos solo llegan hasta el lado oeste del puente, y se necesitan de los datos al otro lado para poder realizar una correcta simulación del flujo.
- Por lo que el primer paso fue solucionar estos problemas, las polilíneas que se encontraban cortadas por lo datos de texto tuvieron que ser modificadas una a una, borrando los datos de texto y después uniéndolo los extremos con polilíneas y después añadiéndole la cota correspondiente.
- Debido a la falta de datos batimétricos de la zona este del puente, se recurrió a las cartas náuticas aportadas por la página web de Navionics [30].



Figura 26 “Datos batimétricos sacado de la web de Navionics [30]”

Utilizando la carta náutica correspondiente a la zona y ajustándola a escala en AutoCad, se fueron creando las curvas de nivel sobre las que estaban en la imagen de la carta náutica. Por último, se eliminó la parte de las batimetrías de la zona norte la cual es inservible para el estudio, quedando los datos como se muestra en la *figura 27*.



*Figura 27 “Batimetrías una vez procesadas y extendidas al lado oeste del puente”*

#### **4.2.1.2. Creación del modelo geométrico.**

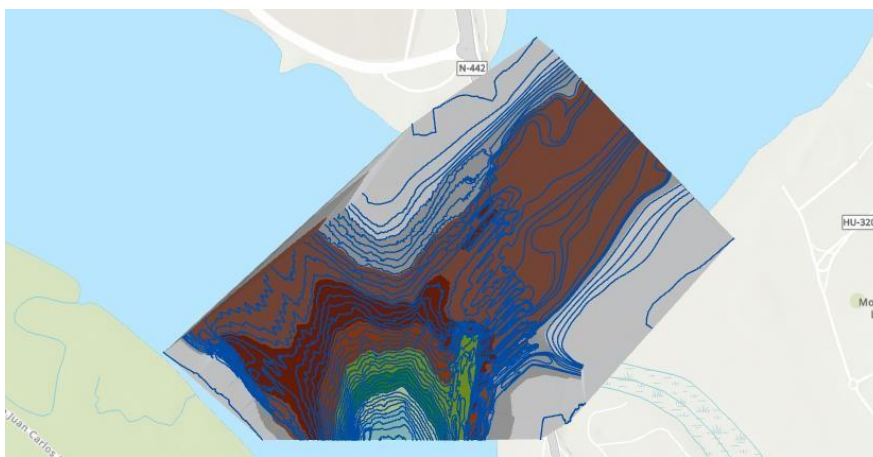
Una vez preprocesadas las batimetrías, se pueden incorporar al programa ArcGis. El archivo en formato CAD se importará al programa, ajustando el sistema de referencia al de las batimetrías “European Datum 1950 UTM Zone 29N”.



*Figura 28 “Batimetrías una vez exportadas al software ArcGis”*

Este conjunto de polilíneas al tener formato elevación, tiene la posibilidad de ser transformado a un formato TIN este hace que los datos se triangulen para crear una red irregular de triángulos que representan la superficie del terreno. Las polilíneas cargadas tienen formato elevación positiva, una vez cargado este archivo creamos otro llamado “curvas” con los mismos datos para no sobrescribir los datos en formato DWG, con el archivo curvas añadí un campo a la tabla de atributos llamado “Depth”, donde se multiplicaban los valores de la columna elevación por menos uno para así pasar a formato profundidad.

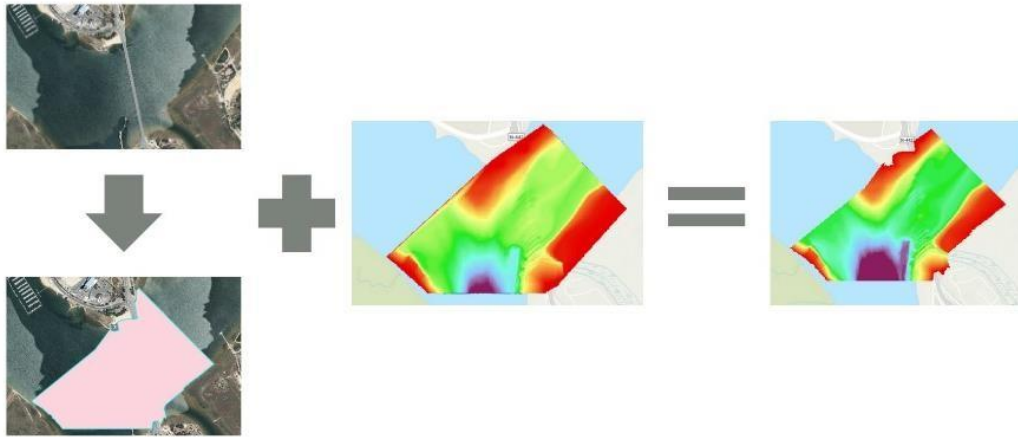
Con las curvas de nivel procesadas y con elevación negativa, ya que hablamos de profundidad, ahora si es posible crear el archivo TIN.



*Figura 29 “Modelo TIN creado a partir de las polilíneas con cota”*

El archivo ahora en formato TIN, contiene la información de profundidad que necesitamos, pero para trabajar con HEC-Ras debemos transformar este TIN en un modelo geométrico, concretamente a un formato Raster, mediante la herramienta “TIN to Raster”.

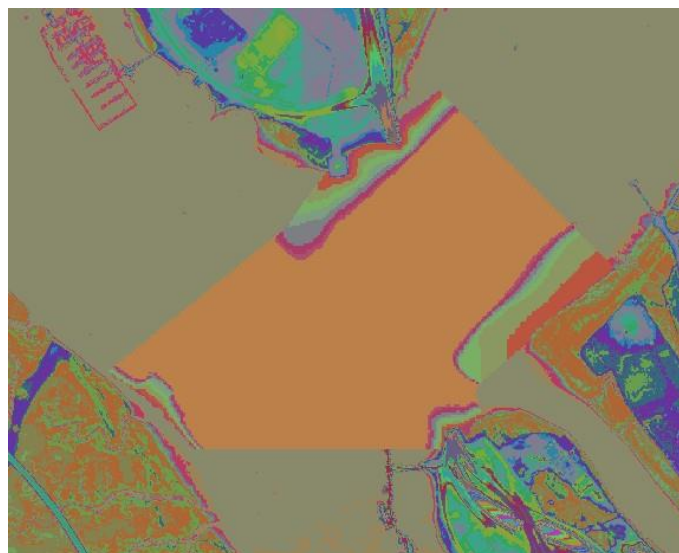
Con el archivo ya convertido a Raster se creó un archivo shp (shapefile), siguiendo la línea de costa de la ortofoto. Es importante recortar el modelo con el shapefile, en nuestro caso un polígono para recortar la capa raster resultante sin incoherencias creadas por las líneas que quedan abiertas al crear el modelo TIN.



*Figura 30 “Proceso de recorte del archivo raster”*

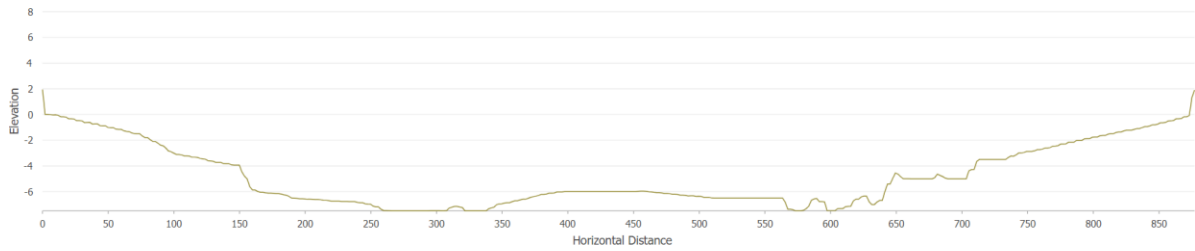
Ahora este raster, debe unirse a la capa raster obtenida de IGN, para tener un modelo de elevación digital del terreno completo, ya que las batimetrías, al ser obtenidas mediante el sondeo desde una embarcación no tienen información de las zonas de poco calado o zonas que solo están cubiertas de agua cuando la marea se encuentra en pleamar.

Los dos raster tendrán que unirse en el límite de la línea de costa o línea de máxima altura de agua. De esta forma los perfiles de la cuenca del río tendrán coherencia con la realidad. También se ha recortado el archivo para que ocupe menos espacio y pueda ser mejor procesado por el programa de simulaciones hídricas.



*Figura 31 “Modelo 3D final, que incluye la unión con la capa del IGN”*

A partir del modelo en tres dimensiones que se ha obtenido finalmente se pueden obtener perfiles del terreno como el que se muestra en la *figura 32*.



*Figura 32 “Perfil de la cuenca del río debajo del puente del Tinto”*

#### 4.2.1.3. Cálculo del coeficiente de Manning.

El coeficiente de Manning o coeficiente de rugosidad del terreno jugará un papel importante a la hora de determinar el flujo y es un dato clave a incorporar en el programa de simulación HEC-Ras.

El coeficiente de Manning puede ser calculado de muchas formas, en mi caso utilizare una estimación basada en el artículo Oliveira et al. [32], en el cual para la zona del estudio tenemos un rango de valores del coeficiente de Manning de entre 0.078 y 0.13.

De todas formas para comprobar que este rango es real se va a realizar una estimación rápida mediante tablas [33]. Para el cálculo de este coeficiente se usará la siguiente ecuación la cual considera la sumatoria de varios factores que influyen en el valor del coeficiente de Manning, para cada uno de estos valores realizaré una estimación justificada mediante el uso de la tabla previamente mencionada.

$$n = m(n_b + n_1 + n_2 + n_3 + n_4) \quad (5)$$

Donde:

- $n_b$  = un valor base de n para la superficie natural desnuda de la planicie de inundación.
- $n_1$  = un factor de corrección para el efecto de las irregularidades superficiales en la planicie de inundación.
- $n_2$  = un valor para variaciones en la forma y tamaño de la sección transversal de la planicie de inundación, asumido igual a 0.
- $n_3$  = un valor para obstrucciones en la planicie de inundación.
- $n_4$  = un valor para la vegetación en la planicie de inundación.
- $m$  = un factor de corrección para la sinuosidad de la planicie de inundación, igual a 1.0.

En el caso de zona de estudio y sus condiciones los valores seleccionados de la *tabla 7* serán los siguientes:

-  $n_b = 0.04$

Seleccionamos este valor de coeficiente base, porque los fondos de la ría de Huelva al ser humedales, están formados por fangos heterogéneos con muchas incrustaciones como cascajos, moluscos, algunas rocas y restos de redes que se mezclan con el fango [34].

-  $n_1 = 0.008$

La zona tiene un grado de irregularidad no muy elevado, con pocos obstáculos, bastante llano en general, pero sin embargo con algunas zonas de pozas y cambios de profundidad bruscos debido al puente, es por ello por lo que se toma un valor moderado para este factor.

-  $n_3 = 0.007$

Se tomará un valor medio de este coeficiente debido a que no existen muchas obstrucciones, pero sin embargo tenemos construcciones como el puente o algunos muelles que pueden influir en el flujo.

-  $n_4 = 0.035$

En cuanto a la vegetación se tomará un valor medio ya que existe cierto crecimiento de algas en el fondo y cuando la marea se encuentra a una altura considerable también afecta la influencia de las plantas que crecen en los bordes de los humedales (*spartina marítima*).

Al final de estas aproximaciones es posible hacer el cálculo de un coeficiente de Manning aproximado para la zona, el cual vemos que no se desvía mucho del obtenido de la bibliografía.

$$n = m(n_b + n_1 + n_2 + n_3 + n_4) = 1 \cdot (0.04 + 0.008 + 0.007 + 0.035) = 0.09 \quad (6)$$

Este valor se encuentra contenido dentro del rango de entre 0.078 y 0.13 [32] del que se habla en la bibliografía, por lo que podríamos decir que nos encontramos ante un valor coherente para el estudio.

	Condiciones de la llanura de inundación	Ajuste del valor de n	Ejemplo
Grado de irregularidad (n1)	Suave	0.000	Se compara con la llanura de inundación más suave y plana alcanzable en un material dado.
	Menor	0.001-0.005	Es una llanura de inundación ligeramente irregular en forma. Se pueden ver unas pocas elevaciones o depresiones.
	Moderado	0.006-0.010	Tiene más elevaciones y depresiones. Pueden ocurrir lomas y montículos.
	Severo	0.011-0.020	Llanura de inundación muy irregular en forma. Se pueden ver muchas elevaciones y depresiones.
Variación del canal (n2)		0.0	No aplicable.
Efecto de las obstrucciones (n3)	Negligible	0.000-0.004	Pocas obstrucciones dispersas, que incluyen depósitos de escombros, tocones expuestos, raíces, troncos o rocas aisladas, ocupan menos del 5 por ciento de la sección transversal.
	Menor	0.005-0.019	Las obstrucciones ocupan menos del 15 por ciento de la sección transversal.
	Apreciable	0.020-0.030	Las obstrucciones ocupan del 15 al 50 por ciento de la sección transversal.
Cantidad de vegetación (n4)	Pequeño	0.001-0.010	Césped denso de pasto flexible, como Bermuda, o malezas que crecen donde la profundidad media del flujo es al menos dos veces la altura de la vegetación, o plántulas de árboles flexibles como sauce, algodón, flecha de agua o saltcedar que crecen donde la profundidad media del flujo es al menos tres veces la altura de la vegetación.
	Medio	0.011-0.025	Césped de pasto que crece donde la profundidad media del flujo es de una a dos veces la altura de la vegetación, o malezas densas, tallos delgados y malezas que crecen donde la profundidad media del flujo es de dos a tres veces la altura de la vegetación; vegetación moderadamente densa, similar a árboles de 1 a 2 años de sauce en la temporada de inactividad.
	Grande	0.025-0.050	Césped de pasto que crece donde la profundidad media del flujo es aproximadamente igual a la altura de la vegetación, o árboles de sauce de 8 a 10 años o árboles de algodón que crecen entremezclados con algunas malezas y arbustos (ninguno de la vegetación en el follaje) donde el radio hidráulico excede 2 pies, o cultivos de campo maduros donde la profundidad del flujo es al menos dos veces la altura de la vegetación.
	Muy grande	0.050-0.100	Césped de pasto que crece donde la profundidad media del flujo es menos de la mitad de la altura de la vegetación, o maleza moderada a densa, o soporte denso de árboles delgados de hoja caduca y poco sotobosque donde la profundidad del flujo es inferior a las ramas, o cultivos de campo maduros donde la profundidad del flujo es menos que la altura de la vegetación.
	Extremo	0.100-0.200	Vegetación densa, como mezquite, y maleza (toda la vegetación en pleno follaje) o soporte denso de árboles pesados de hoja caduca, árboles caídos, malezas de baja altura.
Factor corrección sinuosidad (m)		1.0	No aplicable.

Tabla 7 "Tabla para el cálculo del coeficiente de Manning"

#### 4.2.1.4. Incorporación del Coeficiente de Manning al modelo.

Para incorporar al modelo que se va a utilizar el coeficiente de Manning, se creará un archivo shapefile, con el valor asociado del coeficiente de Manning. Este archivo se puede tratar con HEC-Ras para que de forma automática utilice el dato del coeficiente de Manning para cada zona.



Figura 33 “Creación del archivo shp para el coeficiente de Manning”

Una vez creado el polígono tenemos que crear un atributo en la tabla de atributos del shapefile con el dato del coeficiente de Manning. Será una variable de tipo float.

<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Visible	<input type="checkbox"/> Read Only	Field Name	Alias	Data Type	<input checked="" type="checkbox"/> Allow NULL	<input type="checkbox"/> Highlight	Number Format	Domain	Default	Length
	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	OBJECTID	OBJECTID	Object ID	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Numeric			
	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Shape	Shape	Geometry	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Shape_Length	Shape_Length	Double	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Numeric			
	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Shape_Area	Shape_Area	Double	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Numeric			
	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Manning	n	Float	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Numeric			

Figura 34 “Creación del campo Manning atribuido al shp”

	OBJECTID *	Shape *	Shape_Length	Shape_Area	n
1	1	Polygon	0,070132	0,000269	0,09
Click to add new row.					

Figura 35 “Resultado de haber añadido el dato n al shp”

Este atributo ahora queda asociado al polígono, dando un valor del coeficiente de Manning de 0,09 para toda el área que este ocupe. La herramienta RAS Mapper permitirá la lectura de este archivo y su posterior inclusión en los perfiles de la cuenca del río.



Figura 36 “Resultado final de la capa shp del coeficiente de n de Manning”

Con esto y el modelo geométrico ya tenemos un modelo en tres dimensiones de la zona el cual podrá ser usado para hacer futuros estudios hidrológicos de la zona.

#### 4.2.2. Análisis del emplazamiento

##### 4.2.2.1. Lugar geográfico.

La turbina será instalada en la desembocadura del río Tinto en el río Odiel, Huelva, en lo que se conoce como Punta del Cebo ( $37^{\circ}12'44''N$   $6^{\circ}56'21''W$ ). Es un lugar donde se mezclan las corrientes de los dos ríos con lo cual tenemos uno de los puntos de la ría de Huelva con mayor velocidad de flujo, pero también con mucho aporte de sedimento lo cual puede suponer un problema para la turbina.

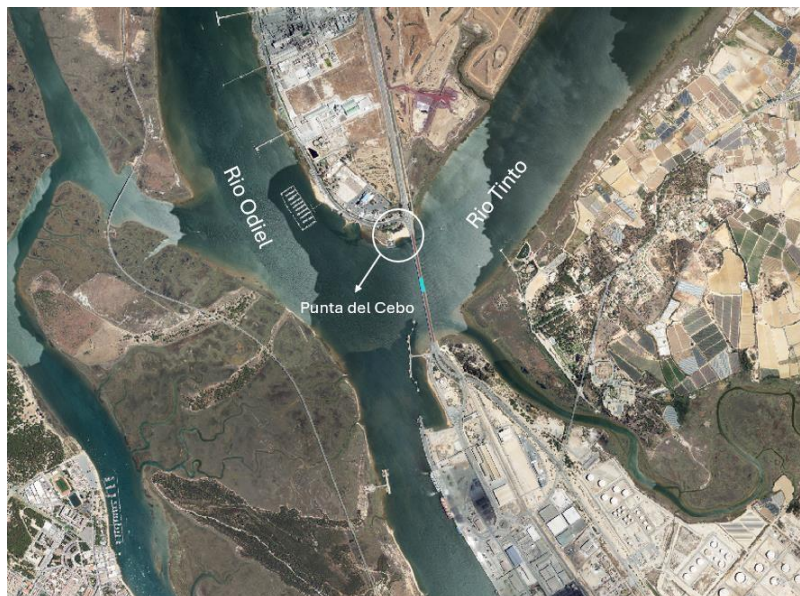


Figura 37 “Localización Punta del Cebo, en azul localización de la turbina”

La turbina irá instalada debajo del puente del Tinto, el cual une la autovía H-30 con la carretera nacional N-442.

#### **4.2.2.2. Infraestructura aprovechable.**

##### **4.2.2.2.1. El puente del Tinto.**

Este puente se inauguró el 19 de marzo de 1969 y fue diseñado para conectar Huelva con el nuevo polo de desarrollo industrial, facilitando el acceso a la refinería Río Gulf y otras instalaciones industriales.



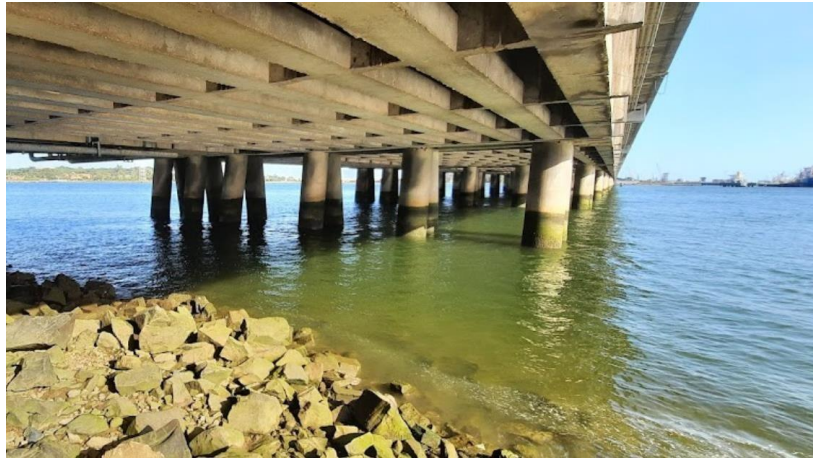
*Figura 38 “Vista aérea puente del Tinto”*

El Puente de Colón es un puente de viga prefabricado, con una longitud aproximada de un kilómetro. Posee cuatro carriles para tráfico vehicular y dos vías de ferrocarril, lo que lo convierte en uno de los puentes más anchos de España en el momento de su construcción.



*Figura 39 “Vista lateral puente del tinto”*

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.



*Figura 40 “Pilares del puente del Tinto”*

#### 4.2.2.2. Centro de Transformación.

La línea eléctrica que llevará la energía utilizará la estructura del puente para ser soportada y llegar al centro de transformación que se encuentra al final del puente donde se realizará la conexión a red. Esto también supone una ventaja, al tener tan cerca el punto de conexión a red no se necesitará mucha construcción de mucha infraestructura adicional de la línea.



*Figura 41 “Localización del centro de transformación”*



Figura 42 “Centro de transformación y medida”

#### 4.2.2.3. Acidez del medio y aportación de metales.

El Río Tinto, que desemboca en esta zona, presenta características únicas con aguas rojas y negras, ácidas y saturadas de metales como hierro y cobre. Estas condiciones se deben principalmente al drenaje ácido de minas (DAM) que afecta la calidad del agua en esta área.

Se ha observado que el pH del agua del Río Tinto es extremadamente bajo, a menudo registrando valores de pH en torno a 2.5 y 3.5. Este nivel de acidez es significativamente mayor que el de aguas neutras (pH 7) .

De todas formas, al encontrarnos tan cerca del mar y la influencia de las mareas, en su desembocadura el Tinto tiene valores de pH normales entre 7 y 8, aunque el pH podrá ser más ácido en momentos puntuales debido a la aportación de aguas ácidas que vienen desde aguas arriba. Además, es importante tener en cuenta también la aportación de metales que tiene el río ya que pueden provocar deterioro en la máquina. Estas medidas de pH provienen de la página web de la junta de Andalucía “*Datos e informes sobre la calidad de aguas de transición y costeras*” [35].

Medida	Unidad	Resultado
Calcio	mg/L	48,3
Cadmio	µg/L	1,71
Magnesio	mg/L	1381
Cobre	µg/L	28,6
pH		7,69

Tabla 8 “Medidas de metales pesados y pH en la desembocadura del Tinto [35]”

#### 4.2.2.4. Espacio disponible para la instalación de la turbina.

A partir del modelo geométrico creado anteriormente, se ha utilizado de nuevo la herramienta ArcGis para crear un perfil de la cuenca del río, de forma más concreta entre los pilares 13 y 16, de esta forma se puede analizar de forma más específica la zona donde se va a instalar la turbina. Tras tener en cuenta los máximos y mínimos de la marea y los límites que crean los pilares, se ha obtenido el área efectiva donde se puede instalar la turbina.

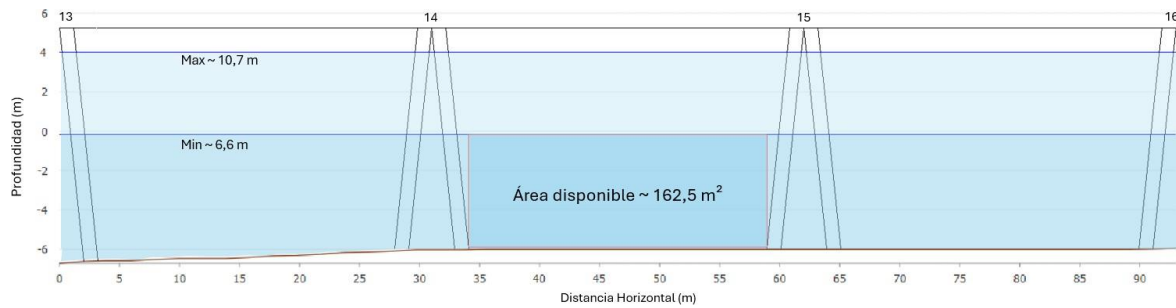


Figura 43 “Sección disponible para la instalación de la turbina”

La turbina se situará en el arco número 14 contando desde la Punta del Sebo ( $37^{\circ}12'35''N$   $6^{\circ}56'08''W$ ). El total de arcos del puente es de 29, estando las balizas de entrada al Tinto en el arco 15 y las de salida del Tinto en el arco 13 (siempre contando desde la Punta del Cebo). Cada arco tiene 32.5 metros entre centros de los apoyos. La turbina se situará aproximadamente a 416 metros de la orilla norte del puente. Cada apoyo del puente está constituido por 6 pares de pilares, de los cuales 6 están inclinados hacia el norte y los otros cuatro hacia el sur, siendo la inclinación de  $6^{\circ}$ . El diámetro de los pilares es de 2 metros.

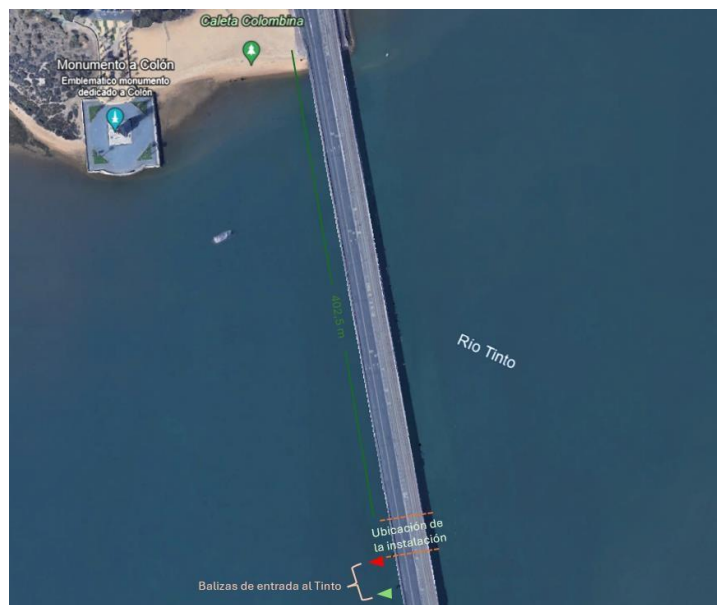


Figura 44 “Vista aérea del lugar de instalación”



Figura 45 “Vista en tres dimensiones del emplazamiento de la turbina”

En el apartado de resultados se concluirá cual es la altura idónea para la colocación de la turbina, a partir de los datos de flujo a distintas profundidades.

#### 4.2.3. La instalación.

La instalación servirá para estudiar el comportamiento de este tipo de instalaciones de baja potencia cuando se conecta a la red y a un sistema de almacenamiento. La energía eléctrica obtenida será utilizada por las instalaciones del puerto de Huelva.

La instalación constará de las siguientes partes:

- Un convertidor AC/CC, ya que el sistema de almacenamiento será en corriente continua.
- Un convertidor CC/AC el cual establezca los valores de tensión y frecuencia necesarios para realizar la conexión al centro de transformación.
- Un sistema de almacenamiento de energía eléctrica.
- Un centro de transformación donde se realizará la inyección a la red de distribución de media tensión.

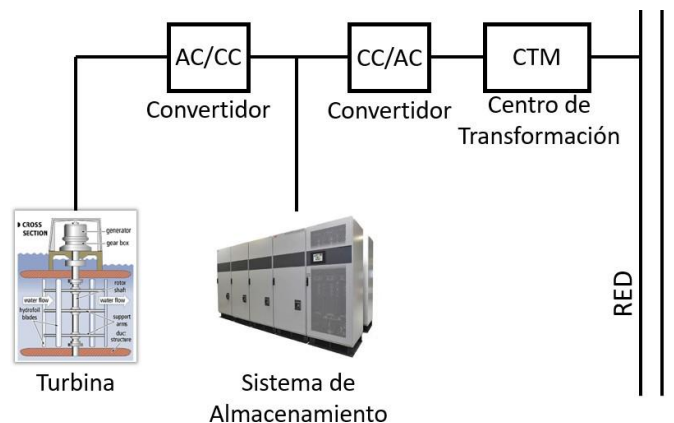


Figura 46 “Esquema de los componentes principales de la instalación”

#### 4.2.4. La Turbina.

##### 4.2.4.1. Triton Hales MK II.

La turbina Triton-Hales desarrollada por Triton Innovations y diseñada para generar para funcionar en flujos diversos ha sido un proyecto liderado por Rod Bromfield y Paul Hales durante más de dos décadas. La turbina ha pasado por diversas fases de pruebas y optimización, resultando en un diseño patentado altamente eficiente y escalable. Las versiones iniciales de la turbina incluían configuraciones de 4, 5 y 6 palas en un cilindro único, evolucionando posteriormente a una turbina de doble cilindro contra-rotativa (MK II).



Figura 47 “Triton MK I”

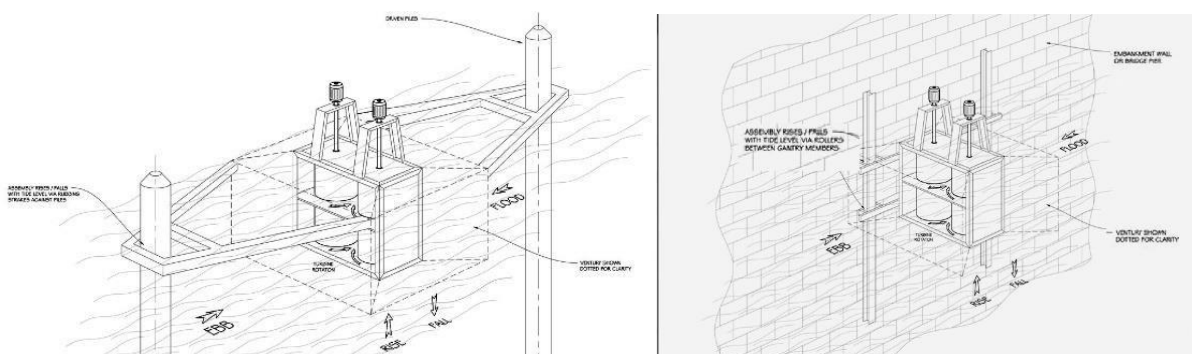


Figura 48 “Posibles montajes de la Triton MK II”

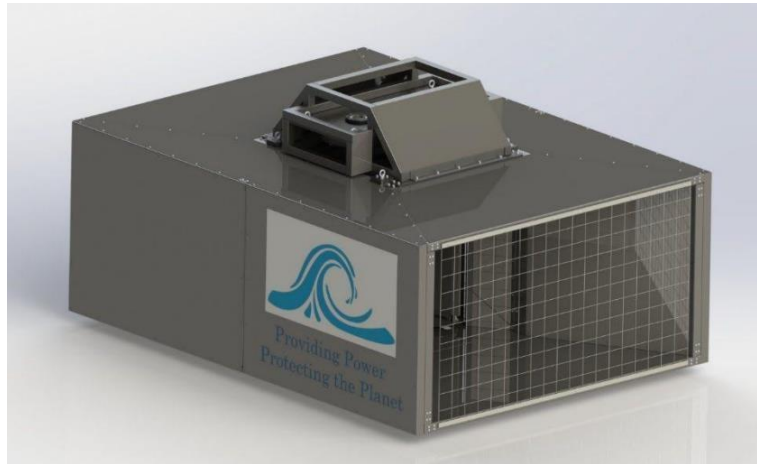


Figura 49 "Triton MK I"

Es altamente eficiente en flujos de agua lentos, comenzando a generar energía a velocidades inferiores a 0.4 m/s. Su diseño modular permite su instalación en el lecho marino o fluvial, flotando bajo la superficie o unida a infraestructuras existentes, y puede operar en flujos bidireccionales sin necesidad de reorientación.

La curva característica de la producción de la turbina dada por el fabricante se encuentra representada en la figura 50. En ella tenemos los datos teóricos de potencia producida por la turbina y la potencia que se produjo en pruebas reales en el río Támesis.

Velocidad de Flujo (m/s)	Potencia Teórica (kW)	Potencia Experimental (kW)
0	0	0
0,5	0,36	0,31
0,65	0,79	0,8
0,72	1,08	1,2
0,86	1,88	1,79
0,94	2,4	2,09
1	2,989	2,34
1,15	4,4	4,32
1,38	7,61	7,55
1,5	9,796	9,82
1,66	13,255	13,55
1,8	17,46	18,21
2	23	21,98
2,18	28,733	26,44
2,33	36,344	34,5
2,5	45	44,67

Tabla 9 "Potencias desarrolladas por la turbina en función de la velocidad de flujo"

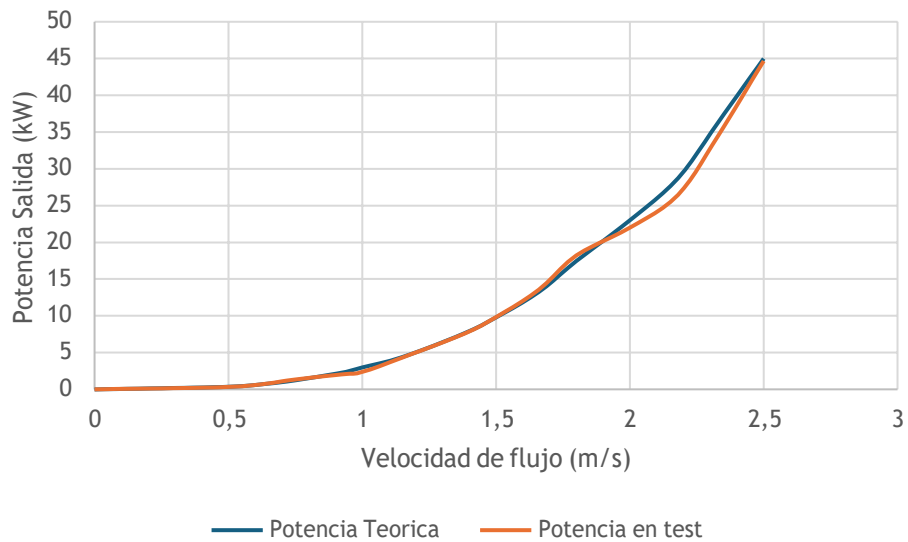


Figura 50 “Curvas características teóricas y experimentales de la Triton MK II”

Es destacable que los resultados experimentales se acercan mucho a los teóricos por lo que estamos ante una turbina de mucha eficiencia y una de las pocas de generar potencia útil a valores muy bajos de flujo.

La turbina tiene un área efectiva de 1 metro cuadrado, y estará fabricado en acero inoxidable marino, tendrá dos generadores y estarán confinados en una carcasa sumergible. Los rodamientos serán resistentes al agua y estarán fabricados en “Vesconite sin grasa” el cual es un tipo de material para cojinetes diseñado para funcionar sin la necesidad de lubricación.

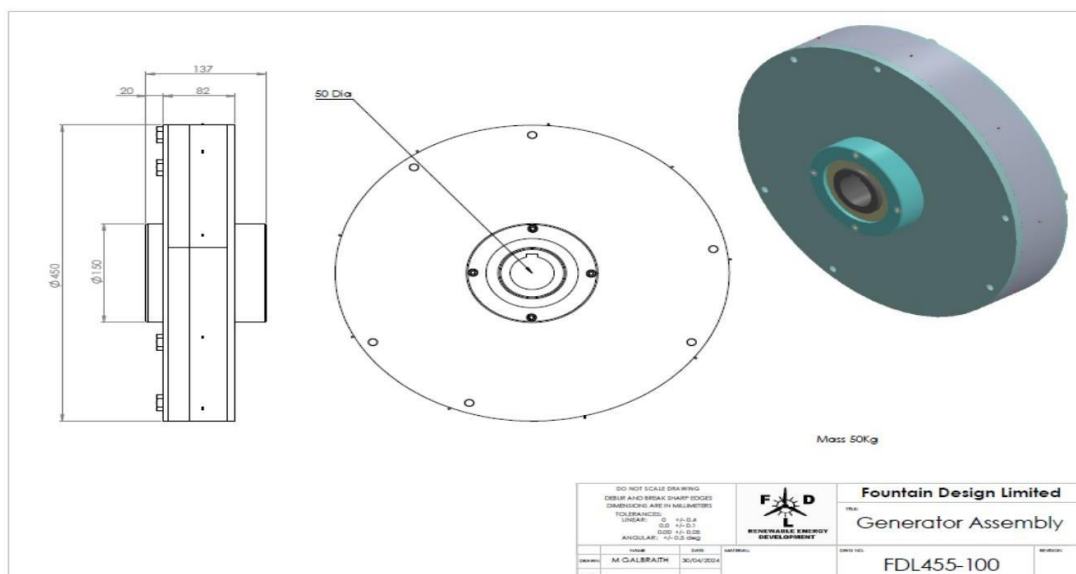


Figura 51 “Generador de flujo axial utilizado para la turbina”

#### 4.2.5. Datos de Flujo.

##### 4.2.5.1. Toma de datos de flujo.

Para tener los datos de flujo se inició una campaña de medidas que 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.

Días	Coef	Diferencia de altura (m)
27-feb	81	2,2
28-feb	75	2
29-feb	67	1,8
01-mar	57	1,6
02-mar	46	1,4
03-mar	36	1,1
04-mar	33	0,8
05-mar	40	0,9
06-mar	56	1,3
07-mar	74	1,6
08-mar	92	2,1
09-mar	106	2,5
10-mar	115	2,9
11-mar	116	3,2
12-mar	109	3,1
13-mar	95	2,8

Tabla 10 “Tabla de coeficientes de marea y diferencia de altura de marea”

Se utilizó el dispositivo de medida Teledyne RD Instruments, modelo WorkHorse Centinela, este se sirve del efecto Doppler para medir la velocidad del agua en diferentes profundidades. Emite pulsos acústicos y mide el cambio en la frecuencia de los ecos reflejados por partículas en el agua. Este cambio en la frecuencia se utiliza para calcular la velocidad del flujo de agua. Además, el dispositivo puede medir la temperatura, inclinación y dirección gracias a sus sensores integrados. Los datos recopilados se transmiten a través de interfaces RS-422 o RS-232 para su análisis.

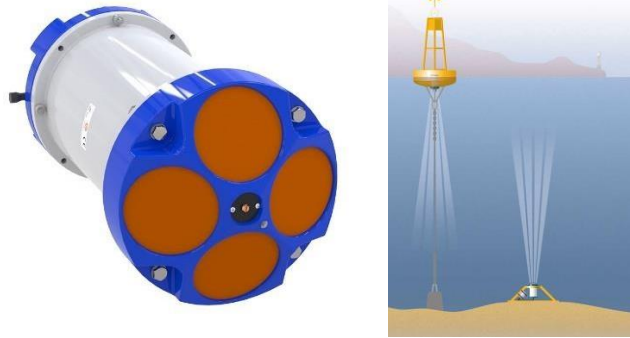


Figura 52 “Dispositivo utilizado en la campaña de medidas”

#### 4.2.5.2. Tratamiento de los datos de flujo.

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.

El aparato registra las siguientes magnitudes:

- Eas (mm/s): Velocidad de la corriente hacia el este en mm/s.
- Nor (mm/s): Velocidad de la corriente hacia el norte en mm/s.
- Ver (mm/s): Velocidad de la corriente vertical en mm/s.
- Mag (mm/s): Velocidad media de la corriente en mm/s.
- Dir (deg): Dirección media de la corriente en grados.
- Dep (m): Profundidad en metros.

El primer paso a realizar será la limpieza de los datos, debido a que hay medidas de velocidad que el dispositivo está tomando fuera del agua. Para solucionar esto, teniendo en cuenta la altura máxima de marea para el periodo de medida que es de 10.759 metros, descartaremos todas las medidas que estén por encima de esa altura. La última medida que usaremos será la que se sitúa a 10.55 metros del fondo, han quedado medidas a 20 profundidades distintas.

Por otro lado, la marea hace que el dato de profundidad varíe con el tiempo dejando datos de las 20 profundidades que han quedado fuera del agua, teniendo en cuenta esto, se tomarán como medidas nulas aquellas cuyos valores instantáneos de altura de marea sean menores que su profundidad de medida. En la *figura 37* se aprecia como para los datos de medida que se encuentran por encima de la altura de marea en el instante de la toma del dato, el valor de velocidad es cero.

Date/hour	Dep	Eas	Eas	Eas	Eas	Eas	Eas	Eas	Eas	Eas	Eas
	m	mm/s	mm/s	mm/s	mm/s	mm/s	mm/s	mm/s	mm/s	mm/s	mm/s
		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
		6,05	6,55	7,05	7,55	8,05	8,55	9,05	9,55	10,05	10,55
27/02/2024 10:47	6,684	88	87	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 53 “Ejemplo del resultado después de la limpieza de datos”

#### 4.2.5.3. Análisis de datos de flujo.

Después de limpiar los datos, empezamos por ver a que profundidades la corriente es mayor, ya que esto será un factor determinante a la hora de elegir a que profundidad se instalará la turbina. Las mayores velocidades se dan a 6 metros del fondo, pero a esta profundidad la turbina quedaría demasiado cerca de la superficie en las bajamareas de mayor coeficiente, la altura mínima de marea registrada es de 6.6 metros.

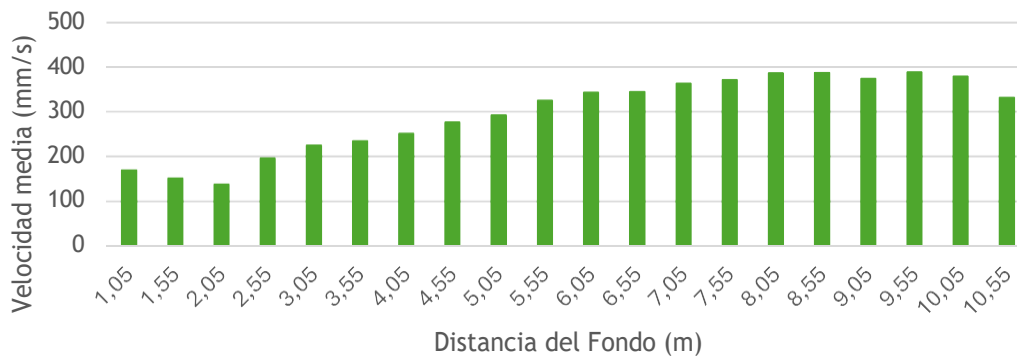


Figura 54 “Velocidad media a las distintas profundidades”

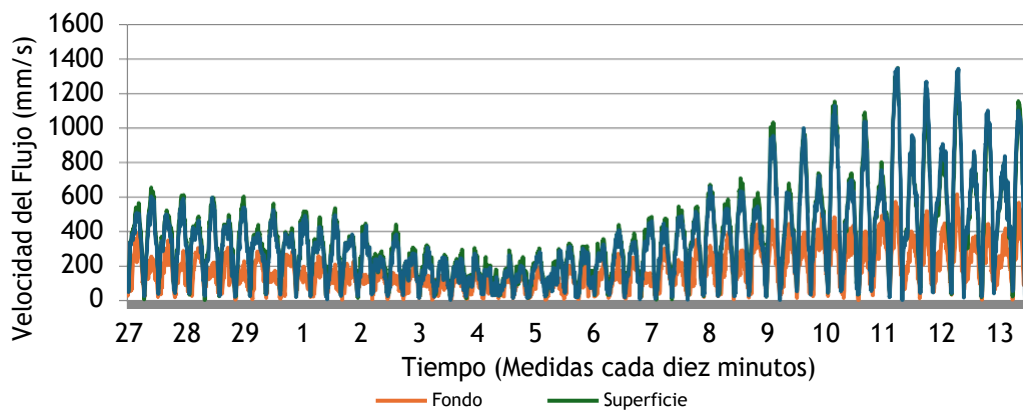


Figura 55 “Comparación de las velocidades instantáneas a distintas profundidades”

Como era de esperar los mayores datos de velocidad del flujo se dan para los valores mayores de coeficiente de marea o de mayor diferencia de altura de marea, para ilustrar este comportamiento se realizó una media de la velocidad de todas las profundidades para cada tiempo, después se calculó la velocidad media de cada día mediante la agrupación por días de los valores medios de velocidad calculados previamente y haciendo la media de cada día para poder comparar con el coeficiente de marea diario.

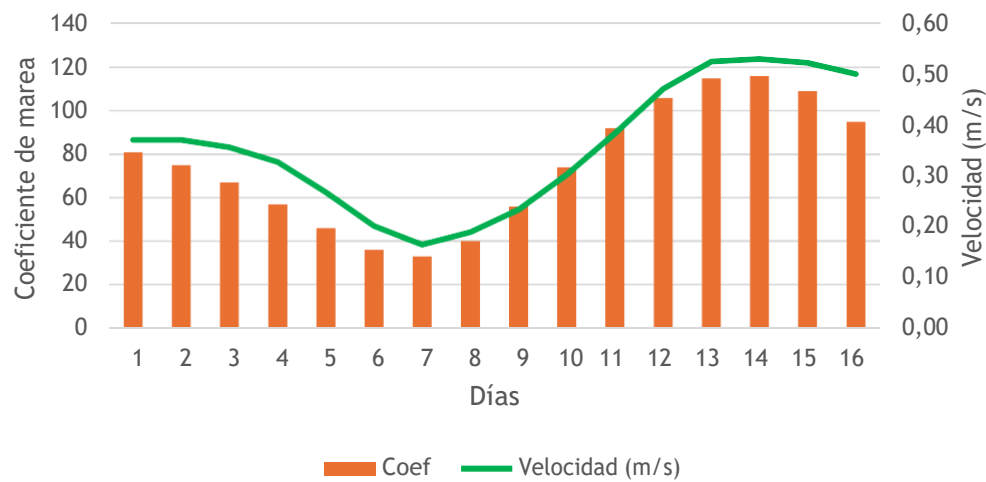


Figura 56 “Correlación de las velocidades y los coeficientes de marea”

Algo a tener en cuenta, es que las velocidades de flujo son siempre mucho mayores para periodos de mareas vaciantes que para los de llenante, esto se ve reflejado en la figura 57 donde se representan la altura de marea y la velocidad respecto al tiempo total de medida, se aprecia como los valores de velocidad media son mucho más altos para los regímenes de vaciantes.

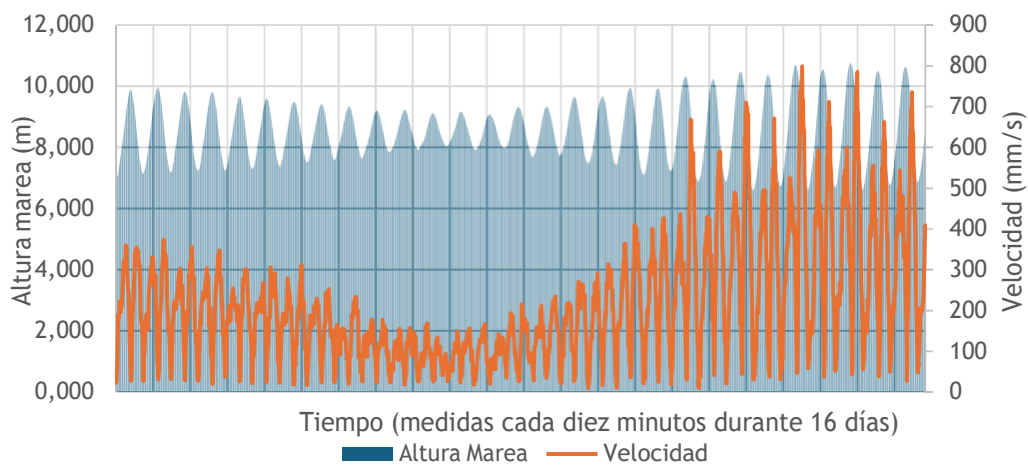


Figura 57 “Gráfica de velocidades medias y altura de marea”

Otra magnitud de la que se tienen medidas es la dirección de la corriente, esta viene dada por el módulo de la velocidad y un ángulo. Procesando los datos de ángulo y restándoles 270 grados debido a la orientación en la que se encontraba el dispositivo de medidas, podemos representar mediante diagramas fasoriales las direcciones de la corriente a distintas profundidades y determinar cuáles son los flujos menos dispersos que son los de mayor calidad.

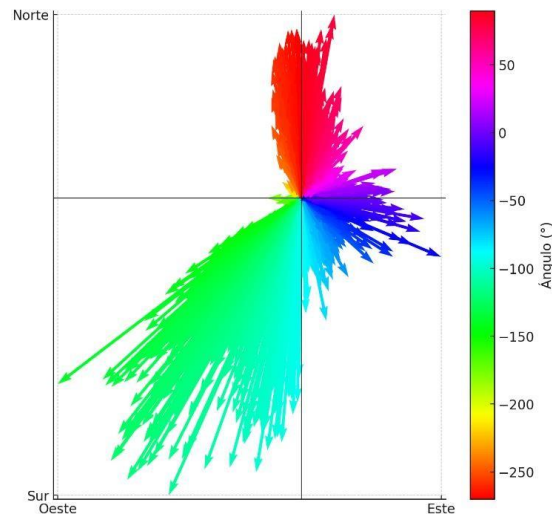


Figura 58 “Dirección de la corriente a 2,55 metros del fondo”

También se tienen datos de las velocidades verticales, estas se han de tener en cuenta a la hora de la determinación de la profundidad a la que se instalará la turbina, ya que si por ejemplo se instalara en una zona muy cercana al fondo donde tenemos unos valores altos de corrientes verticales, habría mucho levantamiento de sedimentos del fondo que podrían afectar a la turbina.

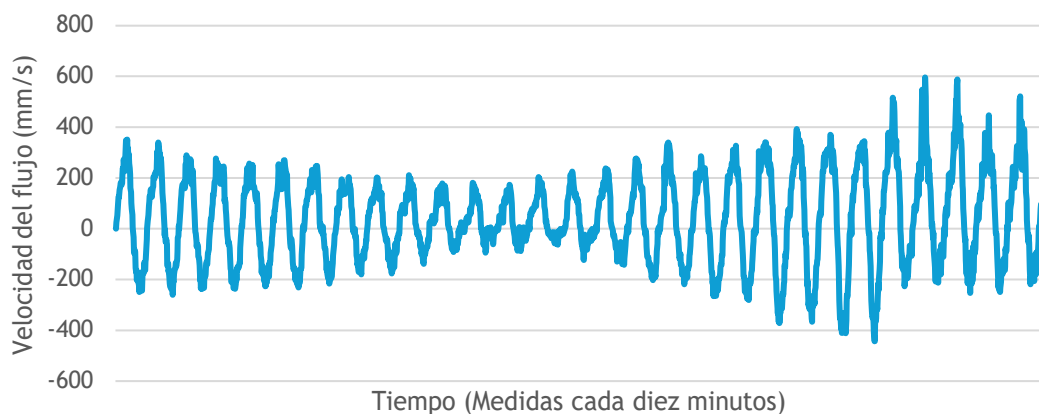


Figura 59 “Velocidades verticales a 2,55 metros del fondo”

También se han representados los valores de módulo de velocidad a distintas profundidades.

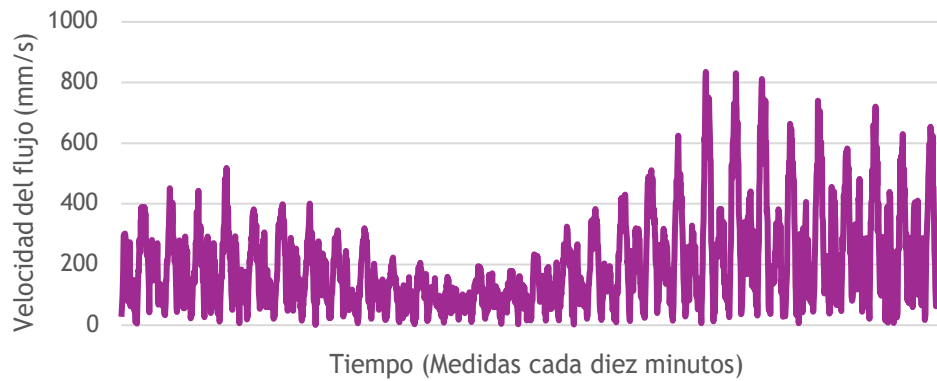


Figura 60 “Módulo de la velocidad a 2,55 metros del fondo”

#### 4.2.6. Energía obtenida.

Para obtener la energía generada por la turbina, primero será necesario calcular la potencia instantánea que esta generaría para nuestras velocidades de flujo.

$$E = \sum_{t=1}^{t=n} P(t) \quad (7)$$

Para calcular las potencias el procedimiento que se ha seguido es sencillo:

1. A partir de la *tabla 10* se tiene la curva característica de la turbina.
2. Se tienen los valores de velocidad a 12 profundidades distintas desde 1.05 metros del fondo hasta 6.55 metros del fondo con intervalos de 0.5 metros.
3. Interpolando estos datos de velocidades con los de la *tabla 10* de la columna de potencias teóricas se obtienen datos de potencia instantánea para las distintas profundidades.

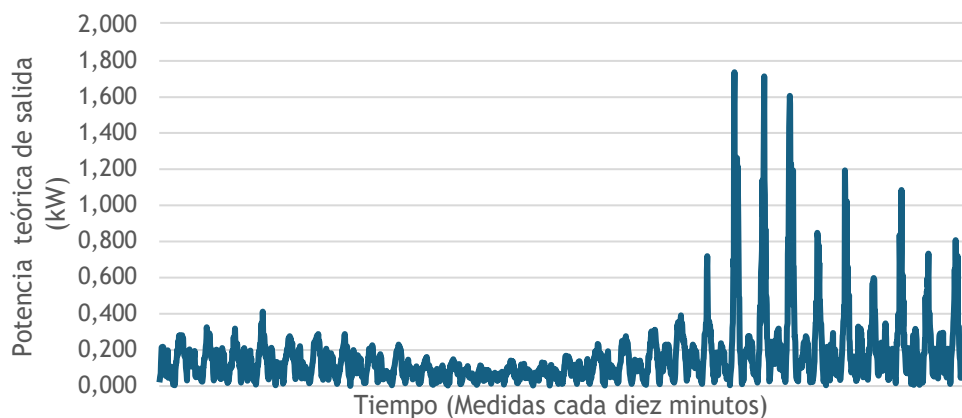


Figura 61 “Potencia instantánea teórica de salida a 2,55 metros del fondo”

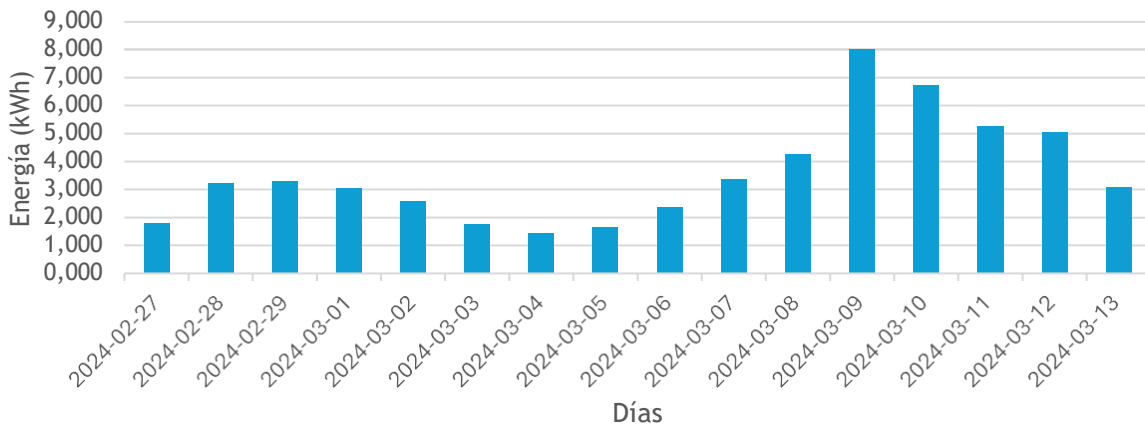


Figura 62 “Energía obtenida por días a 2,55 m del fondo”

#### 4.2.7. Selección de la posición ideal de la turbina.

Atendiendo a los criterios mostrados en los apartados anteriores, como la velocidad y dirección del flujo, sus corrientes verticales y la energía obtenida diaria, se seleccionará la profundidad ideal para la instalación del dispositivo.

### 5. CUERPO DEL TRABAJO (RESULTADOS).

Los resultados de este estudio tomarán en consideración los datos que se han obtenido a doce profundidades distintas, desde 1.05 metros del fondo hasta 6.55 metros del fondo con 0.5 metros de intervalo.

Es cierto que se tienen medidas hasta 10.55 metros del fondo, pero estas medidas carecen de sentido, ya que si las incluyéramos estaríamos incluyendo zonas que cuando la marea baja, quedan expuestas al aire. Esto ya se tuvo en consideración en el apartado de metodología donde se realizó la limpieza de datos.

Es por ello por lo que en este apartado de resultados se realizará un análisis de las siguientes variables las cuales se ven influidas por la profundidad:

1. Velocidad de flujo.
2. Dirección del flujo.
3. Potencias.
4. Energía.
5. Corrientes verticales.

Por último, se concluirá con un apartado en el que se seleccione una posible profundidad de instalación en función de los parámetros que anteriormente se han analizado.

## 5.1. Velocidades.

### 5.1.1. Velocidades de flujo en altas profundidades.

Las velocidades a estas profundidades son de muy bajo valor, la máxima  $617 \text{ mm/s}$  a la altura de 1.05 metros del fondo, después se aprecia una disminución en los valores de velocidad para las dos siguientes profundidades.

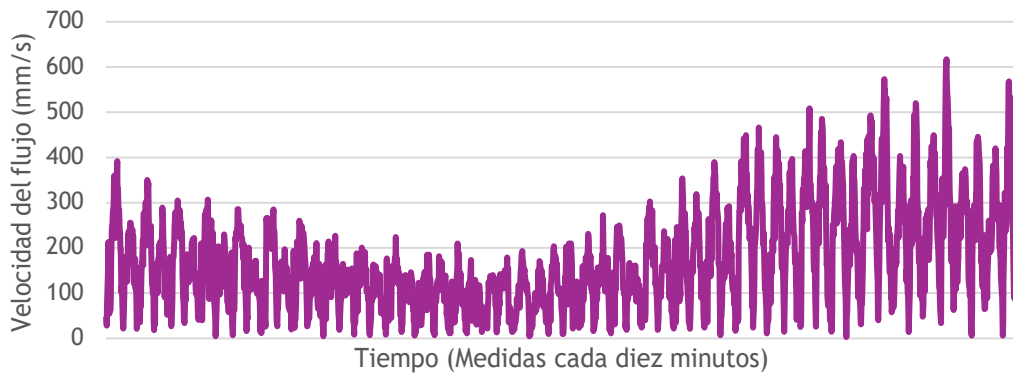


Figura 63 “Velocidades a 1,05 metros del fondo”

Cuando la profundidad disminuye a 1.55 metros del fondo la velocidad en su máximo se ve reducida en  $100 \text{ mm/s}$ , aunque para el resto de los valores se sigue manteniendo el mismo rango constante en el tiempo, como se aprecia en la figura 64 para los primeros valores de tiempo los máximos relativos se mantienen cercanos a  $400 \text{ mm/s}$ .

Después a 2.05 metros del fondo se aprecia que los valores para los primeros intervalos de tiempo sí que disminuyen, no alcanzando los  $400 \text{ mm/s}$ .

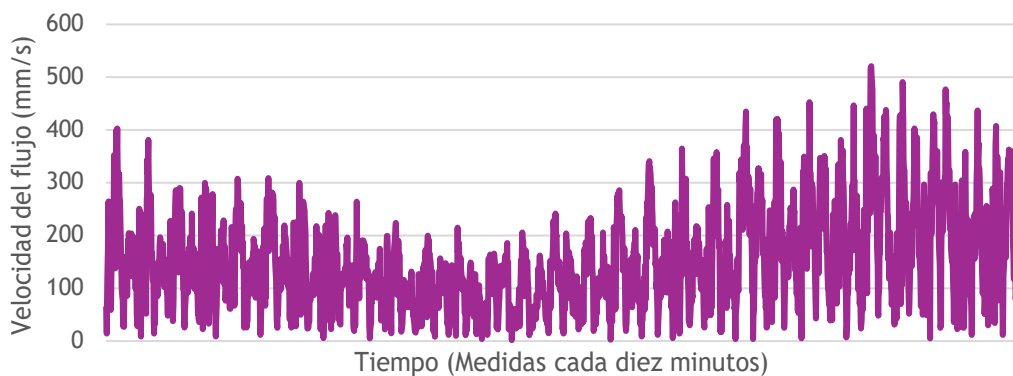


Figura 64 “Velocidades a 1,55 metros del fondo”

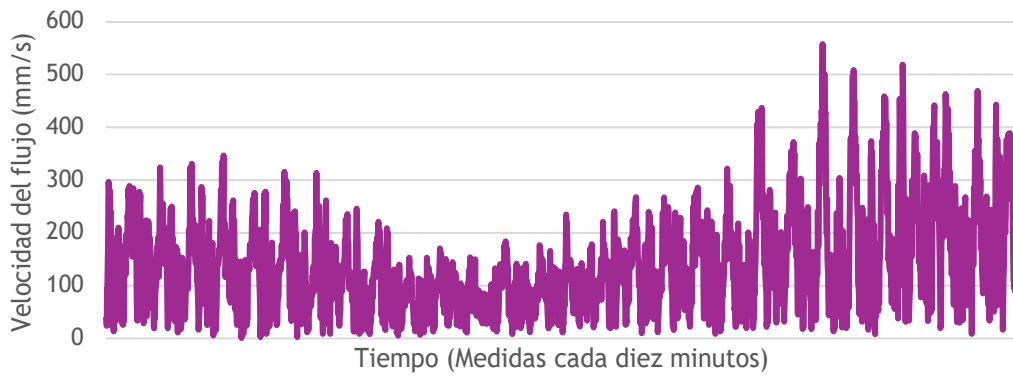


Figura 65 “Velocidades a 2,05 metros del fondo”

Las velocidades a estas profundidades son de muy bajo valor, la máxima  $617 \text{ mm/s}$  a la altura de 1.05 metros del fondo, después se aprecia una disminución en los valores de velocidad para las dos siguientes profundidades.

#### 5.1.2. Velocidades a profundidades medias (2,55m-5,05m).

A partir de los 2.05 metros las velocidades en términos generales comienzan a elevarse, de forma más precipitada al principio sobrepasando los máximos a  $800 \text{ mm/s}$  en la figura 65 y después a  $1000 \text{ mm/s}$  en la figura 66. Después los valores se mantienen en el mismo rango, pero con una leve tendencia alcista.

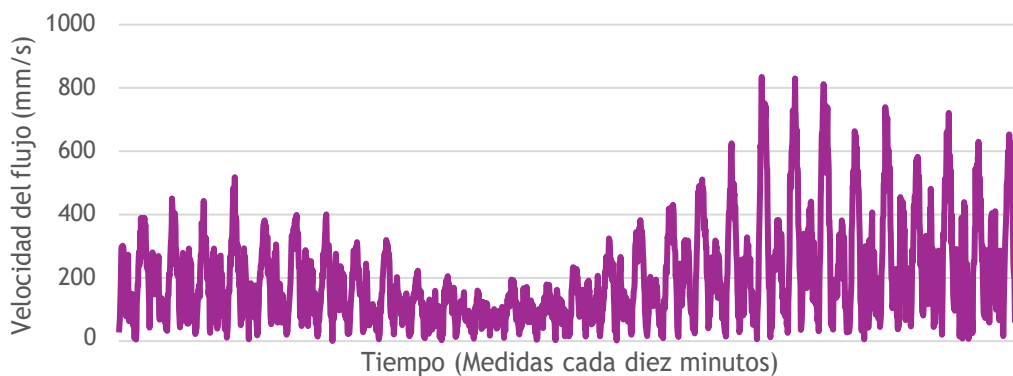


Figura 66 “Velocidades a 2,55 metros del fondo”

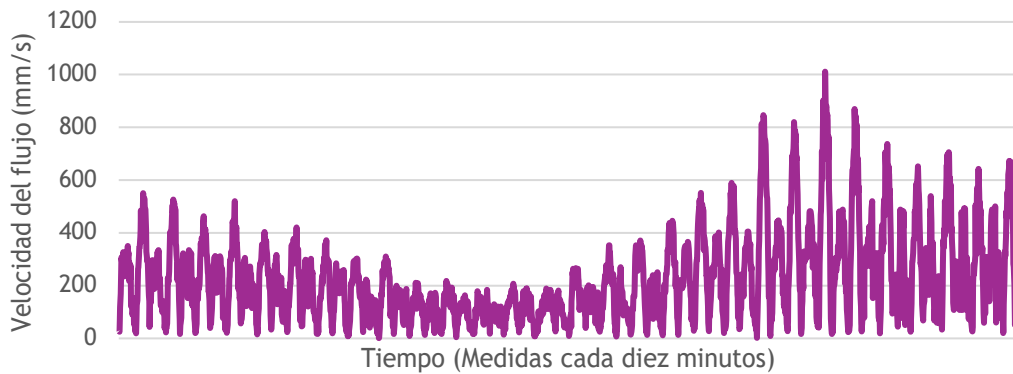


Figura 67 “Velocidades a 3,05 metros del fondo”

### 5.1.3. Velocidades en capas cercanas a la superficie.

A estas profundidades se dan las mejores velocidades de flujo, en las siguientes figuras se muestran las profundidades a las que se dan las mayores velocidades de flujo, y por lo tanto las que más benefician el rendimiento de la turbina.

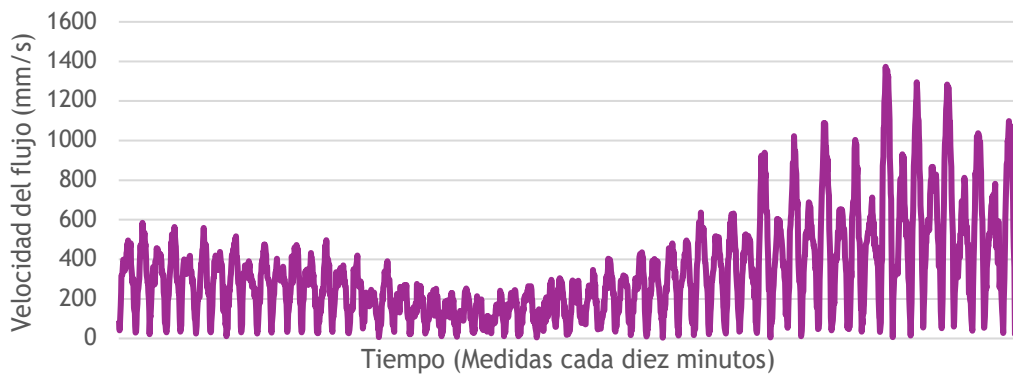


Figura 68 “Velocidades a 5,55 metros del fondo”

Cabe destacar como para estos valores de profundidad la diferencia con las corrientes que se encuentran en el fondo es de en torno a  $800-700\text{ mm/s}$  para las mareas de mayor coeficiente y de tan solo  $200\text{ mm/s}$  para las mareas de menores coeficientes medios, mientras que para las mareas de coeficientes muy bajos no existe apenas diferencia.

Esto nos lleva a la conclusión de que para la mayoría del tiempo la velocidad en toda la capa de agua no varía mucho, pero cuando ocurren las mareas de coeficientes altos del mes la velocidad aumenta mucho en las capas superficiales.

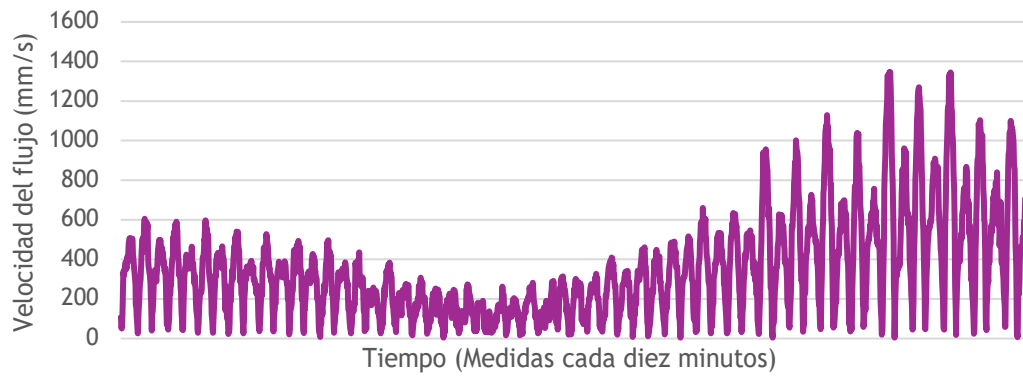


Figura 69 “Velocidades a 6,05 metros del fondo”

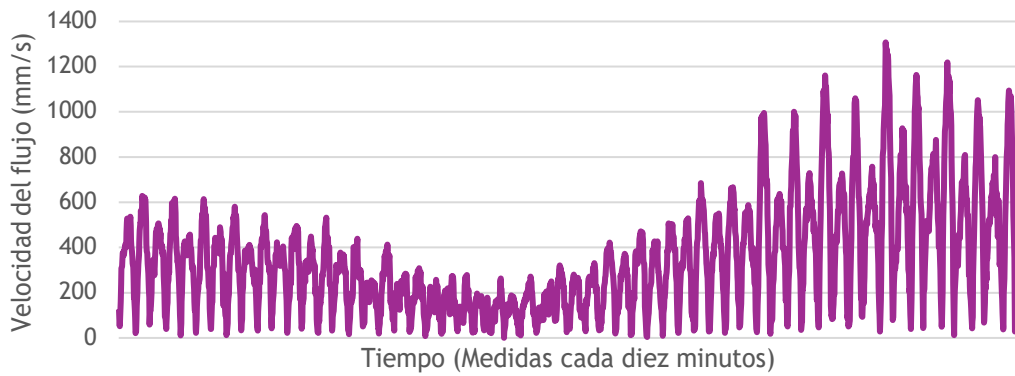


Figura 70 “Velocidades a 6,55 metros del fondo”

## 5.2. Direcciones.

### 5.2.1. Dirección del flujo en altas profundidades.

A estas profundidades se observa un fenómeno peculiar y es que las mayores velocidades de flujo se dan para la dirección sureste (tonos azules), la cual es una dirección que es totalmente perpendicular a la dirección de marea (tonos verdosos para mareas vaciantes y tonos rojizos para las llenantes). Este fenómeno denota una clara independencia de la dirección de velocidad de flujo a estas profundidades, a medida que la profundidad disminuye se puede observar que este fenómeno se ve debilitado y ganan influencia las direcciones de marea, a 2.55 metros del fondo el fenómeno habrá perdido casi toda su influencia.

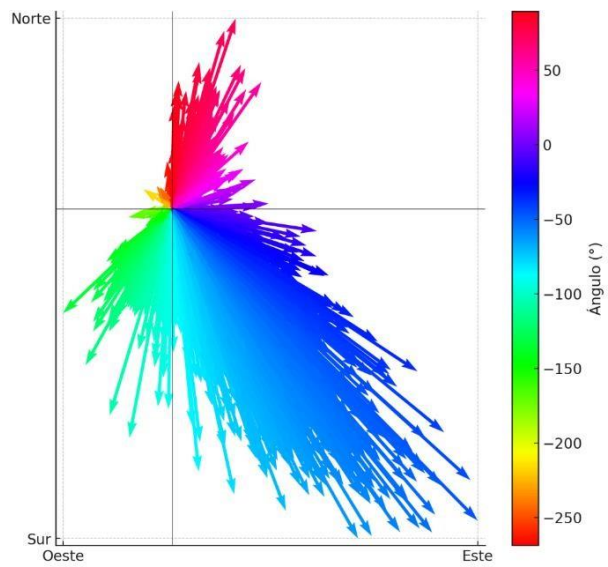


Figura 71 “Dirección de flujo a 1,05 metros del fondo”

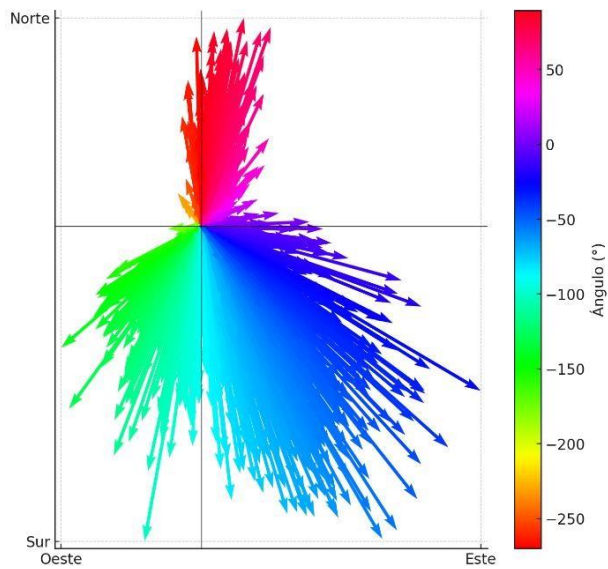


Figura 72 “Dirección de flujo a 1,55 metros del fondo”

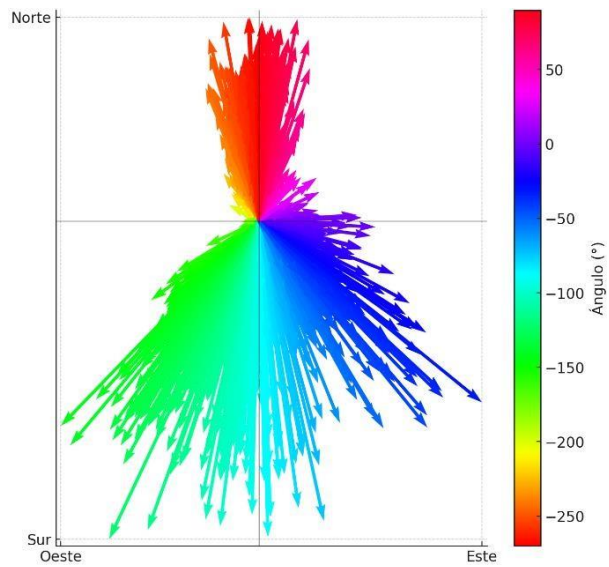


Figura 73 “Dirección de flujo a 2,05 metros del fondo”

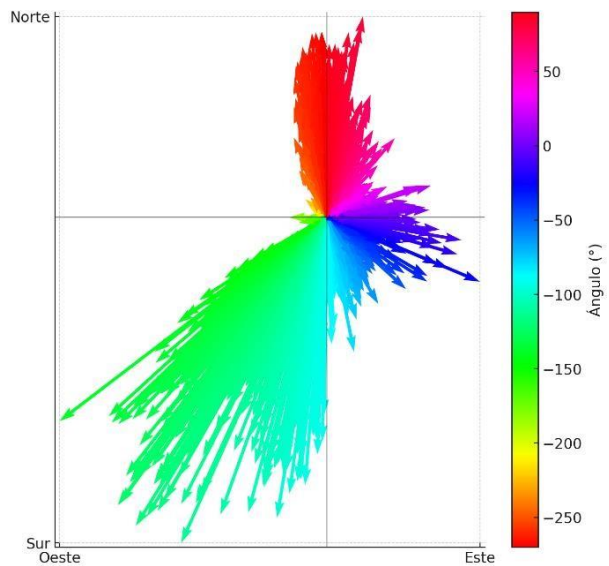


Figura 74 “Dirección de flujo a 2,55 metros del fondo”

### 5.2.2. Dirección del flujo a profundidades medias(2,55m-5,05m).

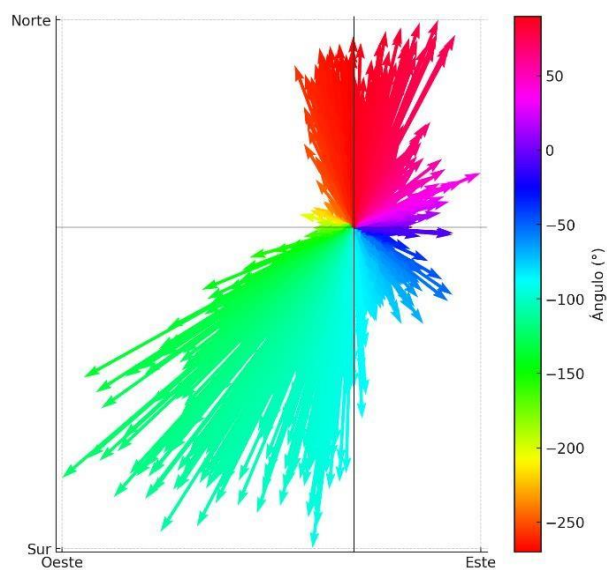


Figura 75 “Dirección de flujo a 3,55 metros del fondo”

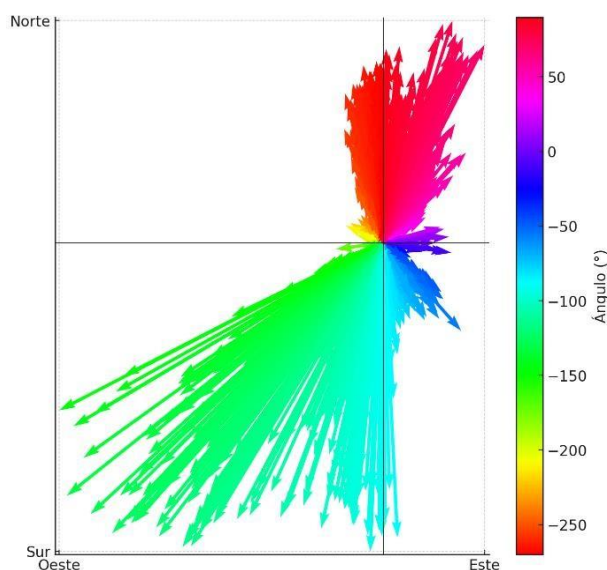


Figura 76 “Dirección de flujo a 4,55 metros del fondo”

### 5.2.3. Dirección de flujo a profundidades cercanas a la superficie.

A estas profundidades se producen los flujos menos dispersos, los cuales coinciden con los mayores valores de velocidades de flujos. A estas profundidades la influencia de las mareas es máxima por lo que se puede apreciar perfectamente como los regímenes de mareas vaciantes ocasionan las mayores velocidades de flujo.

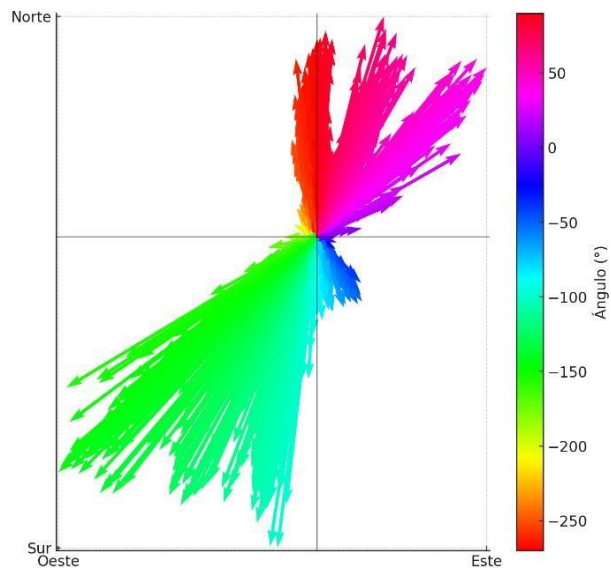


Figura 77 “Dirección de flujo a 5,55 metros del fondo”

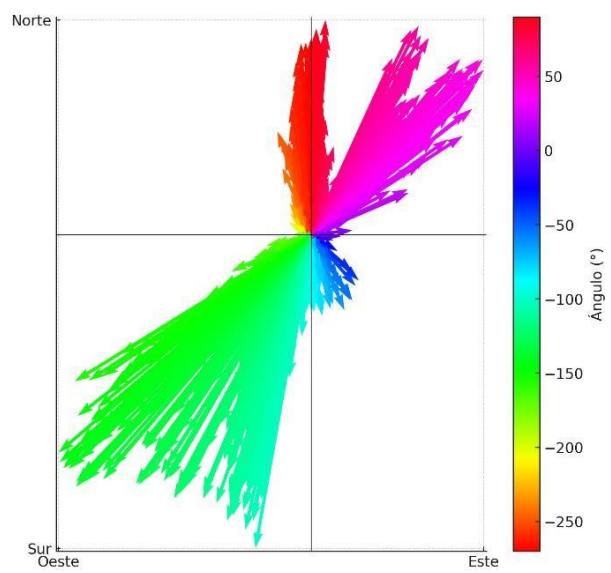


Figura 78 “Dirección de flujo a 6,05 metros del fondo”

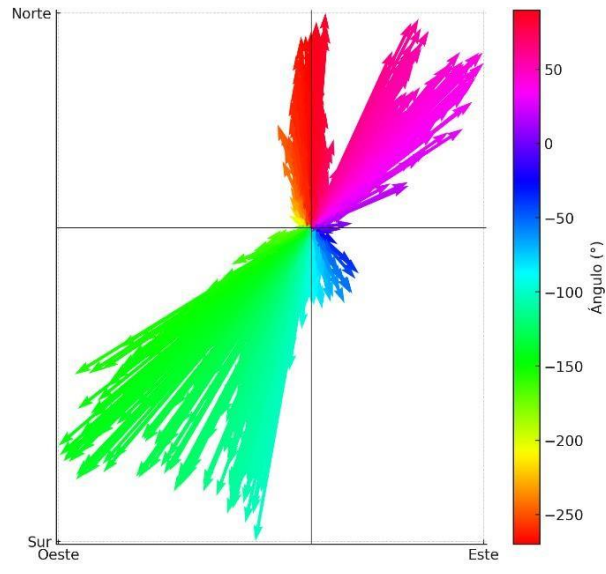


Figura 79 "Dirección de flujo a 6,55 metros del fondo"

### 5.3. Potencias.

Las potencias son completamente proporcionales a las velocidades por lo que los resultados de potencia son prácticamente iguales a los de velocidad en tendencia.

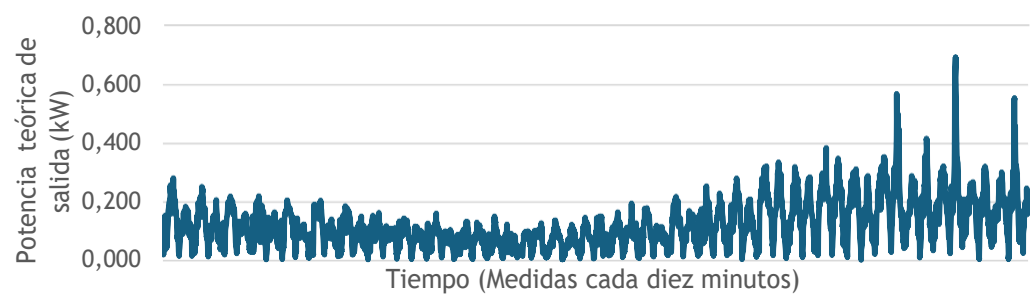


Figura 80 "Potencia desarrollada por la turbina a 1,05 metros del fondo"

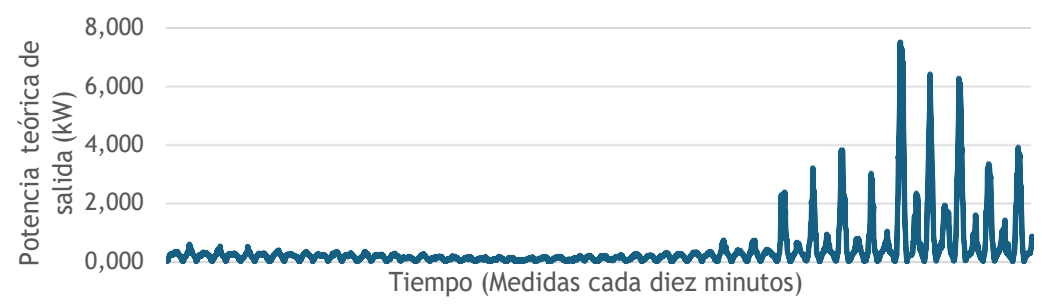


Figura 81 "Potencia desarrollada por la turbina a 5,55 metros del fondo"

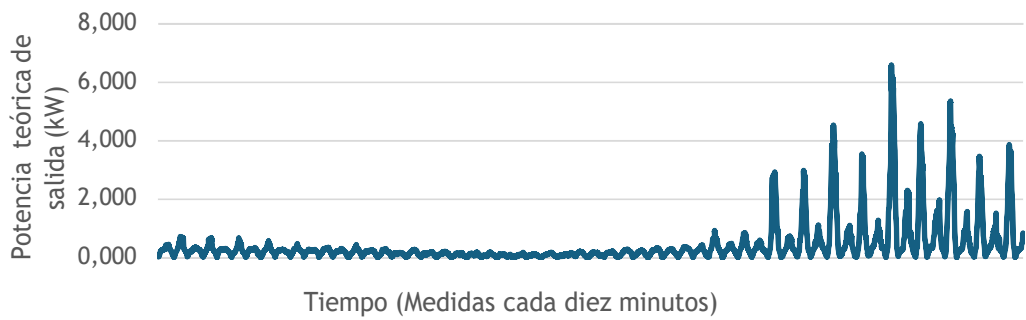


Figura 82 “Potencia desarrollada por la turbina a 6,55 metros del fondo”

### 5.4. Energía.

La energía obtenida a las distintas profundidades será la sumatoria de las potencias en un intervalo de tiempo determinado tal y como se describió en el apartado de metodología, en este caso será de 24 horas, por lo que veremos la energía diaria producida a cada profundidad.

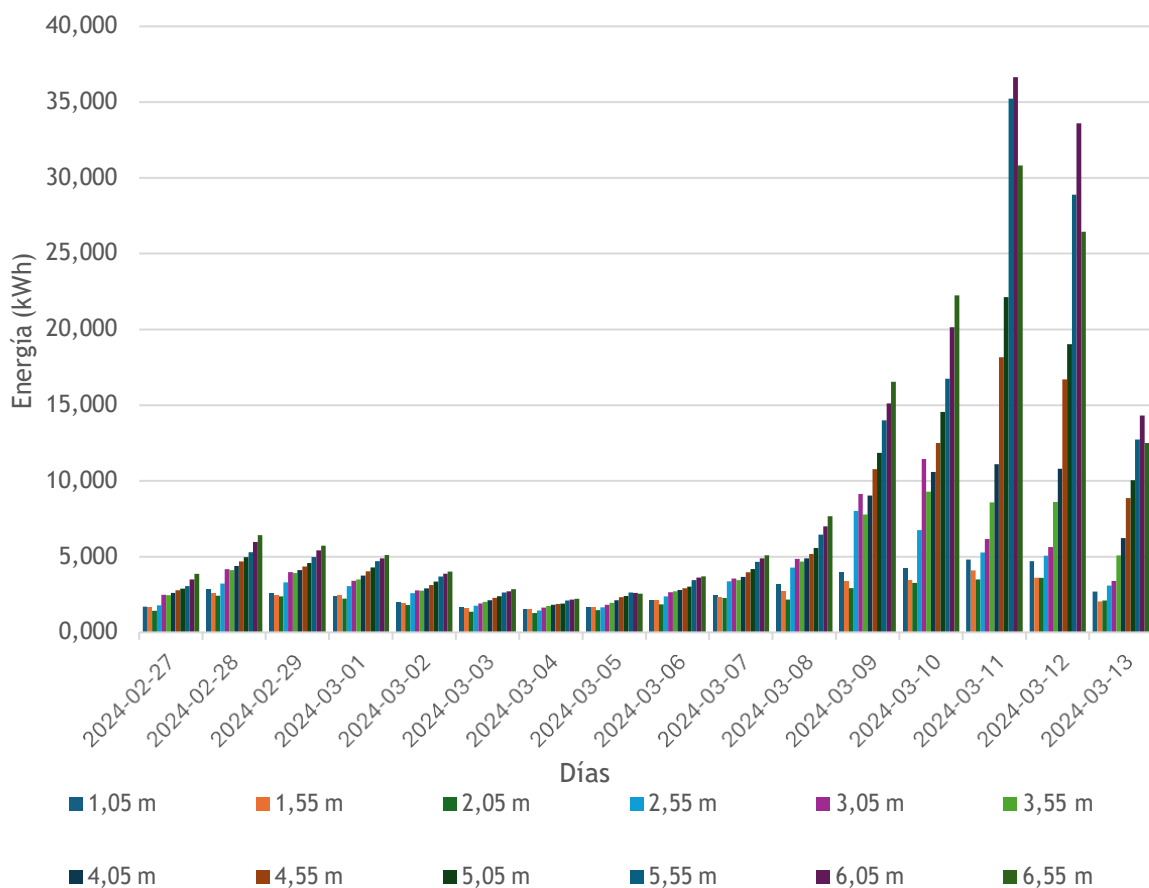


Figura 83 “Energía diaria producida en las distintas profundidades”

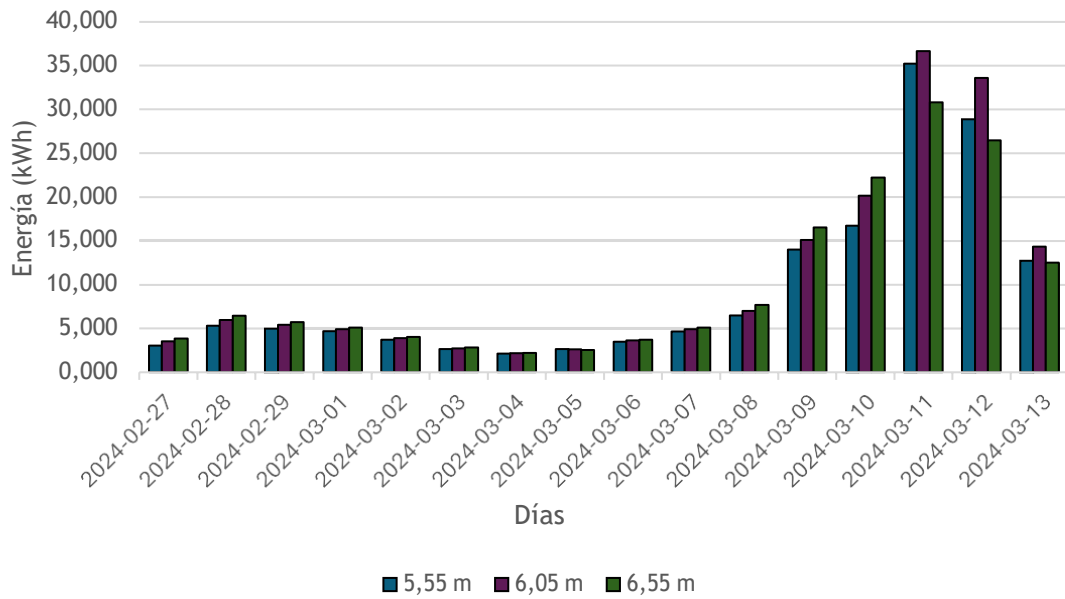


Figura 84 “Energía diaria producida en las profundidades más cercanas a la superficie”

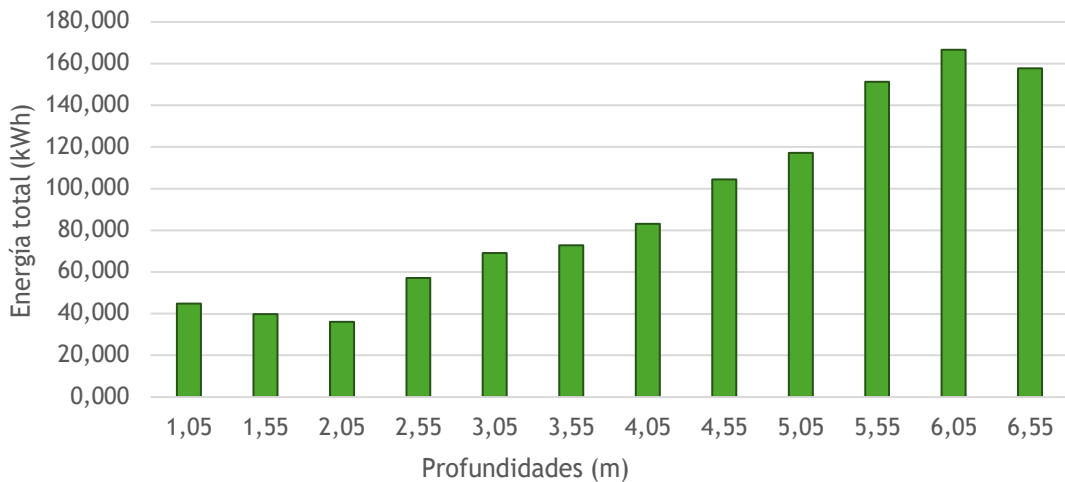


Figura 85 “Energía total obtenida en las distintas profundidades”

Como era de esperar debido a las velocidades de flujo más altas que se producen cercanas a la superficie los mayores valores de energía se dan para estas profundidades siendo estos en valores totales, 151.3, 166.5 y 157.7 kWh para las profundidades 5.55, 6.05 y 6.55 m respectivamente.

### 5.5. Corrientes verticales.

Las corrientes verticales, siguen claramente una tendencia correlacionada con el coeficiente de marea, para las mareas de mayor coeficiente también se dan los mayores valores de corrientes verticales.

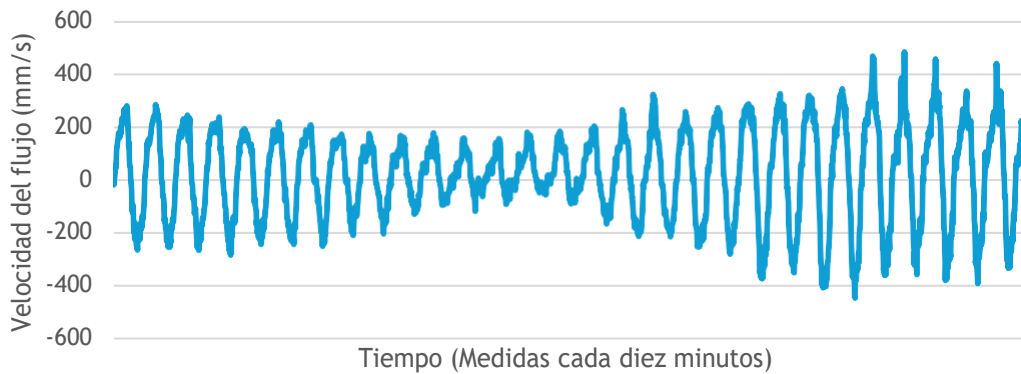


Figura 86 “Corrientes verticales a 3,55 metros del fondo”

Estas velocidades siguen una tendencia muy parecida a la de altura de marea y las velocidades verticales positivas, es decir, las que vienen del fondo siempre tienen mayores magnitudes que las que tienen la dirección contraria.

Parece que las mayores velocidades verticales se dan a 2.05 metros del fondo, ocurriendo las de mayor magnitud ahora para las mareas llenantes, a diferencia de para las velocidades horizontales donde las mayores se dan para las mareas vaciantes, esto puede influir en porque durante las llenantes las corrientes son mucho más débiles que en las vaciantes.

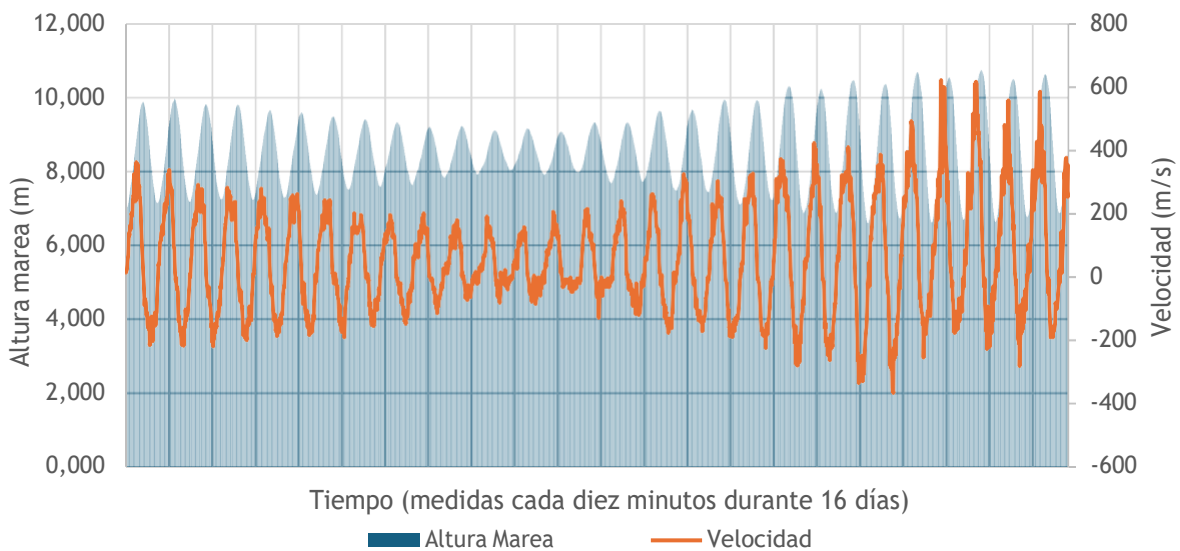


Figura 87 “Velocidades de corrientes verticales a 2.05 metros comparadas con la altura de marea”

Las velocidades verticales más bajas se dan para el caso más cercano al fondo, para el resto de las profundidades las velocidades verticales se mantienen en los mismos valores sin apenas diferencias notables.

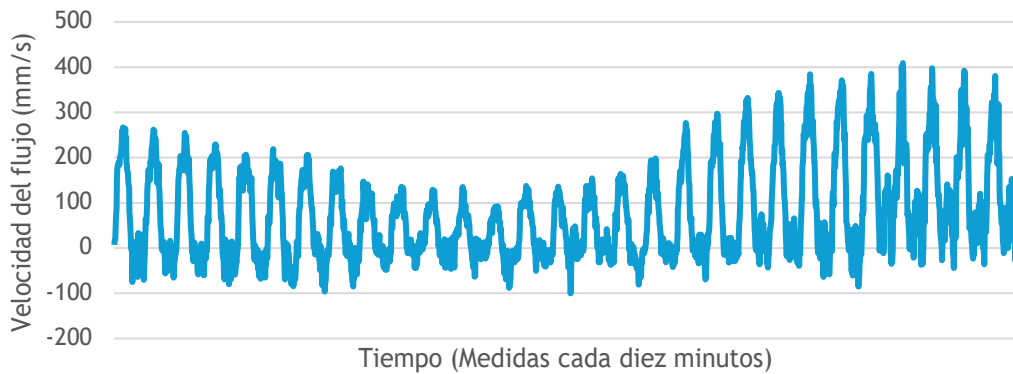


Figura 88 “Corrientes verticales a 1,05 metros del fondo”

## 5.6. Profundidad idónea de instalación.

Para la selección de una profundidad idónea de instalación se han tenido en cuenta todos los parámetros vistos anteriormente.

### 5.6.1. Velocidad, dirección, potencia y energía.

A la hora de ver la profundidad idónea es lógico pensar que la profundidad con mayores velocidades será la correcta ya que a su vez esta tendrá los valores más altos de velocidades de flujo, no obstante, es necesario tener en consideración un factor tan importante como es la dirección ya que un flujo directo en la turbina ayudará a una mejor respuesta de esta.

Debido a sus bajas velocidades de flujo y su dispersión en dirección las profundidades más cercanas al fondo quedan descartadas. A medida que se sube en la capa de agua las velocidades de flujo se hacen más considerables y sus flujos menos dispersos, por lo que instalar la turbina a media agua podría ser una opción.

Casualmente para este estudio las mayores velocidades y por lo tanto las mayores potencias y energías se dan para las tres capas de agua más cercanas a la superficie, las cuales coinciden con los tres flujos menos dispersos.

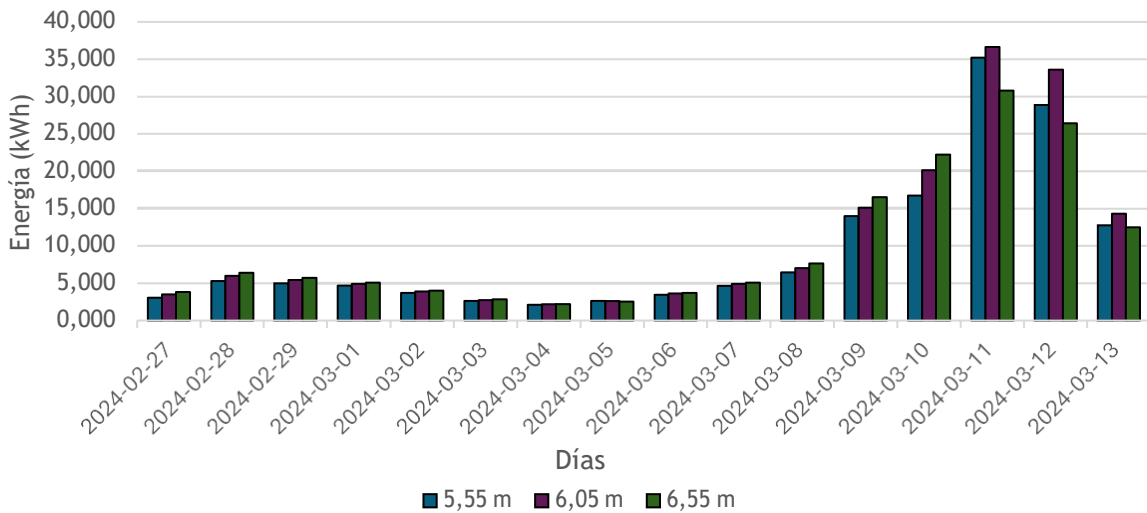


Figura 89 “Mejores resultados de energía obtenida”

Las energías totales en el tiempo de la campaña de medida en estas profundidades son de 151.3, 166.5 y 157.7 kWh respectivamente.

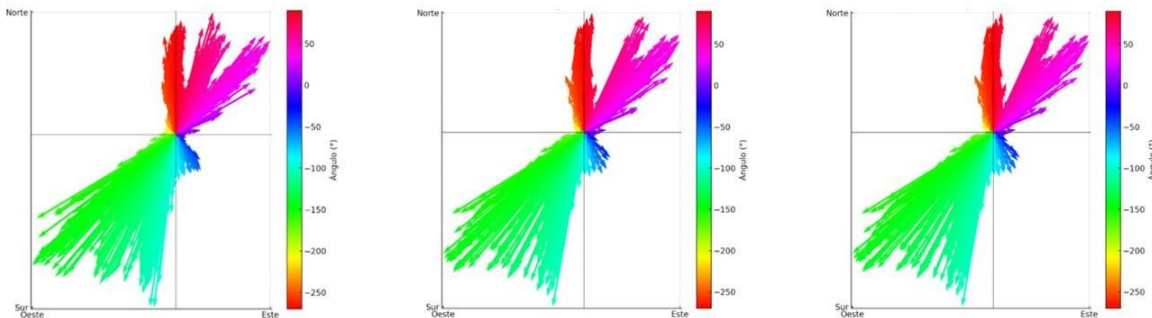


Figura 90 “Direcciones de flujo a 5,55, 6,05 y 6,55 metros del fondo”

### 5.6.2. Influencia de las corrientes verticales.

Las corrientes verticales se han de tener en cuenta ya que hacen que tengamos un flujo muy turbulento que hace que la eficiencia de la turbina sea mucho menor. Además, las corrientes verticales que vienen desde el fondo aportan sedimentos al flujo que pueden afectar al funcionamiento de la turbina.

Como se ha concluido en el apartado anterior las velocidades verticales en el fondo son las menores, pero sin embargo al estar cerca del fondo el aporte de sedimentos en suspensión es más probable, por lo que de nuevo poner la turbina en el fondo sigue sin ser una solución.

Las corrientes verticales de mayor magnitud se encuentran a 2.05 metros del fondo, por lo que esta zona está descartada también. Para el resto de las profundidades como ya se concluyó antes las velocidades verticales no varían mucho en sus rangos de valores por lo que los tres candidatos del apartado anterior siguen siendo las principales opciones.

### *5.6.3. Elección final.*

Atendiendo a los criterios anteriores se concluye que la mejor opción es instalarla a 5.55 metros del fondo, aunque haya *15 kWh* de diferencia con el caso de mayor energía, pero a cambio tenemos un flujo mucho menos disperso en dirección y con una distribución más uniforme del flujo para las mareas llenantes.

Por otro lado, se gana en márgenes de seguridad ya que dejamos un metro de columna de agua por encima de la turbina salvaguardando así las mareas de mayor diferencia de altura que ocurren en los equinoccios y solsticios.

## 6. CONCLUSIONES.

Para concluir con este trabajo se han llegado a ciertos resultados que servirán de ayuda para el proyecto en el que se centra este TFG.

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 río 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:

- Las mayores velocidades de flujo y por lo tanto las mayores potencias se dan a profundidades menores, es decir en las capas de agua más cercanas a la superficie, lo que proporciona información de donde se encuentran los flujos con más potencial energético. También se ha llegado a la conclusión que las corrientes más fuertes se dan para las mareas vaciantes.
- Las principales direcciones de flujo en las distintas capas de la columna de agua se ven principalmente influenciadas por la marea, salvo a profundidades de entre 1.05 y 2.55 metros, donde aparecen componentes de corriente que son perpendiculares al transcurso natural del río. Para las profundidades más bajas se destaca que se han obtenido los flujos menos dispersos y por lo tanto los más eficientes a la hora de colocar la turbina.
- Como era de esperar los mayores flujos dan las mayores energías y por lo tanto la energía obtenida por las corrientes que ocurren más cercanas a la superficie son los mayores, habiéndose obtenido las siguientes cantidades de energía durante todo el periodo de medidas, *151.3*, *166.5* y *157.7 kWh* a las profundidades de *5.55*, *6.05* y *6.55* metros del fondo respectivamente.
- En cuanto a las corrientes verticales se ha concluido que son un factor a tener en cuenta si se quiere instalar la turbina cerca del lecho marino, ya que grandes corrientes verticales traen consigo sedimento que arrastran del fondo. En el caso de los datos de este proyecto, las corrientes verticales son más bajas en el fondo, y para el resto de las profundidades se mantienen constantes entre los *500* y los *-500 mm/s*, por lo que no son relevantes si se quiere instalar la turbina en capas superiores.
- Con todos los factores puestos en consideración se ha llegado que la mejor profundidad 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 de tener 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, además de estar protegida de los sedimentos del fondo.

Este Trabajo Fin de Grado ha supuesto además de un apoyo en las tareas de investigación del proyecto, un refuerzo personal e intelectual que considero muy relevante, ya que he podido adquirir conocimientos técnicos que desconocía sobre el medio marino y sobre cómo se puede aprovechar este para obtener un recurso tan transcendental como es la energía eléctrica en el mundo actual.

Además, he podido profundizar en el uso de herramientas como Arcgis, la cual es muy útil para la implementación de sistemas cartográficos y creación de modelos geométricos del terreno.

Este trabajo me ha permitido trabajar y reforzar aún más mis conocimientos sobre el medio en el que muchos onubenses nos hemos criado y amamos, por lo que espero que este proyecto sirva como referencia para futuras instalaciones del mismo tipo, y que estas aprovechen este preciado recurso del que disponemos en nuestras costas, y como ya mencioné en la introducción hemos utilizado de hace ya más de 200 años.

## 7. BIBLIOGRAFÍA.

- [1] A. Wahyudie, M. A. Jama, T. B. Susilo, O. Saeed, C. S. A. Nandar, y K. Harib, «Simple bottom-up hierarchical control strategy for heaving wave energy converters», *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 87, pp. 211-221, may 2017, doi: 10.1016/j.ijepes.2016.10.010.
- [2] A. De Andres, A. MacGillivray, O. Roberts, R. Guanche, y H. Jeffrey, «Beyond LCOE: A study of ocean energy technology development and deployment attractiveness», *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 19, pp. 1-16, feb. 2017, doi: 10.1016/j.seta.2016.11.001.
- [3] «Data». Accedido: 23 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/Data>
- [4] N. Khan, A. Kalair, N. Abas, y A. Haider, «Review of ocean tidal, wave and thermal energy technologies», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, pp. 590-604, may 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.01.079.
- [5] M. Melikoglu, «Current status and future of ocean energy sources: A global review», *Ocean Engineering*, vol. 148, pp. 563-573, ene. 2018, doi: 10.1016/j.oceaneng.2017.11.045.
- [6] A. Hussain, S. M. Arif, y M. Aslam, «Emerging renewable and sustainable energy technologies: State of the art», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 71, pp. 12-28, may 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.12.033.
- [7] A. S. Bahaj, A. F. Molland, J. R. Chaplin, y W. M. J. Batten, «Power and thrust measurements of marine current turbines under various hydrodynamic flow conditions in a cavitation tunnel and a towing tank», *Renewable Energy*, vol. 32, n.º 3, pp. 407-426, mar. 2007, doi: 10.1016/j.renene.2006.01.012.
- [8] E. A. Alvarez, M. Rico-Secades, D. F. Suárez, A. J. Gutiérrez-Trashorras, y J. Fernández-Francos, «Obtaining energy from tidal microturbines: A practical example in the Nalón River», *Applied Energy*, vol. 183, pp. 100-112, dic. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.08.173.
- [9] D. L. F. Gaden y E. L. Bibeau, «A numerical investigation into the effect of diffusers on the performance of hydro kinetic turbines using a validated momentum source turbine model», *Renewable Energy*, vol. 35, n.º 6, pp. 1152-1158, jun. 2010, doi: 10.1016/j.renene.2009.11.023.
- [10] F. W. Lanchester, «A CONTRIBUTION TO THE THEORY OF PROPULSION AND THE SCREW PROPELLER», *Journal of the American Society for Naval Engineers*, vol. 27, n.º 2, pp. 509-510, may 1915, doi: 10.1111/j.1559-3584.1915.tb00408.x.
- [11] B. G. NERMAN, «ACTUATOR-DISC THEORY FOR VERTICAL-AXIS WIND TURBINES».
- [12] R. A. McAdam, G. T. Houlby, M. L. G. Oldfield, y M. D. McCulloch, «Experimental testing of the transverse horizontal axis water turbine», *IET Renew. Power Gener.*, vol. 4, n.º 6, p. 510, 2010, doi: 10.1049/iet-rpg.2009.0194.

- [13] C. Garrett y P. Cummins, «The efficiency of a turbine in a tidal channel», *J. Fluid Mech.*, vol. 588, pp. 243-251, oct. 2007, doi: 10.1017/S0022112007007781.
- [14] A. Roberts, B. Thomas, P. Sewell, Z. Khan, S. Balmain, y J. Gillman, «Current tidal power technologies and their suitability for applications in coastal and marine areas», *J. Ocean Eng. Mar. Energy*, vol. 2, n.º 2, pp. 227-245, may 2016, doi: 10.1007/s40722-016-0044-8.
- [15] S. Walker y P. R. Thies, «A review of component and system reliability in tidal turbine deployments», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 151, p. 111495, nov. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111495.
- [16] M. Shiono, K. Suzuki, y S. Kiho, «An experimental study of the characteristics of a Darrieus turbine for tidal power generation», *Elect. Eng. Jpn.*, vol. 132, n.º 3, pp. 38-47, ago. 2000, doi: 10.1002/1520-6416(200008)132:3<38::AID-EEJ6>3.0.CO;2-E.
- [17] D. P. Coiro, A. D. Marco, F. Nicolosi, S. Melone, y F. Montella, «Dynamic Behaviour of the Patented Kobold Tidal Current Turbine: Numerical and Experimental Aspects», *Acta Polytech*, vol. 45, n.º 3, ene. 2005, doi: 10.14311/718.
- [18] B. Yang y X. W. Shu, «Hydrofoil optimization and experimental validation in helical vertical axis turbine for power generation from marine current», *Ocean Engineering*, vol. 42, pp. 35-46, mar. 2012, doi: 10.1016/j.oceaneng.2012.01.004.
- [19] T. Kinsey *et al.*, «Prototype testing of a hydrokinetic turbine based on oscillating hydrofoils», *Renewable Energy*, vol. 36, n.º 6, pp. 1710-1718, jun. 2011, doi: 10.1016/j.renene.2010.11.037.
- [20] M. Maduka y C. W. Li, «Experimental evaluation of power performance and wake characteristics of twin flanged duct turbines in tandem under bi-directional tidal flows», *Renewable Energy*, vol. 199, pp. 1543-1567, nov. 2022, doi: 10.1016/j.renene.2022.09.067.
- [21] M. Moreau, N. Bloch, G. Germain, y G. Maurice, «Experimental study of the upstream bathymetry effects on a ducted twin vertical axis turbine», *Renewable Energy*, vol. 224, p. 120140, abr. 2024, doi: 10.1016/j.renene.2024.120140.
- [22] D. Wang, M. Atlar, y R. Sampson, «An experimental investigation on cavitation, noise, and slipstream characteristics of ocean stream turbines», *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, vol. 221, n.º 2, pp. 219-231, mar. 2007, doi: 10.1243/09576509JPE310.
- [23] R. F. Nicholls-Lee y S. R. Turnock, «Enhancing Performance of a Horizontal Axis Tidal Turbine using Adaptive Blades», en *OCEANS 2007 - Europe*, Aberdeen, UK: IEEE, jun. 2007, pp. 1-6. doi: 10.1109/OCEANSE.2007.4302437.
- [24] R. J. K. Wood, A. S. Bahaj, S. R. Turnock, L. Wang, y M. Evans, «Tribological design constraints of marine renewable energy systems», *Philosophical Transactions: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, vol. 368, n.º 1929, pp. 4807-4827, 2010.

- [25] M. Apolinario y R. Coutinho, «Understanding the biofouling of offshore and deep-sea structures», en *Advances in Marine Antifouling Coatings and Technologies*, Elsevier, 2009, pp. 132-147. doi: 10.1533/9781845696313.1.132.
- [26] M. Nachtane, M. Tarfaoui, I. Goda, y M. Rouway, «A review on the technologies, design considerations and numerical models of tidal current turbines», *Renewable Energy*, vol. 157, pp. 1274-1288, sep. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.04.155.
- [27] L. Chen y W.-H. Lam, «A review of survivability and remedial actions of tidal current turbines», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 43, pp. 891-900, mar. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.11.071.
- [28] L. Myers, B. Bahaj, G. Germain, y J. Giles, «Flow boundary interaction effects for marine current energy conversion devices».
- [29] F. Rubino, A. Nisticò, F. Tucci, y P. Carlone, «Marine Application of Fiber Reinforced Composites: A Review», *JMSE*, vol. 8, n.º 1, p. 26, ene. 2020, doi: 10.3390/jmse8010026.
- [30] «Navionics». Accedido: 23 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.navionics.com/esp/>
- [31] «Tabla de mareas 2024 de Huelva para ir de pesca». Accedido: 28 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://tablademareas.com/es/huelva/huelva>
- [32] A. R. Oliveira, T. B. Ramos, L. Simionesei, M. C. Gonçalves, y R. Neves, «Modeling Streamflow at the Iberian Peninsula Scale Using MOHID-Land: Challenges from a Coarse Scale Approach», *Water*, vol. 14, n.º 7, p. 1013, mar. 2022, doi: 10.3390/w14071013.
- [33] «Guide for selecting Manning's roughness coefficients for natural channels and flood plains», 1989. doi: 10.3133/wsp2339.
- [34] V. T. Chow, D. R. Maidment, y L. W. Mays, *Applied hydrology*, [Nachdr.], Internat. ed. 1988. en McGraw-Hill series in water resources and environmental engineering. New York: McGraw-Hill, 2008.
- [35] «Visor Calidad de las Aguas». Accedido: 30 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: [https://portalrediam.cica.es/Visor\\_DMA/?urlFile=https://portalrediam.cica.es/recursosVisor/xml/visor\\_dma/capas\\_dma.xml](https://portalrediam.cica.es/Visor_DMA/?urlFile=https://portalrediam.cica.es/recursosVisor/xml/visor_dma/capas_dma.xml)