

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA  
**TRABAJO FIN DE GRADO**

***ESTUDIO COMPUTACIONAL DE PERFILES  
AERODINÁMICOS PARA SU USO EN UNA  
TURBINA WELLS***

**Alumno:** Jorge Bareiro Mendoza

**Director (1):** Iñigo Bidaguren Diego

**Director (2):** Iñigo Albaina López de Armentia

**Curso:** 2019-2020

**Fecha:** Bilbao, 18 de julio de 2020





## ABSTRACT

En el contexto de la creciente demanda del desarrollo de las energías renovables y a la necesidad de diversificarlo, este trabajo pretende proponer la mejora de una turbina Wells. Para ello, se han tenido en cuenta las condiciones de su funcionamiento en la central olamotriz de Mutriku.

Se llevará a cabo un estudio de perfiles aerodinámicos mediante el empleo de herramientas de mecánica de fluidos computacional (CFD), del cual se espera obtener una propuesta de perfil que, bajo las condiciones de funcionamiento dadas, supongan una mejora considerable.

La importancia del estudio computacional para buscar soluciones a problemas reales es cada vez más evidente, tanto en el entorno académico como en el industrial. Los resultados obtenidos pueden ser tanto orientativos como complementarios, convirtiéndose así en una herramienta práctica para la comprensión de ciertos fenómenos en detalle.

---

Energia berriztagarrien garapenaren eskaera gero eta handiagoa denez gero, eta, garapen hori dibertsifikatzeko beharra dela-eta, lan honek Wells turbinaren hobekuntza aurkeztea du helburu. Horretarako, Mutrikuko olatu zentrolean duen funtzionamendua hartu da kontuan.

Profil aerodinamikoaren azterketa egiteko fluidoaren mekanika konputazionalaren (CFD) tresnen erabilpena egingo da, eta, funtzionamendu baldintzetan hobekuntza nabarmena suposatuko duen profil proposamena lortzea aurreikusten da.

Benetako arazoei irtenbideak bilatzeko azterketa konputazionalak duen garrantzia gero eta nabarmenagoa da arlo akademikoan, baita industria-arloan ere. Lortutako emaitzak adierazgarriak izateaz gain, osagarriak ere izan daitezke; horiek zenbait fenomeno zehaztasun handiz ulertzeko tresna praktikoa bikain gisa har ditzakegu.

---



In the context of the growing demand for the development of renewable energies and the need to diversify it, this work aims to propose the improvement of a Wells turbine. For this, the conditions of its operation at the Mutriku wave power plant have been taken into account.

A study of aerodynamic profiles will be carried out using computational fluid mechanics (CFD) tools, from which it is expected to obtain an airfoil proposal that, under the given operating conditions, represents a considerable improvement.

The importance of a computational analysis to find solutions to real problems is being more evident, both in the academic and industrial domains. The results obtained can be both indicative and complementary, thus becoming a practical tool for understanding certain phenomena in detail.

## ÍNDICE GENERAL

ABSTRACT.....	I
ÍNDICE GENERAL.....	III
ÍNDICE DE FIGURAS.....	V
ÍNDICE DE TABLAS.....	IX
<b>1. MEMORIA.....</b>	<b>1</b>
1.1. Introducción.....	1
1.2. Objetivos del trabajo .....	1
1.3. Contexto .....	2
1.3.1. Calentamiento global .....	2
1.3.2. Objetivo 2050.....	4
1.3.3. Contexto actual de la energía.....	8
1.4. Antecedentes.....	14
1.4.1. Métodos de extracción de la energía undimotriz.....	22
1.4.2. Tipos de instalaciones OWC.....	27
1.4.3. Central undimotriz de Mutriku.....	30
1.5. Estudio de alternativas .....	34
1.5.1. Tipos de convertidores OWC.....	34
1.5.2. Estado del Arte. Turbinas Wells.....	40
1.6. Fundamento teórico .....	44
1.6.1. Teoría de las olas.....	45
1.6.2. Modelos de estudio del oleaje .....	47
1.6.3. Olas regulares .....	48
1.6.4. Teoría lineal de las olas de Airy.....	50
1.6.5. Solución de las ecuaciones según el modelo lineal de Airy.....	51
1.6.6. Modelo matemático en la cámara OWC de Mutriku.....	53
1.6.7. Teoría del álabe.....	55
1.6.8. Geometría del perfil. Perfiles Joukowsky.....	59
1.6.9. Perfiles NACA.....	63

1.6.10. Modelo matemático de turbina Wells.....	65
2. FASE 1. Estudio de sensibilidad paramétrica dimensional de los perfiles.....	68
2.1. Introducción.....	68
2.2. Metodología.....	70
2.2.1. Definición de la geometría del dominio.....	71
2.2.2. Definición del mallado .....	72
2.2.3. Elección del modelo físico .....	74
2.3. Presentación de resultados.....	75
3. FASE 2: Estudio comparativo de perfiles estándares .....	79
3.1. Introducción.....	79
3.2. Metodología.....	79
3.3. Presentación de resultados.....	82
4. FASE 3. Estudio comparativo en la condiciones de la planta OWC de Mutriku .....	86
4.1. Introducción.....	86
4.2. Metodología.....	87
4.2.1. Definición del dominio.....	91
4.2.2. Definición del mallado .....	92
4.2.3. Modelo físico.....	94
4.3. Presentación de resultados.....	96
5. CONCLUSIONES .....	101
6. BIBLIOGRAFÍA .....	104

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Emisiones anuales de CO <sub>2</sub> por país, durante 1959-2018.....	2
Figura 2. Mapa de anomalías en la temperatura global entre 2009-2019 con respecto a 1951-1980 .....	3
Figura 3. Distribución de la emisión de gases de efecto invernadero por sector. 7	
Figura 4. Evolución de las emisiones en el escenario de cumplimiento de las metas.....	8
Figura 5. Gráfico de tendencia del mix energético global a lo largo de los años, 1990-2018.....	9
Figura 6. Electricidad generada en el mundo según su origen, 2018 .....	10
Figura 7. Mix de producción eléctrica de la UE .....	10
Figura 8. Mix energético en España, 2019 .....	11
Figura 9. Inversiones anuales por tipo de energía renovable .....	12
Figura 10. Mapa de zonificación para el emplazamiento de turbinas eólicas Offshore.....	15
Figura 11. Mapa de distribución de la energía kWh/m <sup>2</sup> por año .....	17
Figura 12. Desglose de potencia instalada de centrales hidroeléctricas <10MW por comunidad.....	18
Figura 13. Gráfica que perfila la situación actual y potencial de explotación .....	18
Figura 14. Esquema de funcionamiento de diferentes tipos de explotación de la energía geotérmica .....	19
Figura 15. Mapa de flujo geotérmico en la península ibérica .....	20
Figura 16. Diagrama de principio de funcionamiento de las mareas.....	20
Figura 17. Mapa de distribución de las mareas .....	21
Figura 18. Mapa global de la distribución de energía de las olas por metro .....	22
Figura 19. Zonificación de una instalación undimotriz.....	23
Figura 20. Clasificación según la orientación, vista desde planta .....	23
Figura 21. Esquema de funcionamiento de un oscilador lineal .....	24
Figura 22. Otro tipo de Absorbedor puntual con fijación externa que aprovecha el movimiento del mar .....	24
Figura 23. Esquema de funcionamiento de una planta operativa, "Pelamis" .....	25
Figura 24. Ejemplo de central undimotriz de tipo oscilador articulado, cuya orientación lo clasifica de tipo terminador .....	26

Figura 25. Esquema de funcionamiento de una planta de rebose tipo.....	26
Figura 26. Esquema de funcionamiento general de una OWC.....	27
Figura 27. A la izquierda, foto de la instalación, a la derecha, partes de estudio y desarrollo de este proyecto.....	28
Figura 28. Fotografía de la planta OWC LIMPET.....	30
Figura 29. Foto de la central undimotriz de Mutriku.....	31
Figura 30. Detalle de la sección de la planta.....	32
Figura 31. Esquema de funcionamiento de la central de Mutriku.....	32
Figura 32. Detalle de los rotores.....	33
Figura 33. Vista general exterior y del interior de los turbogeneradores diseñados por Wavegen.....	33
Figura 34. Diferentes métodos de conversión de la energía undimotriz.....	35
Figura 35. Convertidor de Yoshio mediante válvulas de rectificación.....	36
Figura 36. Esquema de funcionamiento de una Turbina radial de impulsión con vanos regulables.....	37
Figura 37. Turbina radial convencional.....	37
Figura 38. Esquema de funcionamiento de una turbina birradial.....	38
Figura 39. Esquema del diseño de una turbina Wells.....	39
Figura 40. Esquema de fuerzas resultantes al cambio de dirección del flujo.....	39
Figura 41. Ejemplo de configuración monoplano.....	40
Figura 42. Ejemplo de configuración biplano.....	41
Figura 43. Diferentes configuraciones de solidez, variando el diámetro de la carcasa y variando la superficie abarcada por los álabes.....	42
Figura 44. Ejemplo de una turbina de 400kW instalada en la planta de Pico, Islas Azores en Portugal.....	42
Figura 45. Ejemplo de una turbina monoplano con difusores fijos instalada en la planta de Pico.....	43
Figura 46. Gráfico comparativo de diferentes tipos de arquitecturas.....	44
Figura 47. Espectro cualitativo de la energía de las olas.....	46
Figura 48. Representación esquemática de la progresión del oleaje generado por el viento.....	47
Figura 49. Ejemplo de modelo regular de oleaje, según teoría de Airy.....	48
Figura 50. Validez de las diferentes teorías de olas periódicas, según Le Méhauté.....	49

Figura 51. Esquema del movimiento de las partículas según la ubicación .....	52
Figura 52. Esquema de parámetros de la planta de Mutriku .....	53
Figura 53. Diagrama de las diferentes partes de un perfil aerodinámico .....	56
Figura 54. Diagrama de fuerzas sobre un álabe inmerso en un flujo .....	56
Figura 55. Distribución de cargas y resultante.....	57
Figura 56. Equivalencia de diferentes resultantes.....	57
Figura 57. Representación de caracterización tipo de un perfil .....	59
Figura 58. a. Representación del perfil resultante de pasar un círculo (plano original $z$ ) al plano de la transformada .....	61
Figura 59. Representación del caso de un círculo desplazado sobre el eje de ordenadas y una circunferencia con su centro desplazado sobre el eje $x$ .....	62
Figura 60. Esquema de fuerzas que actúan sobre un perfil aerodinámico de un álabe de turbina Wells .....	65
Figura 61. Esquema de velocidades y radios.....	67
Figura 62. Esquema de los parámetros dimensionales básicos de un perfil simétrico.....	68
Figura 63. Esquema de construcción geométrica de los perfiles de estudio.....	69
Figura 64. Gráfico de ensayos previos para determinar el rango de velocidad $u$ ..	71
Figura 65. Vista de la geometría del dominio .....	71
Figura 66. Distribución de las regiones del dominio de simulación.....	72
Figura 67. Vista del mallado 2D empleado .....	73
Figura 68. Vista en detalle del mallado en la región del perfil .....	73
Figura 69. Modelos físicos seleccionados de la simulación.....	74
Figura 70. Gráfico para espesor máximo de 5% con respecto de la cuerda.....	75
Figura 71. Gráfico para espesor máximo de 10% con respecto de la cuerda.....	76
Figura 72. Gráfico para espesor máximo de 15% con respecto de la cuerda.....	77
Figura 73. Gráfico para espesor máximo de 20% con respecto de la cuerda.....	78
Figura 74. Vista de la geometría con longitud 0.05 m constante para todos los perfiles.....	81
Figura 75. Gráfica en la que se aprecian las fuerzas obtenidas para cada perfil... 82	82
Figura 76. Gráfico de comparación de perfiles estándares.....	83
Figura 77. Comparación entre HT12 10% y Joukowski 12%.....	83
Figura 78. Perfil a diferentes ángulos de ataque.....	84
Figura 79. Ejemplo de operación de la turbina Wells de Mutriku.....	88

Figura 80. Esquema de dimensiones empleadas.....	90
Figura 81. Vista de la curva del perfil resultante .....	91
Figura 82. Localización de las diferentes regiones.....	92
Figura 83. Gráfico de fuerza tangencial obtenida para cada resolución de malla .....	93
Figura 84. Vista del mallado 2D del dominio de simulación.....	93
Figura 85. Vista en detalle de la malla cerca del perfil .....	94
Figura 86. Modelo empleado en Star-CCM+ .....	94
Figura 87. Inputs de los valores de $\omega$ y $\alpha$ .....	95
Figura 88. Gráfico de valores de residuales a lo largo de las iteraciones.....	95
Figura 89. Gráfico de fuerza tangencial $F_T$ para $v = 11,5 \text{ m/s}$ .....	97
Figura 90. Gráfico de fuerza tangencial $F_T$ para $v = 11,5 \text{ m/s}$ .....	98
Figura 91. Superposición de palas de la turbina para diferentes velocidades de rotación, para el caso de $v = 11,5 \text{ m/s}$ .....	99
Figura 92. Superposición de palas de la turbina para diferentes velocidades de rotación, para el caso de $v = 23 \text{ m/s}$ .....	100
Figura 93. Comparación NACA 0015 vs Joukowski 15% para $v = 11.5 \text{ m/s}$ .....	102
Figura 94. Comparación NACA 0015 vs Joukowski 15% para $v=23 \text{ m/s}$ .....	103

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de las olas marinas.....	45
Tabla 2. Relación de los diferentes parámetros según la ubicación .....	52
Tabla 3. Listado de perfiles ensayados.....	80
Tabla 4. Extracto de un mapa espectral para un estudio de las condiciones de las olas en Mutriku .....	87
Tabla 5. Tabla de diferentes estados de muestras experimentales .....	88
Tabla 6. Matriz de valores de la velocidad $v$ obtenidos para cada $H$ y $T$ considerados.....	89
Tabla 7. Casos de velocidad en el conducto $v$ considerados.....	90
Tabla 8. Parámetros geométricos considerados.....	89
Tabla 9. Rango de velocidades .....	90
Tabla 10. Ejemplo de un caso para $c=23$ m/s.....	96





# 1. MEMORIA

## 1.1. Introducción

Debido a la creciente necesidad en el desarrollo y mejora de las diferentes tecnologías para el aprovechamiento de energías renovables y al estado actual de estas tecnologías, aplicadas a la energía de las olas, se pretende aportar un pequeño grano de arena en la mejora de turbogeneradores de tipo Wells, mediante la propuesta de un perfil que mejore las características de funcionamiento y así contribuir, de manera indirecta en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y en colaborar con el objetivo de unas emisiones neutras para 2050. A su vez, se pretende obtener una mejor comprensión del funcionamiento de este tipo de turbinas, sobre todo en lo referente al funcionamiento de los álabes.

## 1.2. Objetivos del trabajo

Mediante este trabajo se pretende llegar a obtener un perfil aerodinámico que mejore el funcionamiento de una turbina Wells, comparándose con los parámetros de funcionamiento de una turbina con características similares a las que se hallan funcionando en la central undimotriz de Mutriku. Para llegar a este objetivo el trabajo constará de tres fases.

**Fase 1.** Estudio de sensibilidad paramétrica dimensional de los perfiles: Se trata de conocer cómo influyen los parámetros dimensionales de un perfil aerodinámico simétrico, con una geometría genérica, variando el espesor máximo y la posición de este espesor máximo a lo largo del eje de simetría del perfil.

**Fase 2.** Estudio comparativo de diferentes perfiles aerodinámicos estándares: Se trata de comparar una variedad de perfiles simétricos estándar, teniendo en cuenta el resultado en la fase anterior.

**Fase 3.** Estudio comparativo de perfiles en detalle para una turbina Wells en la planta de Mutriku: Se trata de comparar la selección de perfiles con mejor

resultado de la fase anterior, y someterlos a las condiciones de funcionamiento similares a la de la turbina Wells instalada en la central undimotriz de Mutriku.

## 1.3. Contexto

### 1.3.1. Calentamiento global

En la actualidad existe un consenso dentro de la comunidad científica, sobre que el origen del aumento general de la temperatura media a nivel global, tiene su origen, principalmente, en la actividad humana [1]. Esto es debido a que el agente que ha promovido este aumento de la temperatura ha sido la emisión de gases de efecto invernadero (CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CH<sub>4</sub>, etc.).

Dado que el desarrollo de las diferentes comunidades, ha ido ligado, principalmente, al empleo masivo de combustibles fósiles [2], que sumado a la globalización actual, han resultado en un aumento paulatino de estas emisiones a lo largo de los últimos años.

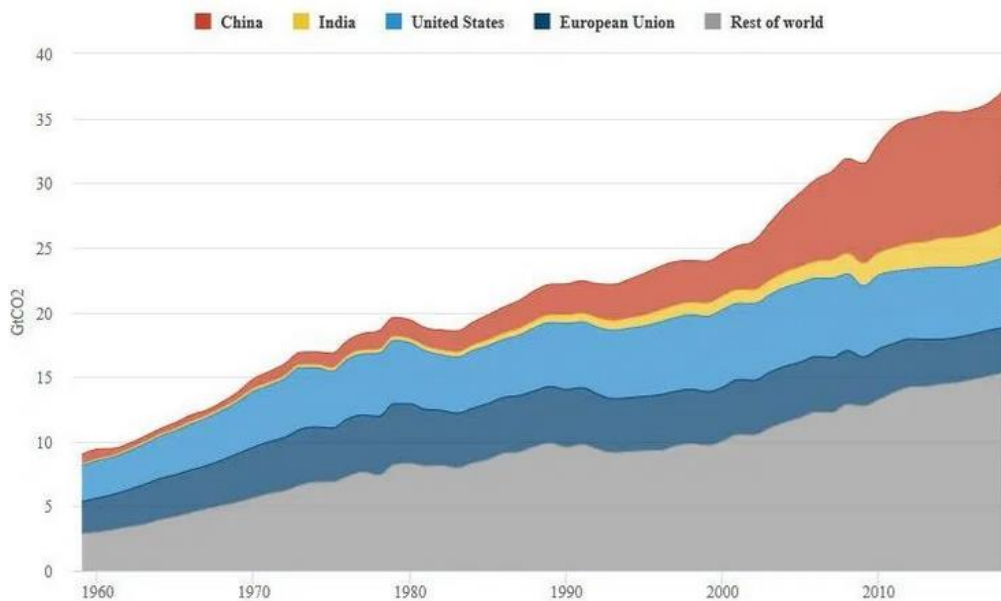


Figura 1. Emisiones anuales de CO<sub>2</sub> por país, durante 1959-2018 [3].

Actualmente se está registrando un aumento global de las temperaturas (fig.2), cuyos efectos climáticos afectan no solo al entorno ecológico, sino también a las economías, debido a múltiples efectos como: fenómenos meteorológicos extremos, sequías, cambios de patrones de las corrientes termo-halinas de los océanos, subida del nivel del mar, acidificación de los océanos, refugiados climáticos, etc. [4].

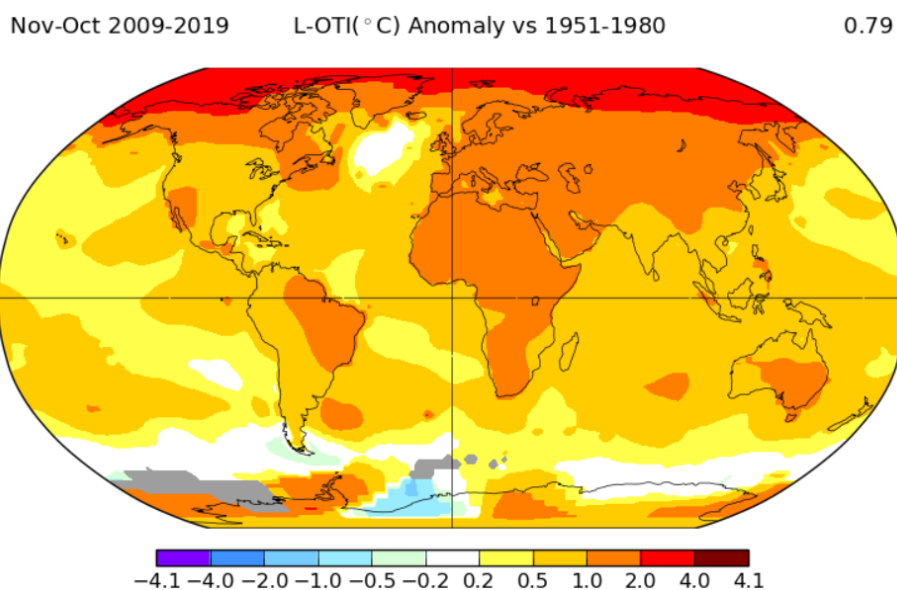


Figura 2. Mapa de anomalías en la temperatura global entre 2009-2019 con respecto a 1951-1980 [5].

Los modelos actuales prevén un aumento continuado de la temperatura media global de 6,5 °C para el año 2100, si se sigue la tendencia de emisiones actual, según el último modelo climático del Centro Nacional de Investigación Científica (CNRS) de Francia [6]. Dicho aumento puede tener consecuencias potencialmente catastróficas, por ello se hace necesario implementar políticas y acuerdos internacionales para reducir las emisiones y con ello contener o desacelerar el calentamiento global.

La respuesta a este hecho de los gobiernos ha sido el compromiso adquirido con los diferentes organismos competentes, entre ellos, con la Organización de las Naciones Unidas (ONU) en la reducción de las emisiones [7], la adaptación de infraestructuras de contención y adopción de medios que sustituyan el uso de combustible fósiles mediante el aprovechamiento de las energías renovables, en

un marco de colaboración internacional para el desarrollo sostenible [8]. Estas medidas tienen como objetivo limitar el incremento de las temperaturas por debajo de los 2 °C para 2100 teniendo como referencia la temperatura media del periodo 1850-1900[8].

### **1.3.2. Objetivo 2050**

En el marco de la Unión Europea (UE) con respecto al calentamiento global se ha establecido una estrategia a largo plazo para 2050 de “economía próspera, moderna, competitiva y neutra desde el punto de vista del clima” en consonancia con los objetivos acordados en el acuerdo de París [9].

Esta estrategia [10] engloba la transición hacia una economía neutra en emisiones, reduciendo un 80% las emisiones para 2050 en comparación con 1990 hacia las cero emisiones netas de gases de efecto invernadero.

La UE detalla el papel que tendrá los diferentes sectores económicos para conseguir esta transición:

-Energía: Actualmente la mayor parte del sistema energético, que contabiliza hasta un 75% de las emisiones de gases de efecto invernadero de la UE, está basado en el uso de combustibles fósiles. Todas las hojas de ruta están orientadas a cambiar esta realidad para mediados de este siglo.

El desarrollo de tecnología e infraestructura para el aprovechamiento de energías renovables son el principal impulsor de esta transición del sistema energético. Esta transición tendrá efectos directos sobre otros sectores como la industria, los edificios, el transporte y directamente sobre el usuario final. Por lo tanto, se trata de un eje clave para dicha transición que pretende “des-carbonizar” las emisiones, que tienen como objetivo que para el 2050 el 80% de la electricidad producida en la UE sea proveniente de energías renovables.

-Industria: Gran parte de las emisiones generadas por este sector tienen su raíz en la generación de calor, ya sea mediante vapor, agua o para aplicaciones que

requieran altas temperaturas. Esto resulta en un consumo de energía que se puede reducir mediante mejoras en la eficiencia y sustituyendo por fuentes de energía de bajas o nulas emisiones, como por ejemplo una electrificación proveniente de energías renovables, biomasa sostenible, combustibles sintéticos o hidrógeno.

Se estima que el 15% de las emisiones industriales son debidas a emisiones de gases originadas de su proceso productivo, estas emisiones son más difíciles de reducir, ya que están relacionadas directamente con la naturaleza del proceso, por lo que su reducción es complicada y requiere un proceso de innovación en la captura y almacenamiento de dichos gases. Así también, la UE indica que, es posible una mejora en la eficiencia en la obtención de recursos y reducción de las emisiones a través de la reutilización y el reciclaje de estos recursos mediante una aproximación al modelo de economía circular y la coordinación entre distintos sectores.

### **Movilidad**

El sector del transporte actualmente es dependiente de los combustibles fósiles. La consecución de una reducción de las emisiones requiere unas pautas sistemáticas e integradas. Esto incluye:

- El impulso al desarrollo de la eficiencia de los vehículos de transporte e infraestructuras relacionadas.
- Una transición progresiva a largo plazo hacia un transporte de cero emisiones.
- Mejora de la eficiencia del sistema de transporte, mediante el empleo de tecnologías digitales hacia un transporte multimodal. El objetivo está puesto en la diversificación y el fomento del uso de los transportes públicos así también de la movilidad compartida.

### **Agricultura**

Es un sector clave en la economía y en la sociedad, pero así también contribuye a la mayor parte de las emisiones gases de efecto invernadero, excluyendo al CO<sub>2</sub>. La reducción de estas emisiones supone un reto, pero pueden ser factores a mejorar: la gestión de la ganadería, gestión del suelo. Estas actividades influyen en gran medida el carbono que es almacenado en el suelo, por lo que puede ser una fuente de biomasa útil y sostenible importante para otros sectores a tener en cuenta.

## **Construcción**

El sector de la construcción, incluyendo los edificios residenciales como los del sector servicios, actualmente representa el 40% del consumo de la energía producida en la UE, en el 2015. Un mejor aislamiento de los edificios, entre otras medidas, tiene un efecto en reducir este consumo empleado principalmente para la climatización de los espacios. El emplazamiento de edificios con gestión inteligentes (Smart Buildings) integrados con las necesidades de los usuarios primando la eficiencia. A su vez una transición será necesaria en casi la totalidad de los hogares hacia el uso de una calefacción de emisión reducida o neutra (electricidad, solar, gas renovable). Se pone especial énfasis en el uso de combustibles gaseosos como el biogás, el hidrógeno en cierta proporción, el biometano ya que pueden ser interesantes a la hora de mantener la infraestructura ya existente de transporte y suministro sin realizar cambios muy significativos para su adopción.

El 80% de los edificios del 2050 ya están construidos en la actualidad, por lo que una política consistente e integral será necesaria para la modernización de todos los edificios ya construidos y la movilización de los demás agentes participantes. Por lo que es necesario promover la participación de ciudadanos y empresas en estas actividades.

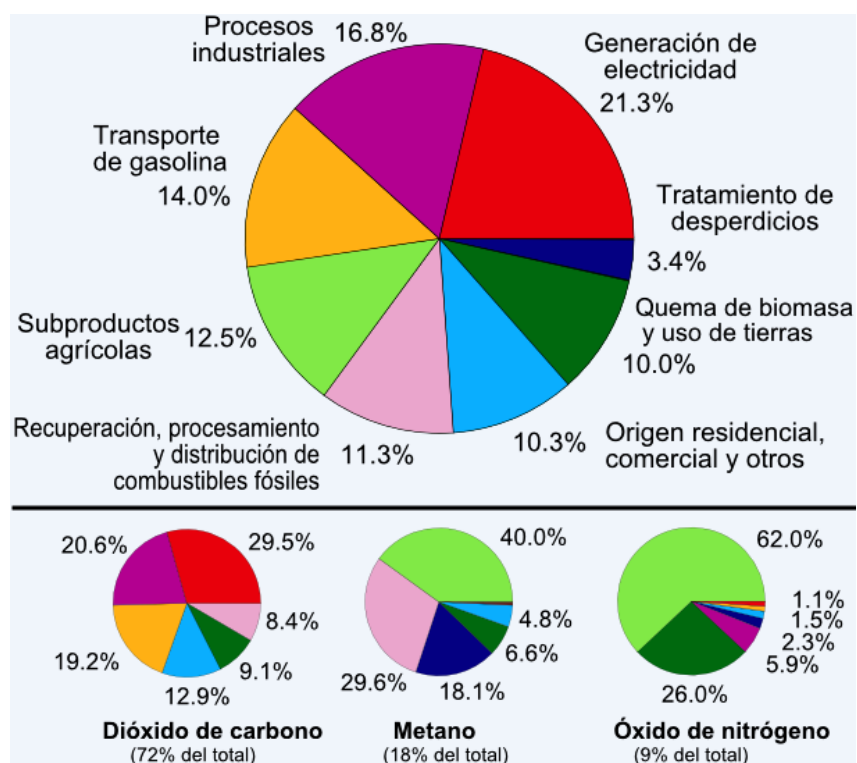


Figura 3. Distribución de la emisión de gases de efecto invernadero por sector [11].

En el marco autonómico del País Vasco se implementan las medidas mediante un plan estratégico de cambio climático [12]. En consonancia con las medidas tomadas a nivel europeo, el plan de acción regional se resume en los siguientes puntos o metas:

Meta 1: Apostar por un modelo energético bajo en carbono.

Meta 2: Cambiar hacia un transporte sin emisiones.

Meta 3: Incrementar la eficiencia y resiliencia del territorio.

Meta 4: Aumentar la resiliencia del medio natural.

Meta 5: Aumentar la resiliencia del sector primario y reducir sus emisiones.

Meta 6: Reducir la generación de residuos urbanos y lograr el vertido cero sin tratamiento.

Meta 7: Anticipación a los riesgos.

Meta 8: Impulsar la innovación, mejora y transferencia de conocimiento.

Meta 9: Responsabilizar a la administración pública en lo referente al cambio climático.



Con estas metas se intenta dibujar y agrupar el conjunto de medidas para la reducción de las emisiones en un 80% para 2050.

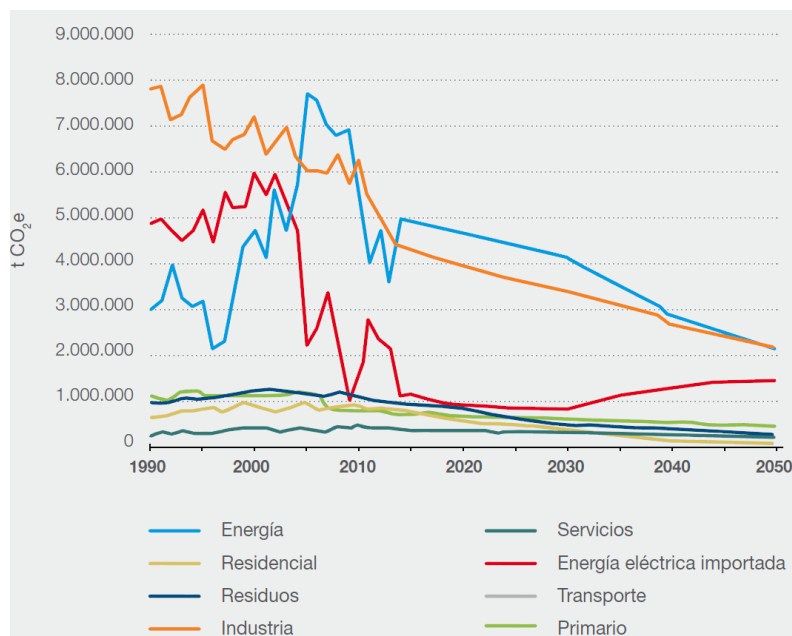


Figura 4. Evolución de las emisiones en el escenario de cumplimiento de las metas [12].

### 1.3.3. Contexto actual de la energía

El contexto energético actual está representado en gran medida por un mayor uso de fuentes no renovables, esto es debido a la inercia tecnológica del siglo pasado, al coste económico, además de una mayor presencia de la globalización. Esto último, se refleja en los países con economías emergentes, los cuales pasan por las distintas fases en el proceso de industrialización de sus economías con el empleo intensivo de combustibles fósiles de alto valor energético, pero de elevado coste medioambiental (por ejemplo el carbón, el petróleo, gas natural, etc.), aunque en algunos casos esta transformación puede ser mucho más rápida debido a la disponibilidad de medios o capital y la inversión en energías renovables que estos países realizan (actualmente China es el país que más invierte en energías renovables). En términos netos este desarrollo contribuye enormemente a las emisiones de gases efecto invernadero, a pesar de que sirva de fuelle para el desarrollo económico de estos países.

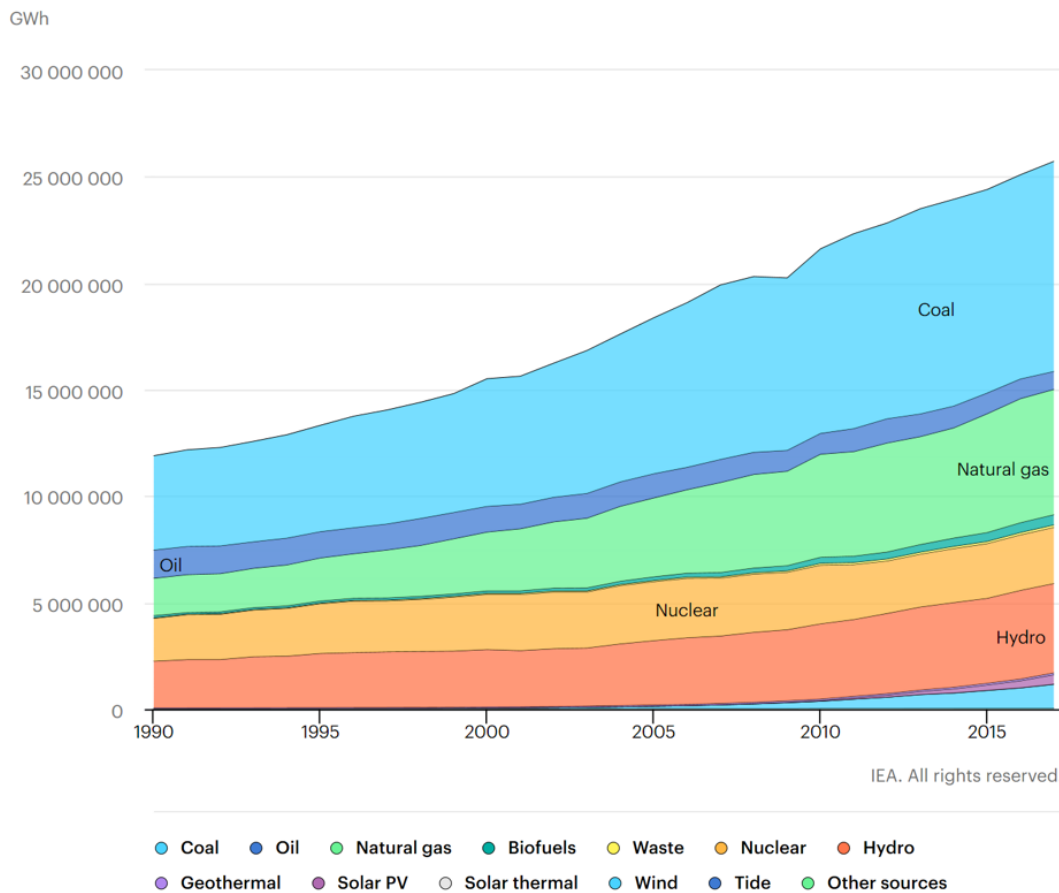


Figura 5. Gráfico de tendencia del mix energético global a lo largo de los años, 1990-2018 [13].

Se puede notar que la fuente de energía renovable más utilizada en el mundo es la energía hidráulica, el cual suponen alrededor del 17.38% de la energía generada en el mundo, con el que sumando al resto de energías renovables el porcentaje que representa este tipo de energía no excede del 19%.

### Mix energético mundial 2018

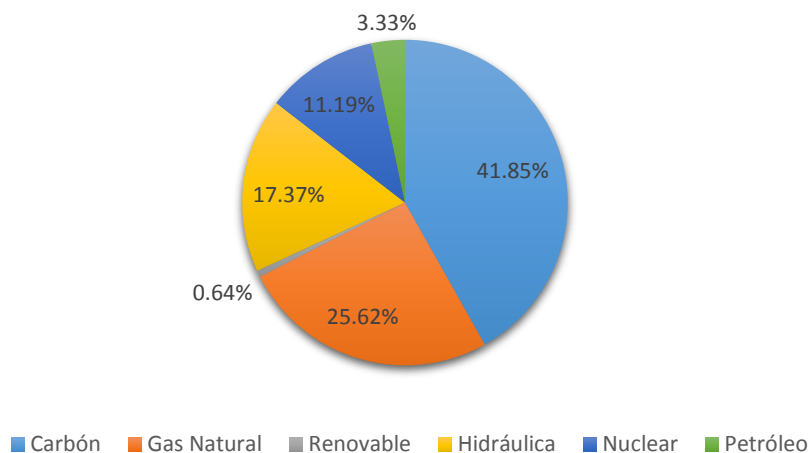


Figura 6. Electricidad generada en el mundo según su origen, 2018 [14].

Esta distribución de las fuentes no es uniforme para las diferentes regiones del mundo. En el caso de la UE las energías renovables suponen más del 15% del total de energía producida. Por otro lado, la energía nuclear supone el 25% ya que el conjunto de la UE sigue siendo la región con mayor número de centrales de este tipo (128).

### Mix energético UE 2017

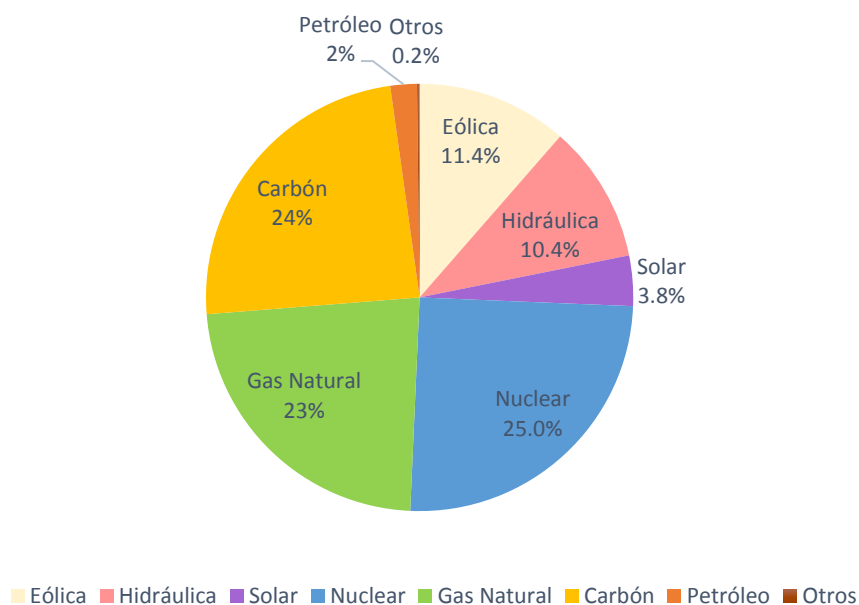


Figura 7. Mix de producción eléctrica de la UE [15].

En el ámbito estatal, este mix de generación eléctrica tiene un mayor porcentaje de energías renovables, con cerca del 40%. Sin embargo, la potencia instalada es mucho mayor, siendo del 50.22% sobre el total, lo que supone una potencia instalada de 55.25 GW sobre los 110 GW instalados en el conjunto del territorio. Esta falta de correlación entre la energía generada y la instalada se debe en mayor medida a la intermitencia de alguna de las fuentes renovables y a su coste frente a otras fuentes como el gas natural, debido a su uso en la sustitución de sistemas de cogeneración con carbón, esto se traduce en un incremento de su uso sustancial, desde el 11.5% en el 2018 al 21.9% en el 2019 [16].

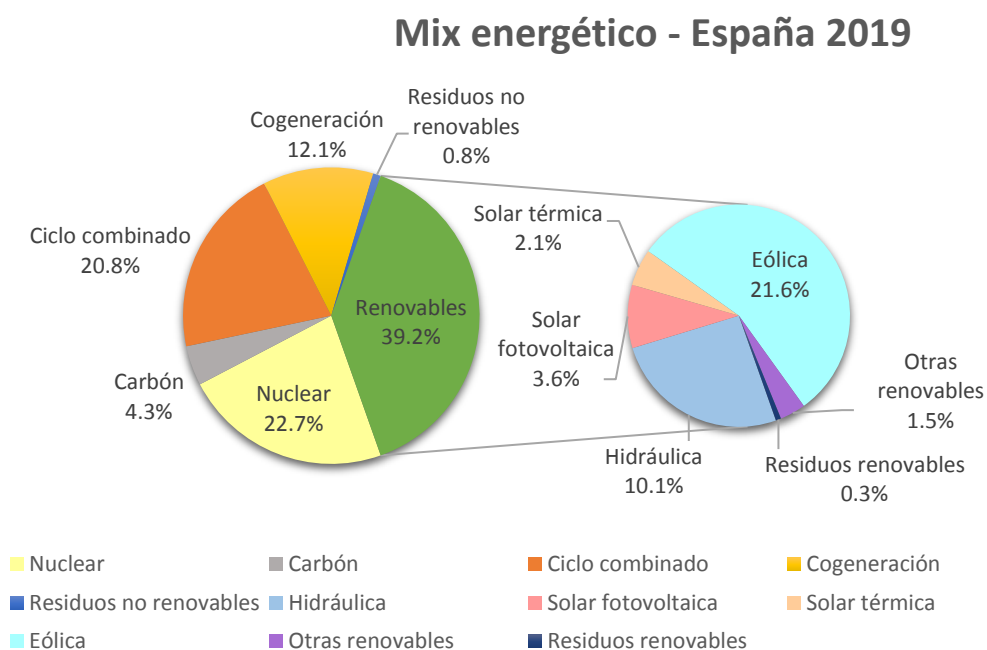


Figura 8. Mix energético en España, 2019 [17].

#### Aspectos económicos y de inversión.

Del apartado anterior se puede concluir que en la situación actual se requiere un esfuerzo en el desarrollo e inversión para el fomento de un parque energético cada vez más renovable, teniendo en el punto de mira los objetivos de emisiones para el 2050.

Esto se plasma en el impulso creciente en la inversión en el desarrollo y construcción de infraestructuras destinadas a la producción de energía proveniente de fuentes renovables. En 2019, la ONU ha informado de que el total

de las inversiones mundiales en energías renovables han superado los 2.3 billones de euros durante la última década [18].

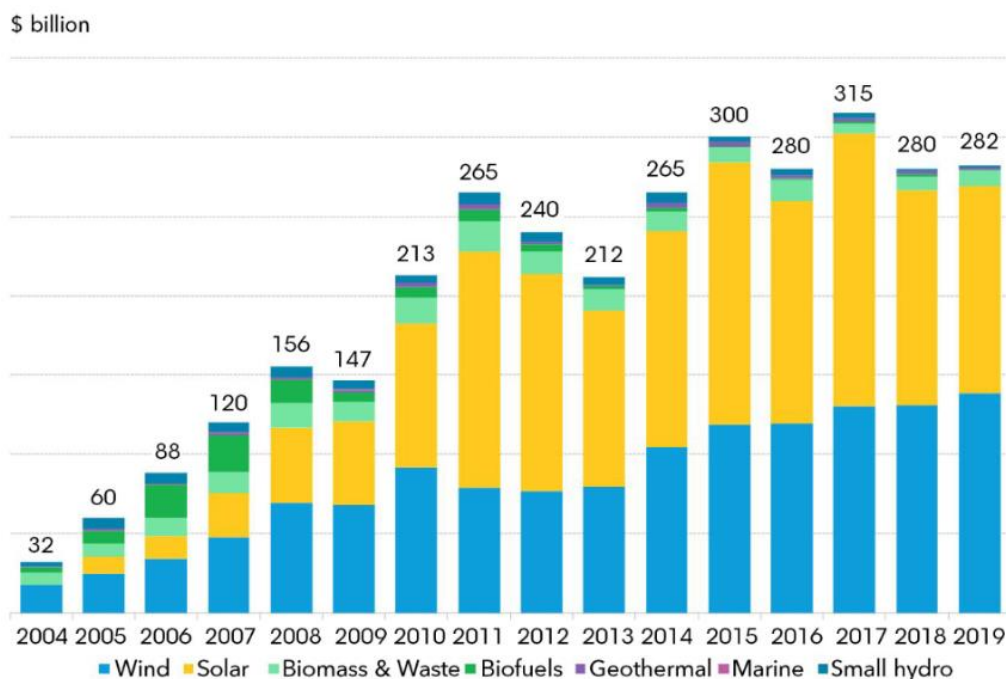


Figura 9. Inversiones anuales por tipo de energía renovable [19].

Durante el 2019 la inversión en este tipo de energías fue de aproximadamente 282 mil millones de dólares (248,2 mil millones de euros) un ligero incremento del 0.7% con respecto a 2018.

Los sectores que más inversión tienen son la eólica (terrestre y marina) con 121.6 mil millones de euros, un 6% más que el año 2018; la solar con 115.4 mil millones de euros en inversiones en 2019, un 3% menos que el año precedente. La biomasa y transformación de residuos supusieron 8.5 mil millones de euros, un aumento del 9%. La hidráulica de pequeña escala ha supuesto 1.5 mil millones de euros de inversión, un 3% menos. La geotérmica se quedó en 880 millones de euros un 56% menos que el año anterior. Los biocombustibles 480 millones de euros un 43% menos.

Actualmente el país con mayor inversión en energías renovables es China, con 73.4 mil millones de euros invertidos en 2019, no es el año de mayor inversión, ha descendido un 8% respecto al año anterior, pero sigue estando a la cabeza. Le sigue Estados Unidos con 48.8 mil millones de euros un 28% superior al año 2018,

suponiendo un récord con respecto a otros años anteriores. Europa se encuentra en el tercer puesto con 47.8 mil millones de euros en inversiones, un 7% menos.

El desglose dentro de Europa se resume en que España ha sido el país que más ha invertido en 2019, 7.4 mil millones de euros, un 25% más que en 2018, de los cuales 5.3 mil millones fueron destinados a proyectos de implantación de instalaciones solares, debido a la disminución del coste por megavatio y a las bajas tarifas acordadas con el gobierno, aunque se prescinde cada vez más de estos subsidios.

En el resto de países de la UE se resume en: Los Países Bajos ha invertido 4.8 mil millones de euros, un 25% más. El Reino Unido ha invertido 4.7 mil millones de euros, 40% menos. Francia ha subido un 3% con 3.9 mil millones de euros. Alemania 3.9 mil millones de euros, un 30% menos, el cual se posiciona en un mínimo equiparable a la inversión realizada en 2004. Suecia disminuye un 19% su inversión con 3.3 mil millones de euros. Finalmente Ucrania ha invertido 3 mil millones de euros, un 56% más.

En el resto del mundo, en Asia y Oceanía, destacan: Japón, que ha invertido 14.5 mil millones de euros, un 10% menos; Australia ha invertido 4.9 mil millones de euros, un 40% menos. India ha colocado 8.2 mil millones de euros, lo que supone un 14% menos que el año anterior. Los Emiratos Árabes Unidos han invertido una cifra récord para su economía, con cerca de 4 mil millones de euros, de los cuales casi en su totalidad, han sido dirigidos a la construcción de la cuarta fase de una planta solar (fotovoltaica y térmica) que pretende añadir 950 MW a su potencia instalada. Situado en Dubái, se trata del parque solar Mohammed bin Rashid Al-Maktoum que tras su compleción, en 2030, será de 5000 MW de potencia instalada.

En América latina, Brasil ha aumentado en un 74% sus inversiones lo cual se traduce en 5.7 mil millones de euros. México ha invertido 3.8 mil millones de euros, un 17% más. Chile con 4.3 mil millones de euros ha cuadruplicado su inversión con respecto al año anterior. Por último, Argentina con 1.7 mil millones de euros registra un descenso del 18%.

En general el panorama de inversión es positivo y al alza, ya que debido a la presión demográfica, a los retos climáticos, a la reducción de costes de generación debido a un "know-how" cada vez más asentado y al interés creciente de los diferentes países de una mayor independencia del petróleo, son los principales motivos por los que los gobiernos y otros organismos apuestan por el desarrollo de estas tecnologías.

En el ámbito del País Vasco, el Ente Vasco de la Energía (EVE) tiene una hoja de ruta para impulsar los sectores de la energía eólica, marina, biomasa y geotérmica. Poniendo especial interés en la marina, con el desarrollo del proyecto BiMEP como plataforma de pruebas en el desarrollo de prototipos de dispositivos eólicos marinos y undimotriz. A su vez pone hincapié en su planta de producción y ensayo en Mutriku que forma parte de la estrategia de promoción tecnológica e industrial con perspectiva a largo plazo en el desarrollo energético en este campo, ya que aún está en proceso de madurez.

## 1.4. Antecedentes

Tipos de energías renovables (y su cantidad disponible).

Una fuente de energía es renovable cuando su disponibilidad es ilimitada en el contexto de la vida de un ser humano, el principal proveedor de estas energías es el Sol, ya sea de manera directa, mediante el aprovechamiento de su radiación, como indirecta mediante creación de gradientes térmicos en la superficie terrestre que origina el viento y las olas en gran medida o mediante el almacenamiento de esta energía en sustancias químicas mediante la fotosíntesis. Otros agentes son el calor interno terrestre, la rotación de la Tierra y las fuerzas de marea ejercidas entre esta y la Luna. El uso de combustibles fósiles no se considera dentro de esta categoría ya que el ratio de utilización es varias órdenes de magnitud superior al de sustitución en la naturaleza, debido a que se generan por el almacenamiento de material orgánico y su transformación (compactación) tiene lugar durante millones de años.

El aprovechamiento de las energías renovables se diferencia en los siguientes tipos:

### **Energía eólica**

Se obtiene al aprovechar la energía del viento, propiciado por las diferencias de temperatura del aire entre las diferentes capas de la atmósfera y latitudes, que a su vez obedecen a la dinámica rotacional de la Tierra y la influencia de la radiación solar no uniforme. Esta energía se convierte, generalmente en energía mecánica (principalmente al mover una turbina), que conectado a un generador, se

transforma en electricidad. Según el emplazamiento elegido, pueden ser de dos tipos:

- Eólica terrestre (Onshore): Son aquellos convertidores que están instalados dentro de la plataforma continental. Se trata de una tecnología madura, que tiene como principal defecto la intermitencia y dependencia de los patrones de viento de los sitios donde se instalan.
- Eólica marina (Offshore): Son aquellos convertidores que se instalan mar adentro, aprovechando una mayor abundancia y prevalencia de los vientos. Se trata de una tecnología emergente y cada vez de mayor difusión debida, principalmente, a un mayor rendimiento operativo respecto a su contraparte terrestre.

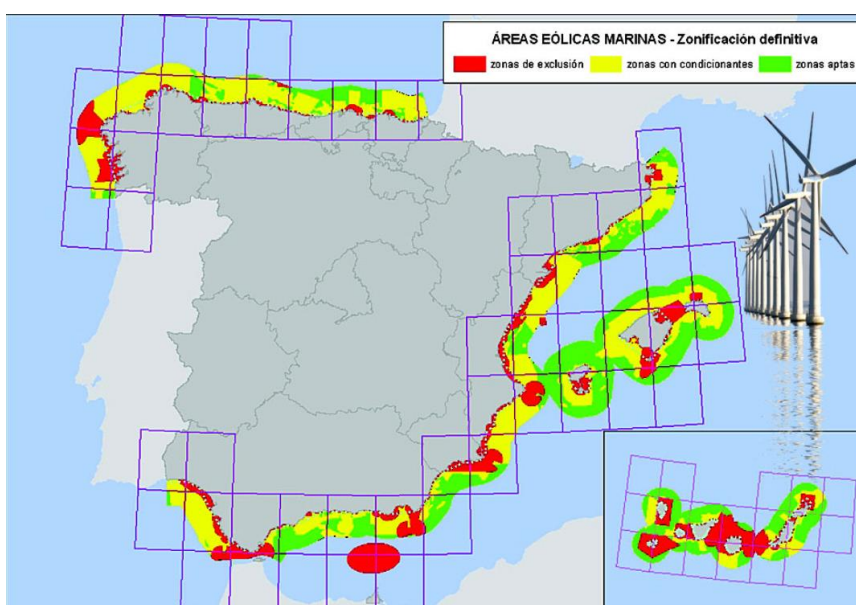


Figura 10. Mapa de zonificación para el emplazamiento de turbinas eólicas Offshore.

### Energía solar

Se trata de la transformación de la radiación solar en electricidad, según el proceso de obtención de la electricidad, existen dos tipos:

**Fotovoltaica:** Es aquella que produce electricidad aprovechando un fenómeno físico llamado: efecto fotoeléctrico, el cual se fundamenta en que al incidir una radiación electromagnética de una frecuencia concreta sobre un material, en general un metal, este se desprende de electrones, debido a que estos absorben esta energía y la utilizan para moverse por el material, generando una diferencia de



potencial, lo que puesto en un circuito se traduce en corriente eléctrica. Se trata de un método con un largo desarrollo, que depende en gran medida de la eficiencia en la transformación de esta radiación de los materiales empleados, actualmente se encuentra en la tercera generación (a partir de 2007) con rendimientos en torno al 45%. Pese a una mejora en la eficiencia progresiva su principal defecto es la intermitencia día-noche y de la meteorología.

**Térmica:** Se produce debido a la acumulación y absorción de la energía solar que es convertida en calor y transferida a un fluido del cual se aprovecha el calor para calefacción o producción de electricidad. Existen tres tipos:

- De baja temperatura (hasta 200 °C): son los empleados principalmente para la calefacción de edificios, generalmente consta de paneles planos con colectores cilíndricos en su interior con los que absorbe calor el cual es transferido a un fluido y radiado en el interior de un recinto, se trata de un proceso poco eficiente pero de bajo coste.
- De media temperatura (hasta 350 °C): Se utilizan en pequeñas aplicaciones industriales (secado de madera, cocción de alimentos, calefacción de recintos amplios) en los que se pueden emplear placas planas o espejos que focalizan la energía en un punto.
- De alta temperatura: Se trata de instalaciones de producción eléctrica que se componen de espejos que concentran la radiación sobre un punto para producir energía eléctrica, pueden ser:
  - Cilindro-parabólicas: la radiación se concentra sobre sendos tubos cilíndricos por donde se hace circular fluido, el cual puede alcanzar los 400 °C, posteriormente se pasa por una turbina de vapor y se produce electricidad; o
  - De torre o de Heliostatos: su funcionamiento se debe a un conjunto de espejos (Heliostatos) que se orientan hacia una torre por donde circula un fluido, en la mayor parte de las veces se trata de sal fundida, que posteriormente se almacena, y suministra para intercambiar nuevamente calor con un fluido, mayormente agua que se turbinan en un ciclo Rankine y mediante el cual se produce energía eléctrica.

Lo interesante de este tipo de instalaciones es que debido a los avances en el almacenamiento térmico (con una eficiencia del 98%), estas centrales no solo producen electricidad durante el día, sino que su operación puede prolongarse: una parte de la noche, en el caso de las placas parabólicas sobre un cilindro, o, durante toda la noche en el caso del focalizado sobre una torre. Debido a un aumento en el rendimiento de las centrales de heliostatos (76%) y a un coste producción cada vez inferior, actualmente de 4.81 céntimos de euro por kWh, se prevé un aumento de estas instalaciones [20].

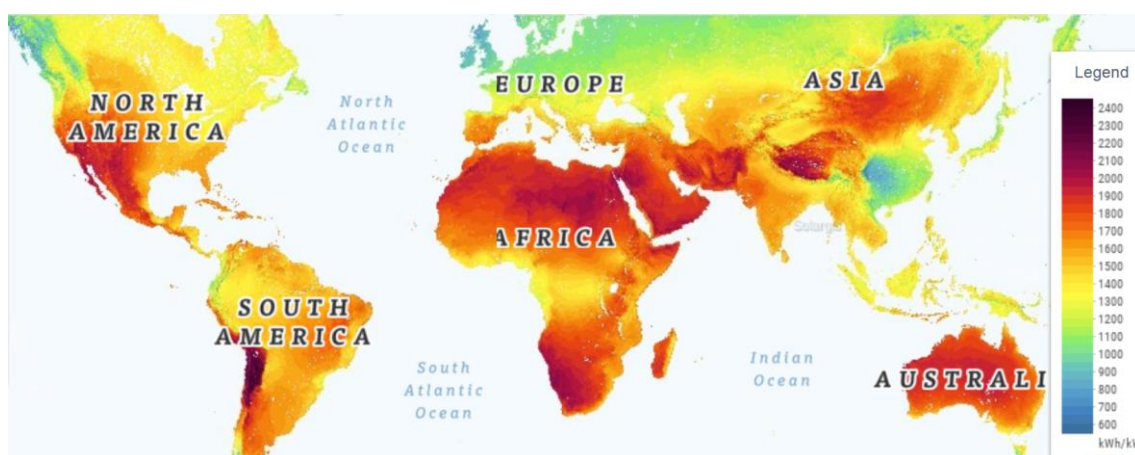


Figura 11. Mapa de distribución de la energía kWh/m<sup>2</sup> por año [21]

### Energía hidráulica

Se produce mediante el almacenamiento de energía potencial gravitatoria en un fluido, en este caso agua, que posteriormente se aprovecha en energía eléctrica. Este almacenamiento puede ser natural (presas hidroeléctricas) o mediante bombeo (centrales de bombeo) aprovechando la electricidad generada por otras fuentes energéticas y su disponibilidad. Debido al alto impacto medioambiental de las centrales hidroeléctricas, se apuesta más por el desarrollo de las centrales de bombeo, que paralelos al curso de los ríos, o aprovechando embalses pequeños, supone una manera barata y fiable de almacenamiento de energía que puede tener su uso alternativo como un medio de almacenamiento de agua frente a una escasez momentánea. En 2020, en España se prevé que en total la potencia acumulada alcanzará los 16.67 GW siguiendo la tendencia habitual de 40 MW anuales [22].

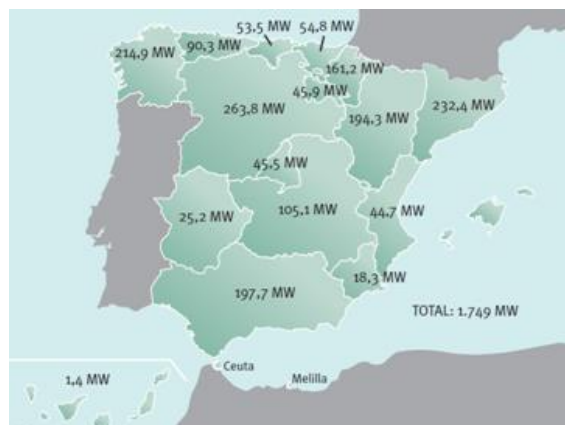
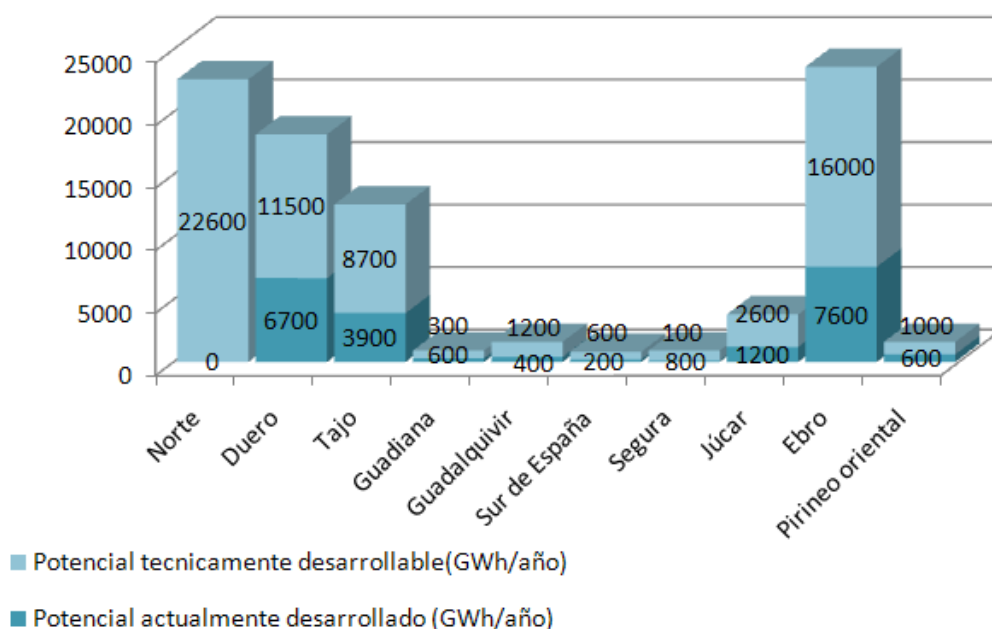


Figura 12. Desglose de potencia instalada de centrales hidroeléctricas <10MW por comunidad.



Fuente: IDAE y elaboración propia

Figura 13. Gráfica que perfila la situación actual y potencial de explotación

### Energía geotérmica

Se trata de aprovechar el calor interno terrestre, que se manifiesta mediante un gradiente térmico en la corteza, debido a que el planeta está compuesto de un manto y un núcleo los cuales conservan gran parte del calor generado por la desintegración radiactiva de los elementos. Según la temperatura de operación pueden diferenciarse en:

De baja temperatura (30-120°C), se emplea generalmente para calefacción, de edificios e industria. Se realiza mediante un circuito de un fluido, mediante

bombeo, que extrae el calor subterráneo y lo irradia al exterior. Es el más extendido, debido a que es más accesible y requiere menos perforación en el de no tener un reservorio accesible.

De media temperatura (120-200°C), se emplea para producción eléctrica, requiere bombeo como en el caso anterior, para hacer circular el agua, que mediante un intercambiador se calienta un fluido orgánico el cual se turbinan para conseguir energía eléctrica. También denominados Plantas Binarias.

De alta temperatura (mayor de 200°C), se encuentran en zonas de fallas, zonas volcánicas jóvenes y puntos calientes, generalmente no requieren bombeo, ya que se aprovecha directamente el vapor el cual se turbinan. Por lo general estas plantas generan una potencia eléctrica entre 2-10 MW, sin embargo, existen casos como el de la planta de Cerro Prieto en México que genera 750 MW con temperaturas de vapor que llegan a los 350°C.

Existen plantas que aprovechan aguas termales ya subyacentes, sin embargo es cada vez más frecuente el aprovechamiento por inyección de fluido en la roca caliente, reaprovechando los conocimientos técnicos empleados en la perforación para la obtención de gas y petróleo [23]. En España no se trata de una fuente de energía aprovechada, aunque potencialmente exista una capacidad potencial de 700 GW en su totalidad [24].

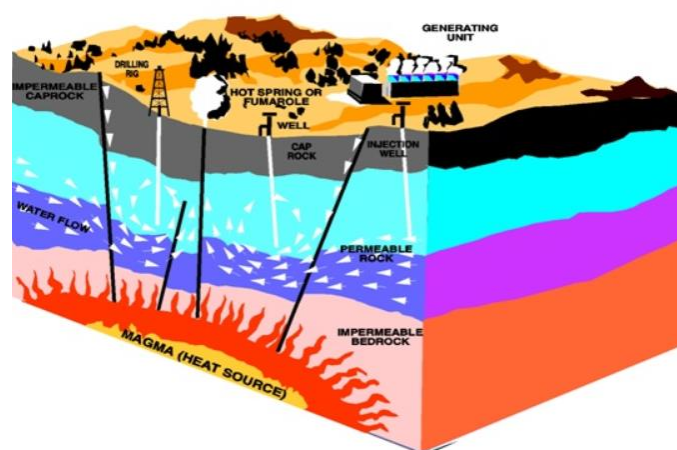


Figura 14. Esquema de funcionamiento de diferentes tipos de explotación de la energía geotérmica.

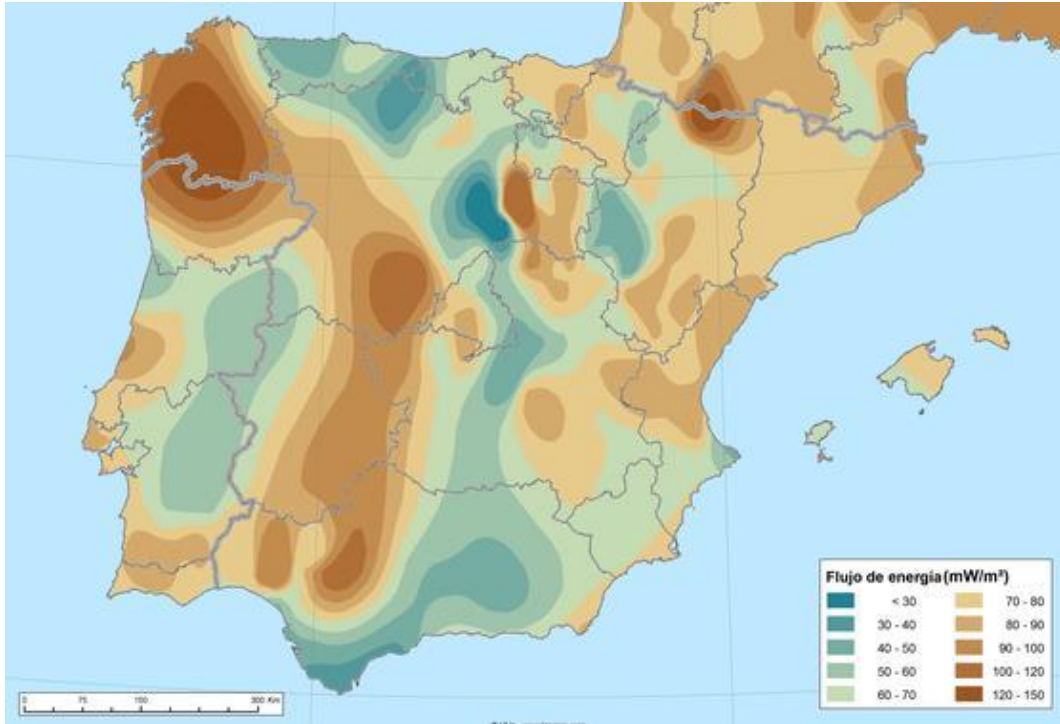


Figura 15. Mapa de flujo geotérmico en la península ibérica [24]

### Energía marina

Se obtiene con el movimiento oscilante de la superficie marina, que tiene como efecto, dependiendo del periodo se pueden diferenciar entre:

- Mareomotriz, debido a la acción gravitatoria principalmente de la rotación de la Luna alrededor de la Tierra, y en menor medida la rotación de esta última con respecto al Sol, lo que genera un movimiento periódico de grandes masas de agua el cual se puede obstaculizar o confinar para aprovechar ese movimiento en la conversión a energía eléctrica. Se estima que la energía disponible para las áreas más cercanas a la costa asciende a >300 TWh anuales.

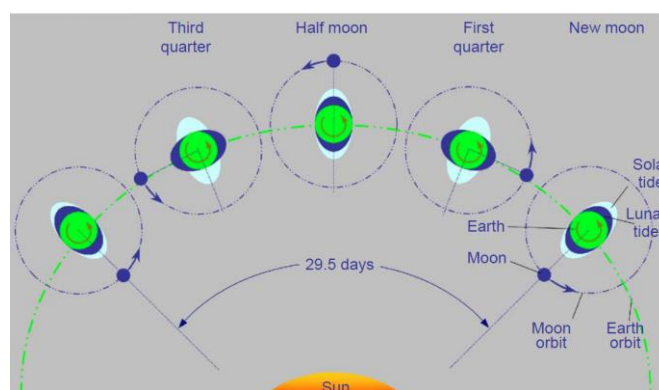


Figura 16. Diagrama de principio de funcionamiento de las mareas.



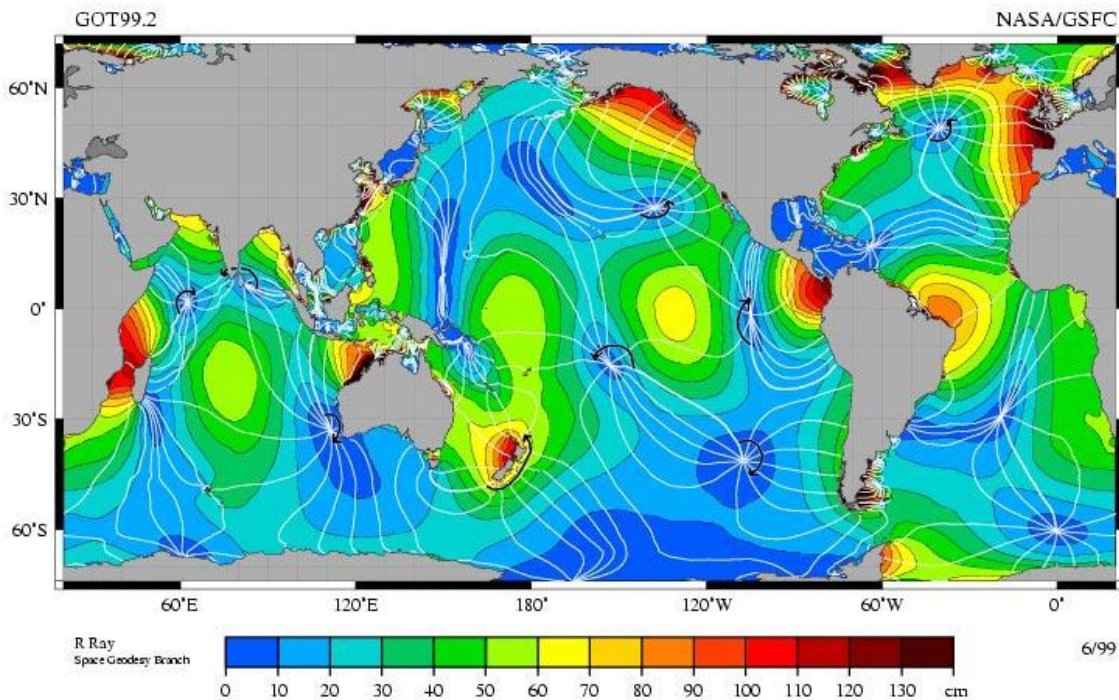


Figura 17. Mapa de distribución de las mareas [25]

- Undimotriz, se trata de aprovechar las oscilaciones en la superficie marina originadas principalmente por el viento y por perturbaciones cuyo periodo es muy inferior al de las mareas, mediante diversos métodos de extracción, convirtiéndola, principalmente en energía eléctrica. Se trata de una energía poco aprovechada y con gran potencial, debido a que se encuentra prácticamente en la mayor parte de la superficie del planeta. Se trata de una tecnología en auge, aunque aún está en desarrollo, existen varios proyectos a futuro para el aprovechamiento de esta energía, ya que por disponibilidad y densidad se trata de una potencial fuente inagotable de energía, limitada solamente por la técnica disponible. En la figura siguiente se presenta un mapa de densidad de esta energía en el mundo. El País Vasco se sitúa en una zona de con potencial medio-alto, lo que se traduce en 44kW/m disponibles [26]

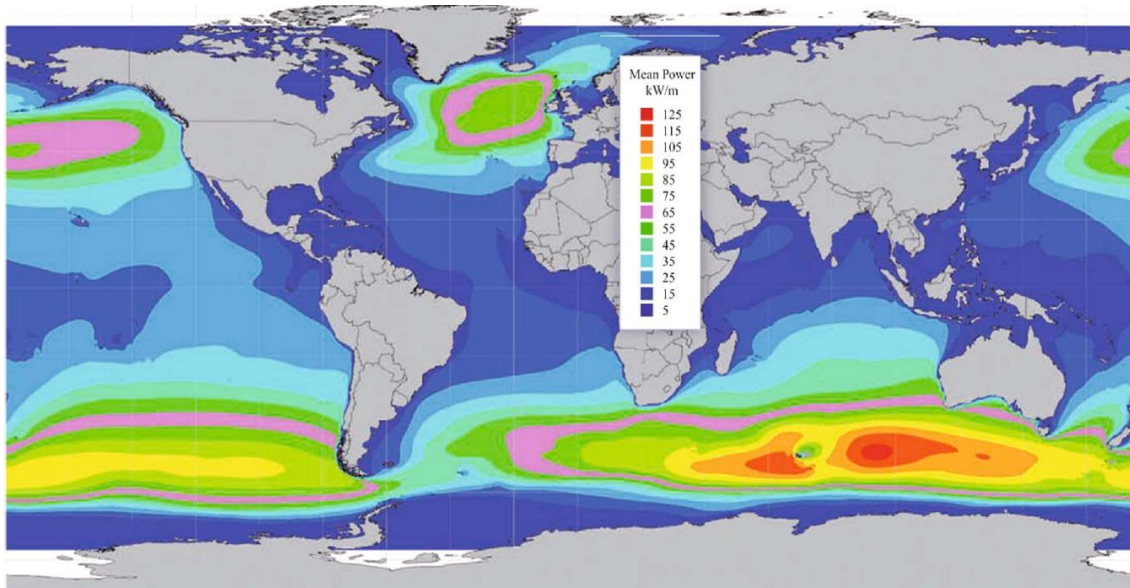


Figura 18. Mapa global de la distribución de energía de las olas por metro [27].

#### 1.4.1. Métodos de extracción de la energía undimotriz.

Existen diversos métodos de extracción de la energía undimotriz. Principalmente se pueden clasificar según la zona de emplazamiento, según el principio de funcionamiento y según la orientación.

**Según el emplazamiento, pueden clasificarse en:**

**Onshore:** Son estructuras localizadas en el litoral o a escasos metros de él. Bien aprovechando estructuras naturales preexistentes o bien creándolas, por ejemplo mediante la construcción de rompeolas, diques, puentes, etc. Las instalaciones en estas zonas están fijadas a algún elemento del litoral (figura 19 A).

**Nearshore:** es la zona comprendida entre el litoral y mar adentro. Es una delimitación aproximada que viene determinada por ausencia de los efectos de las corrientes debidas a los rompientes de la costa y que viene determinada por la profundidad aproximada, pudiendo ser de una media de 20 m. Las instalaciones en este tipo de zona pueden ser sumergidas o flotantes (figura 19 B y C).

**Offshore:** se trata de una zona extensa que tiene su origen a una profundidad aproximada de 40 m con respecto del lecho marino y se extiende mar adentro. Las instalaciones en este tipo de zona son principalmente flotantes (figura 19 D).

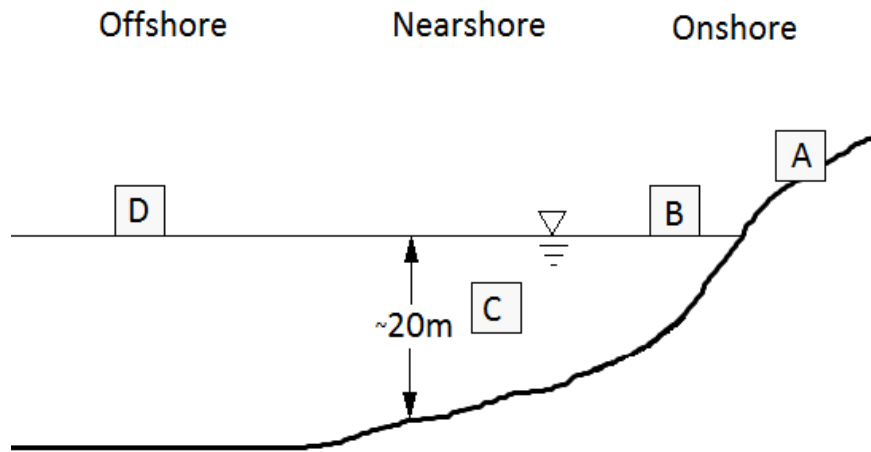


Figura 19. Zonificación de una instalación undimotriz A: en litoral, B: flotante en aguas someras, C: sumergido en aguas someras, D: flotante, mar adentro.

Según el principio de funcionamiento tenemos:

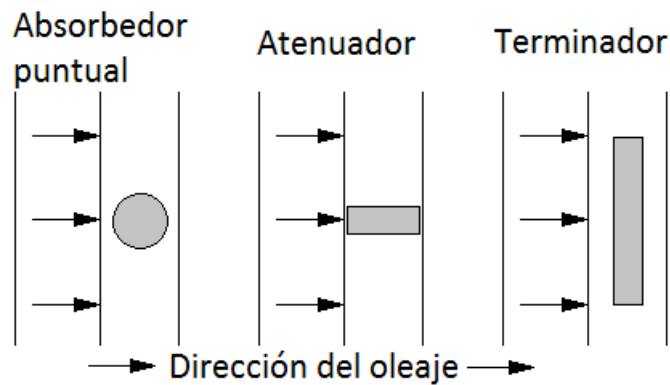


Figura 20. Clasificación según la orientación, vista desde planta.

**Absorbedor puntual:** se trata de una estructura flotante o sumergida que aprovecha la variación de presión o altura de la superficie del agua para accionar ciertos actuadores, generalmente lineales. Tienen un movimiento alterno vertical. Se componen principalmente de una parte fija, anclada en el fondo, y otra móvil sumergida o en la superficie, mayormente una boya flotante. El principio de conversión se realiza mediante el movimiento relativo entre ambos lo cual permite accionar un mecanismo eléctrico o hidráulico (el cual puede ser de bombeo para su almacenamiento en un depósito y posterior conversión). Su principal ventaja es



la independencia de la dirección del oleaje, el diseño simple y economía en la fabricación, instalación y mantenimiento de estas estructuras.

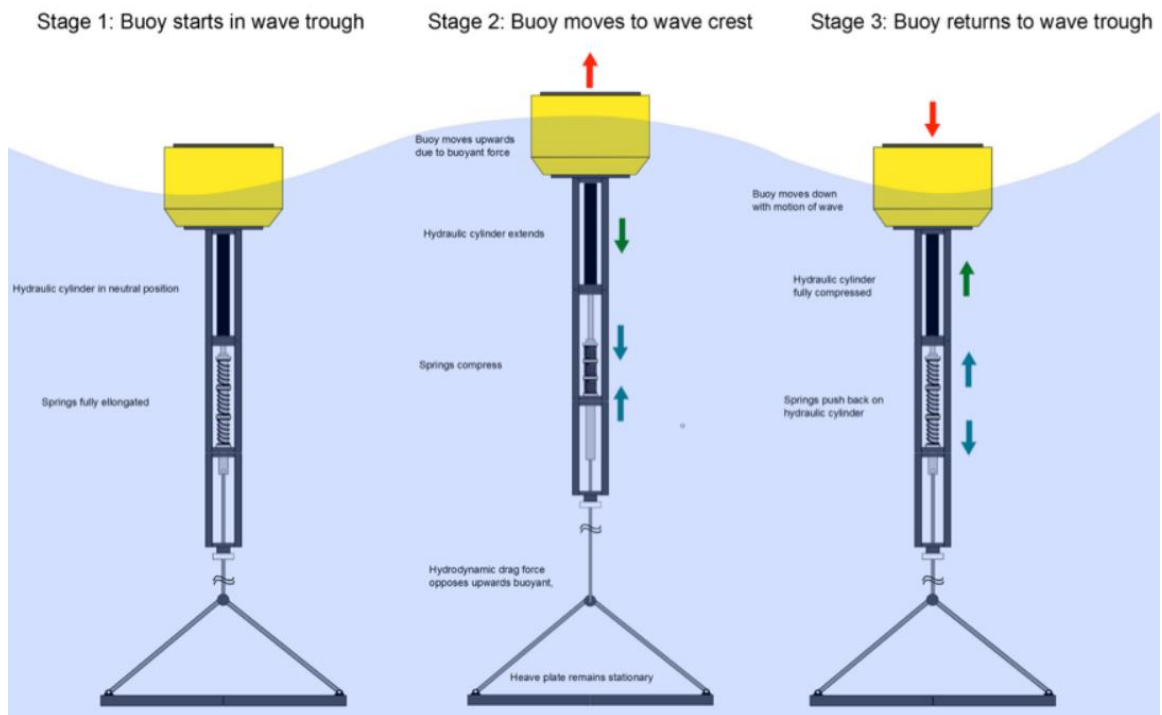


Figura 21. Esquema de funcionamiento de un oscilador lineal [28].



Figura 22. Otro tipo de Absorbedor puntual con fijación externa que aprovecha el movimiento del mar. Fuente: Eco Wave Power.

**Atenuador:** Se trata de una estructura generalmente flotante que se coloca en paralelo a la dirección del oleaje que aprovecha no solo el vaivén vertical sino también la traslación lateral (ronza o abatimiento), este tipo de convertidores suelen tener uniones entre varios elementos, que, al moverse relativamente entre sí accionan actuadores hidráulicos que bombean fluido haciéndolo pasar por un generador hidráulico que convierte la energía en electricidad.

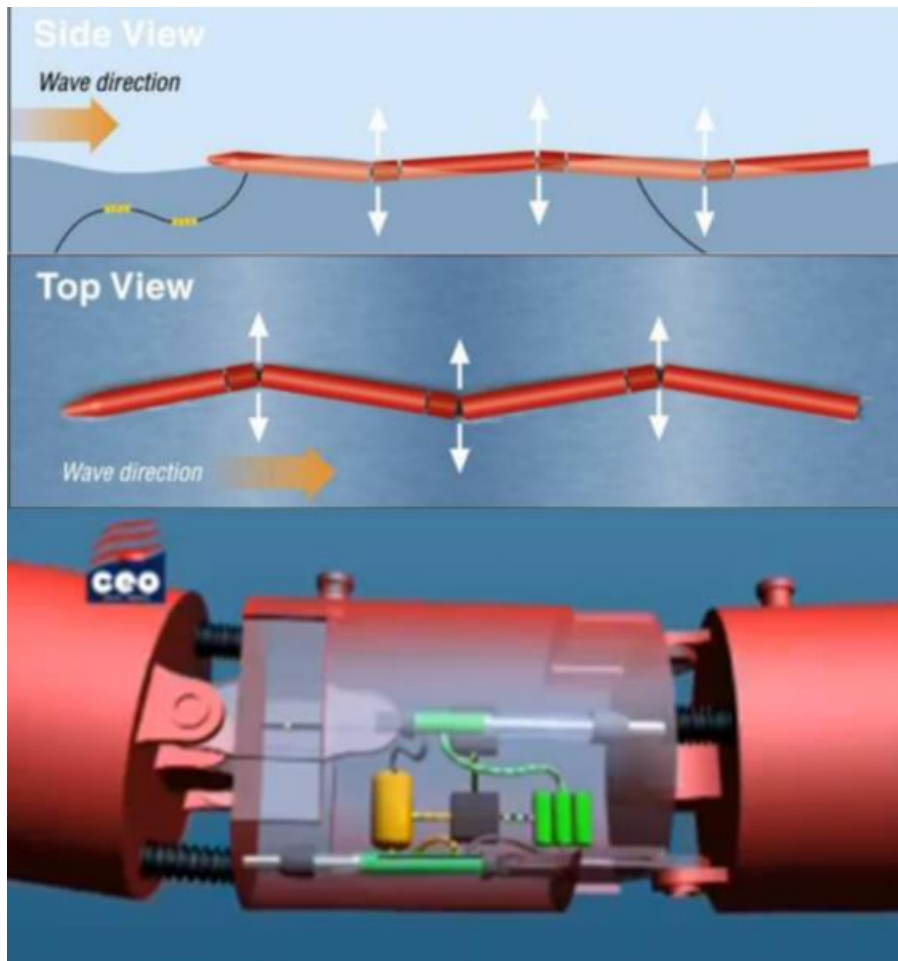


Figura 23. Esquema de funcionamiento de una planta operativa, "Pelamis" [29].

**Terminador:** constituyen dispositivos o instalaciones que tienen el eje principal paralelo al frente de ola, es decir perpendicular a la dirección de propagación de la ola. Esta clasificación hace alusión a que su funcionamiento se basa en terminar la ola, absorbiendo parte de la energía. En esta categoría se engloba a los osciladores articulados fijos, a los dispositivos de rebose y los de columna de agua oscilante. Osciladores articulados fijos o de impacto, se componen de aparatos articulados cuyo eje pivotante está posicionado perpendicularmente a la dirección de la ola,

que aprovechan el movimiento de las olas que se traduce en un movimiento pendular de avance y retroceso que transforma la energía mediante actuadores lineales.



Figura 24. Ejemplo de central undimotriz de tipo oscilador articulado, cuya orientación lo clasifica de tipo terminador. Fuente: AW-Energy Oy.

**Dispositivos de rebose**, se trata de instalaciones que aprovechan la altura de la ola para introducir agua en un depósito por encima del nivel del mar, que posteriormente es evacuado haciéndolo pasar por un generador rotatorio unidireccional, similar al de una central hidroeléctrica de baja altura. Este tipo de instalaciones tienen una alta eficiencia de conversión comparado con otro tipo de convertidores. El más conocido es la instalación Wave Dragon (esquema de la figura 25).

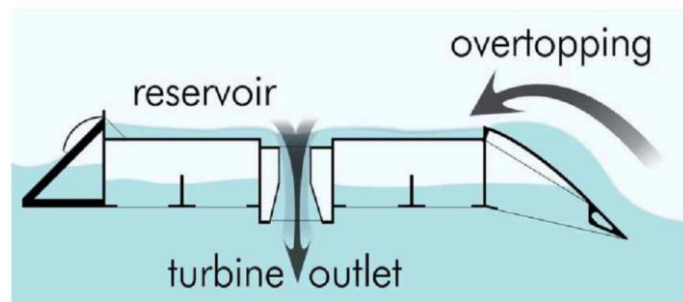


Figura 25. Esquema de funcionamiento de una planta de rebose tipo.

**Dispositivos de Columna de Agua Oscilante o "Oscillating Water Column" (OWC).** Se tratan de dispositivos o instalaciones que poseen una abertura en su parte inferior que permiten el flujo de entrada y salida del agua motivada por el oleaje, confinándola en una cavidad o cámara de captura que sobresale por encima de la altura media de las olas, permitiendo que en su interior una parte de su volumen sea ocupado por el aire. La altura de la superficie libre del agua en el interior de esta cavidad es influenciada por la inercia y variación de la presión del oleaje en el exterior, consiguiendo así comprimir y expandir el aire del interior de la cavidad haciéndolo pasar por una turbina y así producir energía.

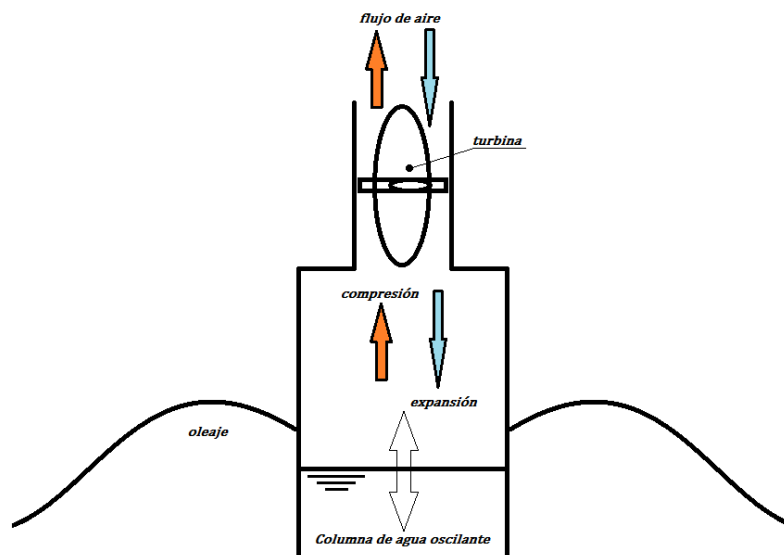


Figura 26. Esquema de funcionamiento general de una OWC.

#### 1.4.2. Tipos de instalaciones OWC

Según el emplazamiento de las instalaciones, se pueden diferenciar en:

##### **Offshore flotantes.**

Se trata de instalaciones que se emplazan mar adentro, generalmente se componen de una boya con una abertura en su parte inferior, fijada mediante amarres en el fondo. Consta de una parte que sobresale del agua (sea una plataforma o boya flotante), dentro del cual se aloja una cámara de aire que es

comprimida y expandida en función de la altura de la superficie libre del agua en el interior de esta cámara y turbinada por un conducto en la parte superior de la cámara que comunica con el aire exterior. Se trata de una tecnología emergente y existen varias instalaciones piloto en el mundo para el desarrollo de futuras aplicaciones de explotación de dispositivos OWC en este entorno. Es un método de explotación con un gran potencial energético, ya que aprovecha las olas de mayor energía, al no ser atenuadas al interactuar con la costa, pero tiene como principal defecto un elevado coste del mantenimiento y la posible interferencia con el entorno marítimo en el caso de llevar a cabo una instalación a mayor escala. Estos aspectos son los puntos principales de desarrollo junto con la investigación en nuevos convertidores a emplear en este tipo de instalaciones.

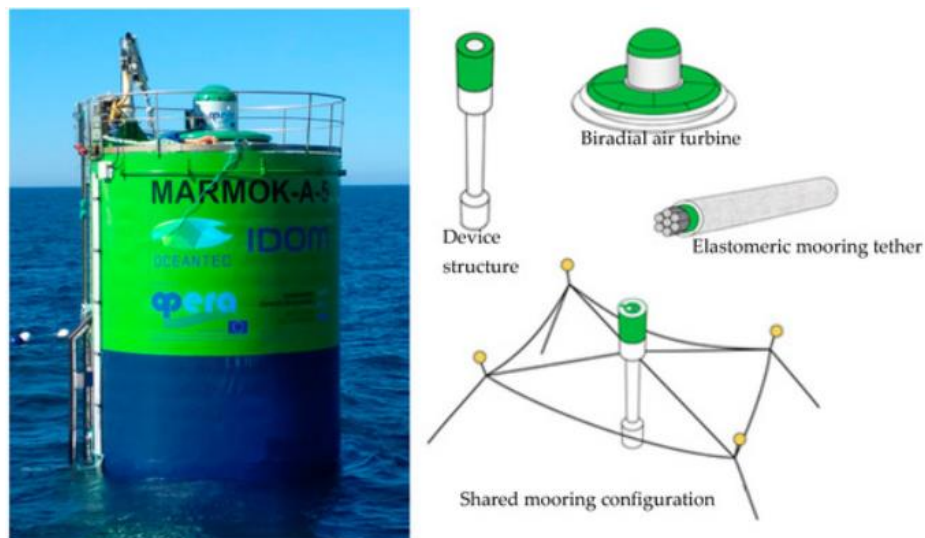


Figura 27. A la izquierda, foto de la instalación, a la derecha, partes de estudio y desarrollo de este proyecto [30].

Un ejemplo de este tipo de instalaciones es MARMOK-A-5, que se trata de una boya que está emplazada en la zona de pruebas marítimas de BIMEP, en la costa de Bizkaia. Se trata del primer generador marítimo conectado a la red en España y uno de los primeros del mundo. Desarrollado por la compañía vasca Oceantec Energías Marinas dentro del proyecto europeo OPERA (Open sea Operating Experience to Reduce Wave Energy Cost). Actualmente suministra energía a la red desde diciembre de 2016. Está localizada a 4km de la costa y a una profundidad de 90m mediante un amarre basado en anclas. La boya tiene un diámetro de 5m y una

longitud de 42m y sobresale 6m por encima del nivel del mar, está conectada eléctricamente mediante cables submarinos. Con una potencia nominal de 30kW, el principal objetivo es realizar un estudio de desarrollo de diseños de nueva generación de este tipo de instalaciones hacia un coste más reducido y una mayor potencia.

### **Onshore.**

Se trata de instalaciones que generalmente se construyen en conjunto con infraestructuras de retención de oleaje, como los rompeolas. Consta de una cámara de captura con una entrada en su parte inferior que comunica con el oleaje por el que se origina una columna de agua oscilante en su interior que comprime y expande el aire que posteriormente es turbinado por un conducto al exterior. Se trata de un tipo de instalación de menor rendimiento que una Offshore, bastante limitada por el tipo de oleaje que es capaz de aprovechar, sin embargo su coste de mantenimiento es inferior, sumando a que no interfiere en el entorno debido a que aprovecha instalaciones ya existentes o necesarias para otros fines.

Una instalación modelo, por ser la primera en conseguir generar electricidad y suministrarla mediante la red eléctrica, es la planta LIMPET de Islay, Reino Unido. LIMPET es el acrónimo de Land Installed Marine Power Energy Transmitter, fue desarrollado por Wavegen en cooperación con el Queen's University de Belfast. Construido en el 2000 con una potencia instalada de 500kW en la remota isla de Islay en el reino de Escocia. Sin embargo su capacidad fue posteriormente disminuida a 250kW.

Se trata de una instalación que ubicada en la línea litoral que consta de una rampa inclinada hacia al mar conteniendo en su interior una cámara de captura. Pese a que durante años ha suministrado electricidad a los habitantes de dicha isla la planta cesó sus operaciones en 2018.





Figura 28. Fotografía de la planta OWC LIMPET. Fuente: Peter Church / Wave energy power generator / CC BY-SA 2.0.

### 1.4.3. Central undimotriz de Mutriku

Terminada en julio de 2011 es una central de tipo onshore ubicada en Mutriku, Gipuzkoa, cuya construcción se ha hecho aprovechando la construcción de un dique. Su tecnología tuvo origen y asesoramiento de entidades como Wavegen, desarrolladores de la planta LIMPET. Por lo que puede suponerse como la sucesora y además ostenta el título de ser la primera planta comercial de este tipo en Europa y es todo un referente en este tipo de plantas.



Figura 29. Foto de la central undimotriz de Mutriku [31].

Esta planta aprovecha la infraestructura de un rompeolas ya proyectada en 2005 con la que se habilita la integración a principios del 2006 de la instalación undimotriz. Esta integración mantiene la orientación original del dique pero añade unos 1600 m<sup>2</sup> de superficie al diseño original. Mediante una estructura que sobresale unos 40 metros hacia el mar a lo largo de unos 100 metros de dique de 200m de extradós.

La planta undimotriz de Mutriku consta de 16 cámaras con una altura interior de 3.2m y, en cada una, su abertura superior está conectada a un turbogenerador de 18.5kW de capacidad, dando un total de 296kW en conjunto. Con una entrega anual combinada de 600MWh lo que supone evitar la emisión de unas 600 toneladas de CO<sub>2</sub> anuales [31].



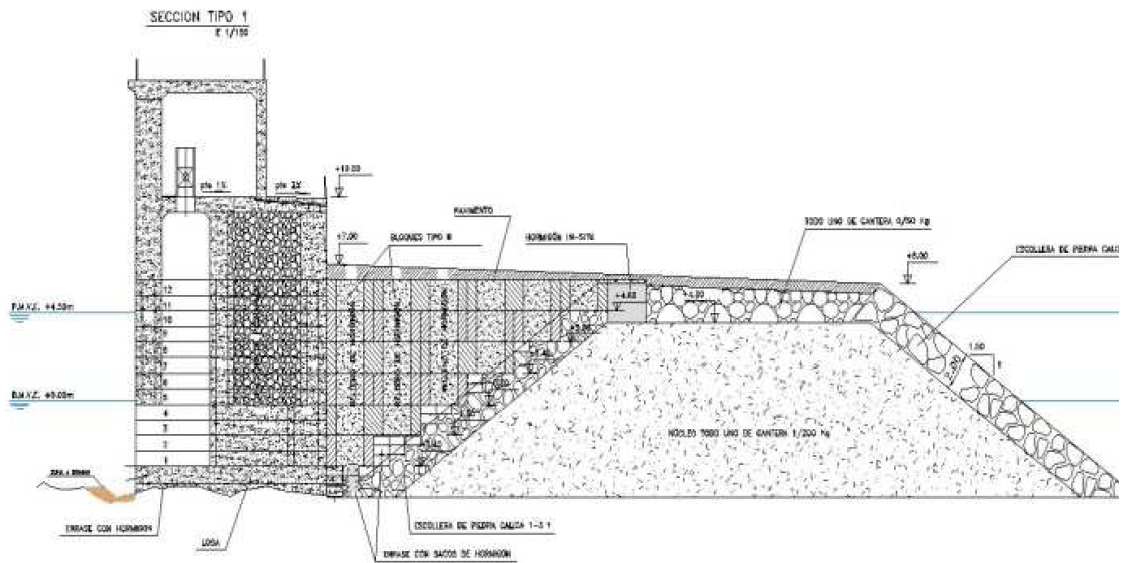


Figura 30. Detalle de la sección de la planta [31].

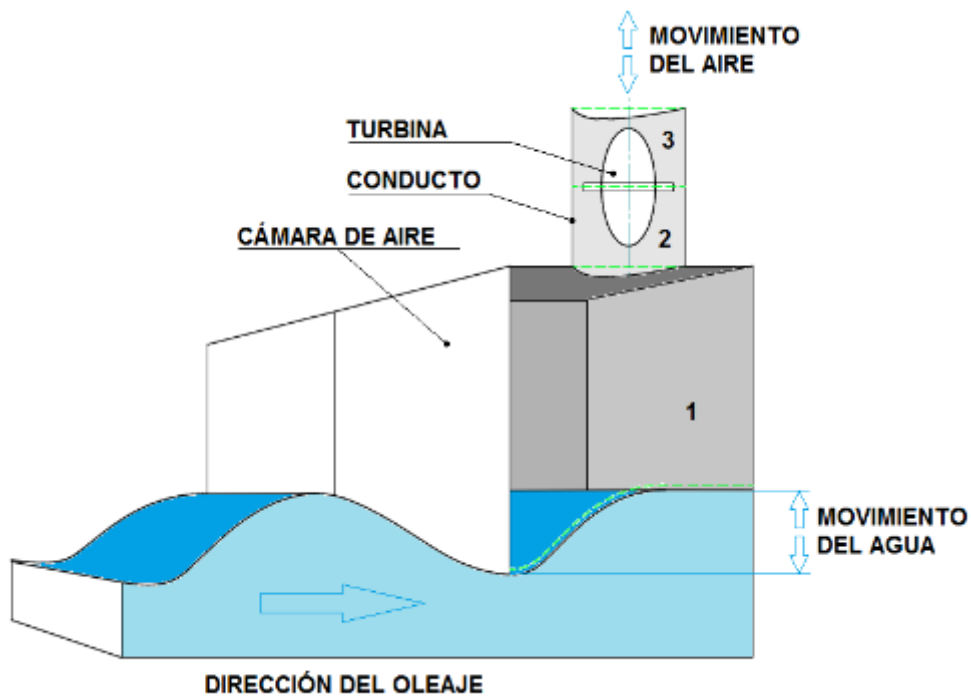


Figura 31. Esquema de funcionamiento de la central de Mutriku.

Se han empleado Turbinas Wells de rotor con ángulo fijo, debido a su sencillez y robustez, y a que se trata de una turbina auto-rectificada que gira en el mismo sentido independientemente del sentido del flujo en el conducto. Cada módulo de turbina consta de dos rotores de 5 palas cada uno, los cuales giran solidariamente

en el mismo sentido, separados por un generador intermedio. La turbina posee una inercia intrínseca por lo que la energía de salida es más uniforme.



Figura 32. Detalle de los rotores.

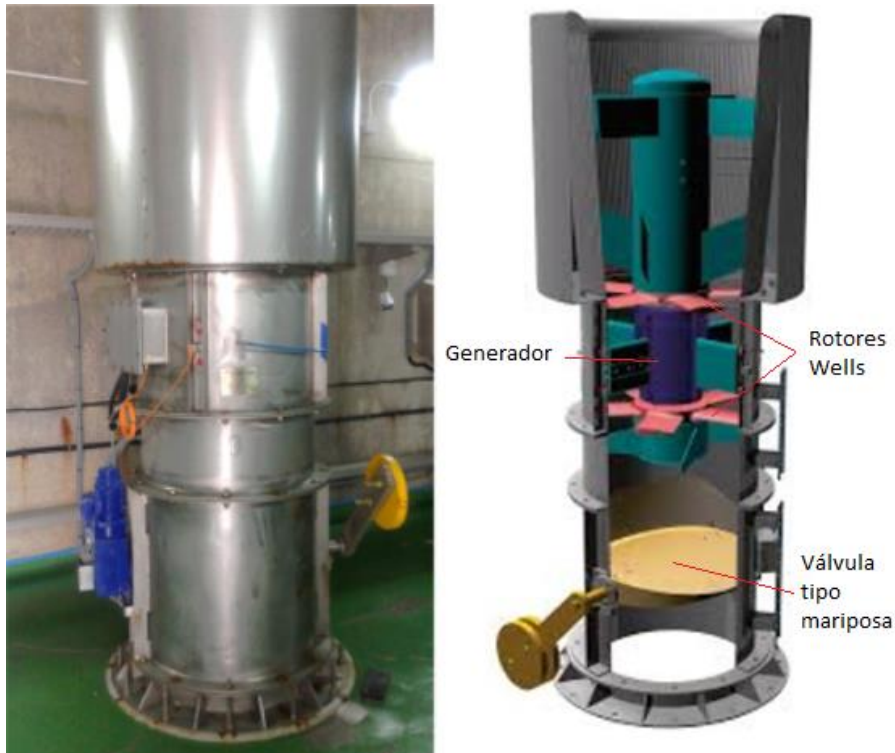


Figura 33. Vista general exterior y del interior de los turbogeneradores diseñados por Wavegen [32].

Los turbogeneradores están dispuestos en vertical con una válvula de tipo mariposa en la entrada al conducto desde la cámara para aislar ésta en caso de necesidad. Esta válvula está operada eléctricamente, cuyo diseño posibilita el

cierre por acción de la gravedad, en caso de que el accionamiento eléctrico falle por lo que la válvula se cerraría automáticamente.

Cada turbogenerador tiene inyectores de agua dulce que limpian regularmente los alabes de cualquier incrustación o acumulación de sal. A su vez, cada turbogenerador consta de atenuadores sonoros en su interior y a la salida.

Se tratan de turbinas de tamaño pequeño en comparación con la instalada en LIMPET. Mide 2.83m de alto con una anchura de 1.25m, con un peso aproximado de 1.2 toneladas y cuyo conducto tiene un diámetro de 0.75 m. La disposición eléctrica de estas turbinas agrupa 2 bloques de 8 turbinas en cada una con el fin de modular la capacidad de generación. Se lleva a cabo un control individual de cada turbina mediante sensores de presión en la cámara con los que se regula la velocidad de giro para optimizar la potencia generada.

## **1.5. Estudio de alternativas**

### **1.5.1. Tipos de convertidores OWC**

El mecanismo que convierte la energía percibida de las olas en energía eléctrica en una OWC se realiza mediante el uso de turbinas que accionan los generadores eléctricos. Las turbinas deben ser diseñadas de acuerdo con la potencia deseada para el tipo de convertidor. Un diagrama de la potencia extraída o Power take off (PTO) según diferentes aplicaciones de extracción de energía undimotriz se detalla en la figura 34.

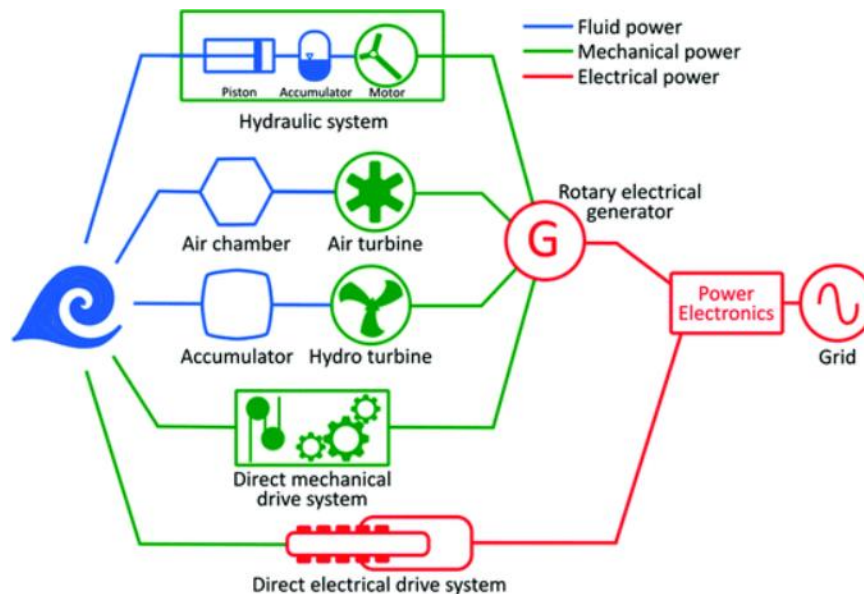


Figura 34. Diferentes métodos de conversión de la energía undimotriz [33].

Para el funcionamiento de cualquier convertidor se requiere un diseño bajo muchos factores, como la tipología y características del oleaje, las características de la generación eléctrica y su emplazamiento (onshore u offshore). El desempeño se mide mediante la eficiencia entre la energía disponible y la potencia generada. Estos son evaluados mediante el factor de carga, el cual es el cociente entre la potencia eléctrica generada y la energía undimotriz disponible en ese momento. Estos convertidores tienen una eficiencia variable con respecto al estado de las olas.

Hoy en día existen más de 1000 patentes de diferentes tipos de convertidores que se pueden emplear en instalaciones de columna de agua oscilante. Los conceptos más representativos son:

#### Por válvulas de rectificadas

Se trata de los primeros tipos de convertidores implementados en instalaciones de OWC, desarrollado por Yoshio Masuda, comercializados en Japón desde 1965, consta de varias válvulas de paso que rectifican el aire haciéndola pasar por un conducto donde se halla una turbina de impulsión unidireccional. Fue de las primeras en utilizarse en dispositivos flotantes, para el suministro de energía para boyas de navegación. Pese a la simplicidad del concepto, en aplicaciones reales, su fiabilidad es reducida debido a que el gran número de válvulas, al menos cuatro,

son elementos pasivos susceptibles al fallo. Hoy en día es una tecnología cada vez más en desuso.

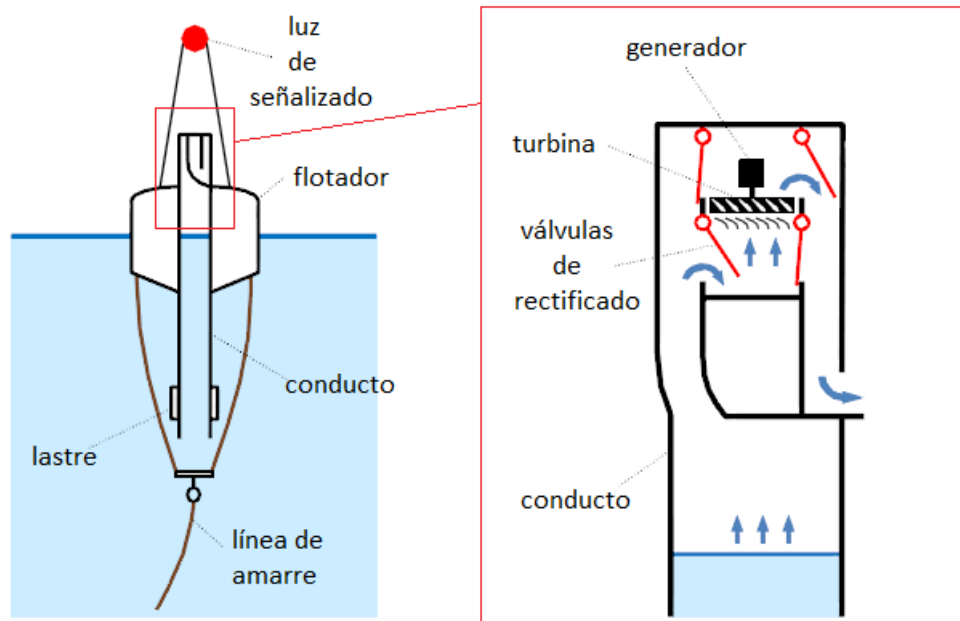


Figura 35. Convertidor de Yoshio mediante válvulas de rectificación [34].

### Impulsión o radial

Se trata de una turbina auto-rectificada inspirada en las turbinas de gas [35], el cual, mediante unos vanos a los lados del rotor, que a la entrada actúan como una tobera que aumenta la velocidad del fluido y a la salida actúan como un difusor. Los ángulos de entrada y salida de los vanos guías por lo general no son los mismos con respecto al plano del rotor, estos vanos en general, son reorientables para mejorar el ángulo de entrada del aire y se controlan independientemente para mejorar la eficiencia de la turbina [36]. La dirección de giro inducida es independiente del sentido del fluido, es decir, se trata de una turbina unidireccional, es decir el sentido de rotación es independiente del sentido del flujo.

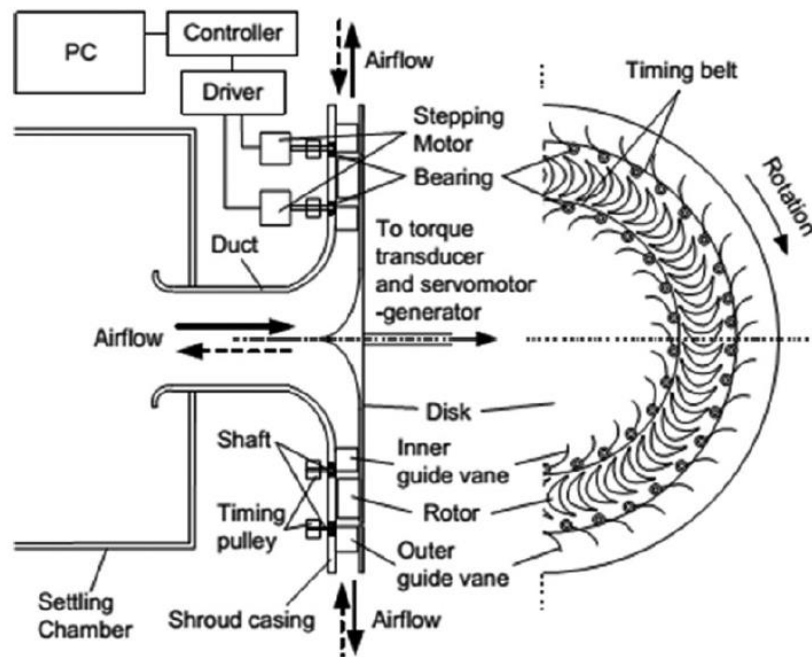


Figura 36. Esquema de funcionamiento de una Turbina radial de impulsión con vanos regulables [37].

### Turbina Birradial

Derivada de las turbinas radiales de impulsión, este tipo de turbinas se diferencia en la geometría de los álabes del rotor, ya que se compone de dos turbinas radiales unidas rígidamente por su extremo más estrecho, a su vez se compone de unos estatores móviles en el eje axial que permiten regular solo el aire a la entrada y así evitar obstaculizar su salida. La principal ventaja de esta turbina de impulsión es su rango de operación y su mayor eficiencia para un rango de operación (efecto combinado del módulo de la velocidad del aire incidente en la turbina y la velocidad de giro de la misma). Esta turbina aún está en proceso de desarrollo.



Figura 37. Turbina radial convencional.

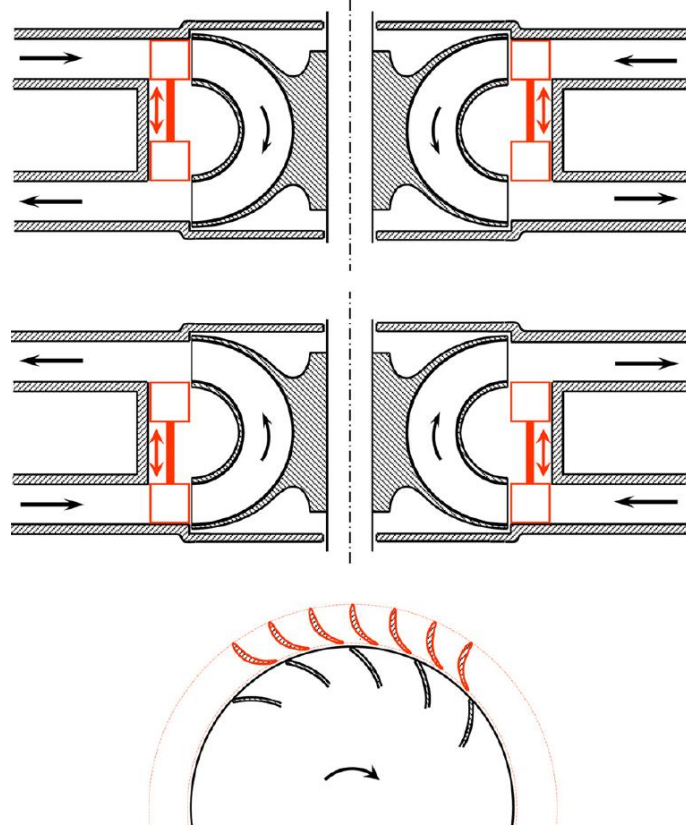


Figura 38. Esquema de funcionamiento de una turbina birradial [38].

### Turbinas Wells

La turbina Wells debe su nombre a su descubridor: el profesor Dr. Arthur Wells de Queen's University of Belfast en 1976. Wells propuso una turbina de aire de flujo axial auto rectificadora como dispositivo de aprovechamiento del flujo alterno del aire que se origina en una cámara de columna de agua oscilante (OWC), donde el aire se comprime y expande el aire haciéndola salir o entrar por el conducto de aire donde se aloja la turbina.



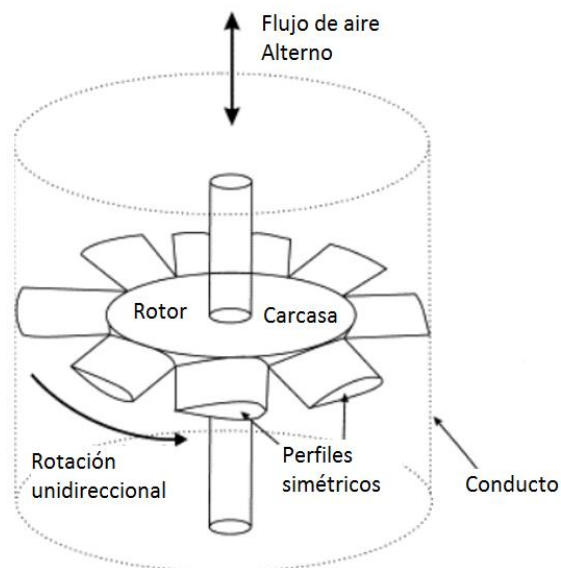


Figura 39. Esquema del diseño de una turbina Wells.

Se trata de una turbina unidireccional, es decir, su rotación se da siempre en el mismo sentido, independientemente del sentido del flujo bidireccional. El principio de funcionamiento es el siguiente: el fluido al incidir sobre los álabes genera una fuerza resultante llamada empuje  $L$  en el sentido perpendicular al fluido y de arrastre  $D$  en el sentido del fluido, los cuales pueden dividirse en sus componentes axial y tangencial. El componente tangencial  $F_T$  es la encargada de generar el par de giro de la turbina, el componente axial  $F_A$  es el que deben soportar las palas y en última instancia los elementos de restricción axial (rodamientos, tornillos, etc.). Al cambiar el sentido del flujo y al ser los álabes simétricos, el sentido de la  $F_T$  se mantiene, por lo tanto la turbina mantiene sentido de giro.

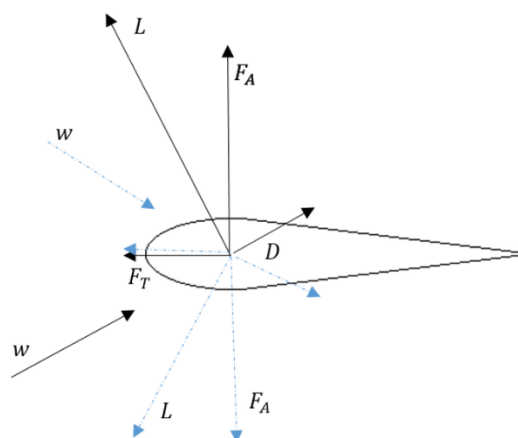


Figura 40. Esquema de fuerzas resultantes al cambio de dirección del flujo



En su diseño básico, estos álabes simétricos están dispuestos alrededor de un eje, el cual puede estar compuesto a su vez de un módulo generador integrado, aislado mediante una carcasa integrada en el eje. Este dispositivo se instala en un conducto por el que pasa aire de flujo oscilante. Este cambio de dirección depende directamente de la entrada y salida del agua de mar en la cámara de captura, movido por el oleaje, variando la presión del aire y moviendo a éste por el conducto donde se aloja la turbina. Debido a la sencillez de su diseño se trata de una solución más económica, debido a los costes de mantenimiento y de mayor robustez, con respecto a otras alternativas de aprovechamiento de la energía undimotriz.

### 1.5.2. Estado del Arte. Turbinas Wells

Existe una gran variedad de diseños de turbinas Wells, ya que pese a llevar casi medio siglo existiendo desde su invención, aún hoy sigue teniendo relevancia y es motivo de estudio tanto de manera académica como comercial. Teniendo en cuenta los aspectos más destacables del diseño de esta turbina se pueden clasificar en:

#### Número de rotores por turbina

Puede ser monoplano: Se trata de turbogeneradores que constan de un solo rotor. Este diseño se utiliza en condiciones de alta velocidad del fluido por el conducto, pero no se recomienda debido a que es susceptible de generar grandes pérdidas de energía cinética debido a turbulencias a la salida del fluido de la turbina.

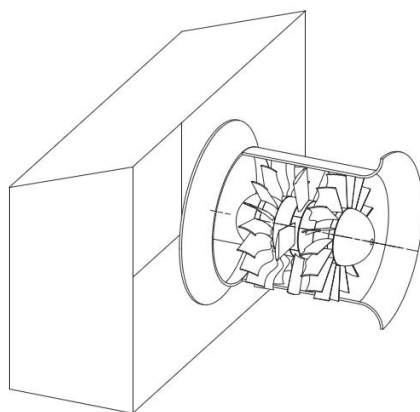


Figura 41. Ejemplo de configuración monoplano [39].

## Biplano

Son aquellas turbinas que constan de dos rotores, normalmente compartiendo el mismo generador, posicionado entre ambos. Pueden ser con giro solidario o contra-rotatorios, los primeros comparten el mismo generador y los segundos tienen un generador individual y se emplea para reducir las fuerzas axiales y de vibración, pero está cada vez más en desuso ya que se ha demostrado que el rendimiento es mucho menor que su contraparte y no aporta ninguna otra mejora substancial. El caso más habitual es el de biplano con giro solidario. Ya que permite una simplicidad en número de generadores y mayor aprovechamiento de la energía del flujo.

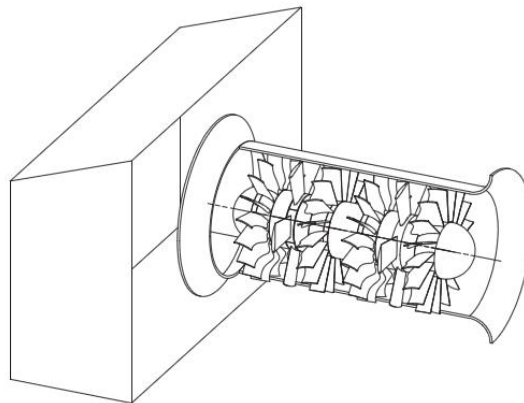


Figura 42. Ejemplo de configuración biplano [39].

## Número de álabes por rotor y diámetro de la carcasa o "hub"

Estos parámetros se miden mediante la solidez o "*solidity*" que no es más que el cociente entre el área ocupada por las palas entre el área total de la superficie, teniendo en cuenta la superficie perpendicular al eje de la turbina. Este parámetro es importante ya que es un factor de diseño que depende en gran medida del diámetro del conducto o turbina, ya que un número excesivo de álabes pueden interferir aerodinámicamente y existir una separación de la capa límite por lo tanto entrar en pérdida antes de tiempo. Por otro lado un número muy reducido puede desaprovechar la energía del flujo. Otro factor a tener en cuenta es el diámetro de la carcasa en donde se aloja el generador ya que a mayor diámetro de dicha carcasa, menor área de los álabes, menor potencia generada. Existen estudios que indican que la eficiencia disminuye a medida que este diámetro aumenta.

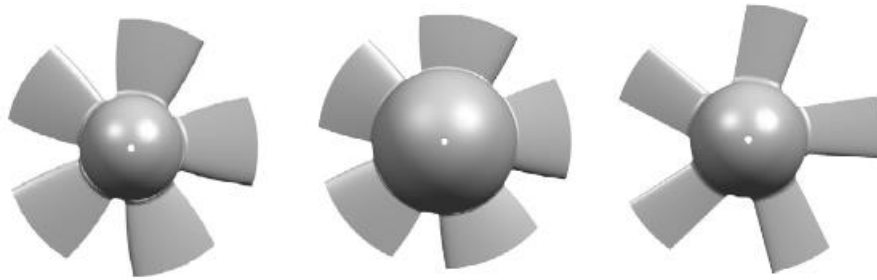


Figura 43. Diferentes configuraciones de solidez, variando el diámetro de la carcasa y variando la superficie abarcada por los álabes [39]

### Con ángulo de los alabes variable.

Se diferencian del resto porque contienen en su arquitectura mecanismos de regulación del ángulo de incidencia de los álabes del rotor. El principal objetivo es obtener un ángulo óptimo para cada estado del fluido, con lo que se incrementa el rango de operación porque se evita que el rotor entre en pérdida aerodinámica o "stall". Sin embargo, esta mejora incrementa en sobremanera los costes de fabricación y mantenimiento, al incluir más partes móviles al sistema y componentes de control.

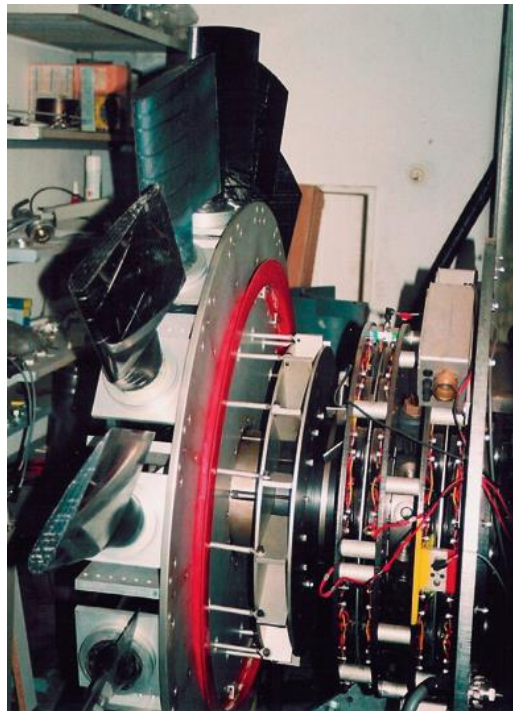


Figura 44. Ejemplo de una turbina de 400kW instalada en la planta de Pico, Islas Azores en Portugal. El ángulo de ataque de los álabes es regulado por la turbulencia. [40].

### Con difusores fijos o difusores móviles

Se trata de instalar vanos guía a la entrada y salida de cada rotor con la finalidad de forzar que el fluido tenga una dirección más o menos óptima para un rango de velocidades concreto. Esta característica aumenta el rendimiento en el rango mayor eficiencia de la turbina, pero no consigue mejorar el rango de operación, aunque los costes son inferiores y el mantenimiento es ligeramente superior, es una opción a valorar cuando las condiciones en las que la turbina funcione en su rango de mayor eficiencia.

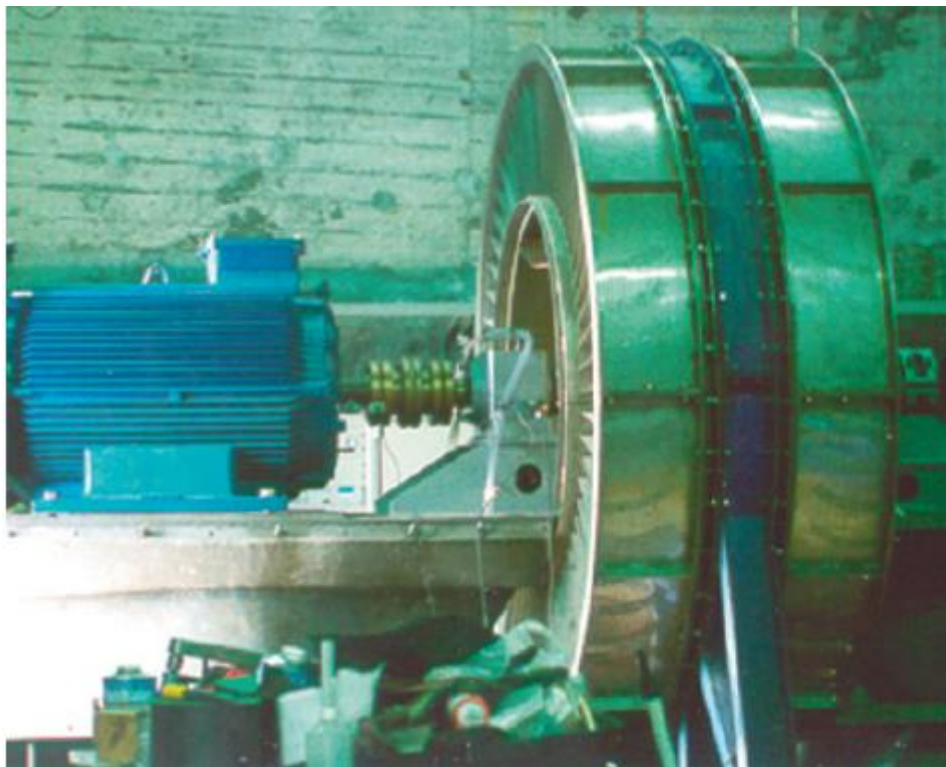


Figura 45. Ejemplo de una turbina monoplaneo con difusores fijos instalada en la planta de Pico [40].

El diseño de una turbina Wells obedece a varios parámetros, de los cuales aún hoy no se tiene un criterio de selección establecido, esto se debe a que aún se requieren más estudios y desarrollo en este ámbito, ya que los estudios se orientan más aspectos cualitativos que en cuantitativos de aplicación general, si bien existen gran variedad de estudios numéricos, estos se orientan en condiciones de funcionamiento, que a veces solo se remiten a una validación de ensayos para un diseño o una instalación en concreto o en aplicaciones concretas. Pese a todo esto se están logrando avances en el conocimiento de la interacción de la cámara de

captura para comprender más los fenómenos de resonancia e histéresis y los parámetros que intervienen, que son de aplicación más genérica e independiente del tipo de turbina seleccionada [41].

El aspecto negativo de las turbinas Wells, principalmente es su corto rango de operación, debido a que, para ángulos de incidencia altos (alta velocidad del fluido o baja velocidad de rotación) los alabes del rotor entran en pérdida aerodinámica, con lo que entra en un estado de inestabilidad que no genera par por lo que el rendimiento desciende drásticamente. Mediante el desarrollo de tecnologías como el control del ángulo de incidencia del rotor, mejoras en la geometría, innovaciones en la posición del rotor, control del flujo dentro del conducto de la turbina se pueden mejorar notablemente el funcionamiento. Este tipo de turbinas destaca por su robustez, pese a ser menos eficiente que sus competidores: turbinas de impulsión o birradial, tienen un mejor par de arranque por lo que puede operar en estados de menor energía del mar, en zonas onshore, y principalmente debido a un menor coste de fabricación y mantenimiento que sus competidores.

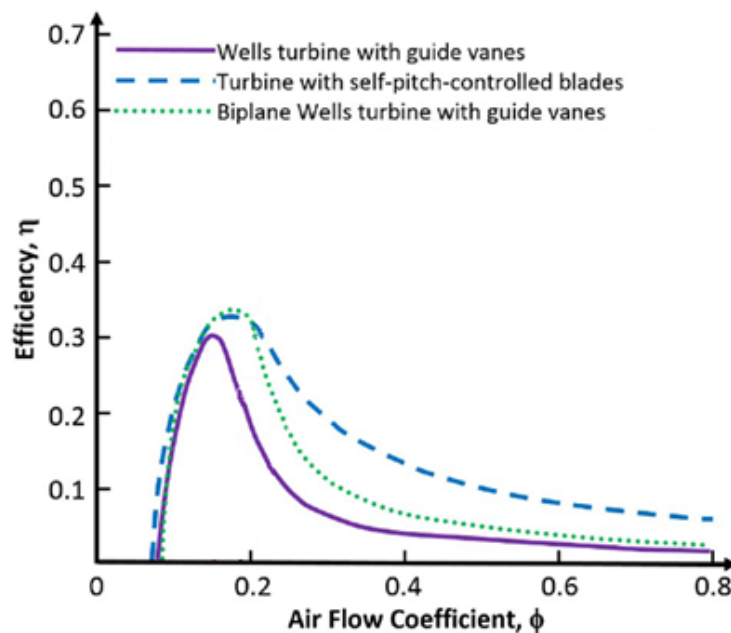


Figura 46. Gráfico comparativo de diferentes tipos de arquitecturas. Línea continua: turbina Wells monoplaneo con vanos guía. En guiones, turbina con álabes con ángulo regulable. En puntos, turbina biplano con vanos guía [42].

## 1.6. Fundamento teórico

### 1.6.1. Teoría de las olas.

Las olas son en esencia perturbaciones en la superficie del agua que se propagan por la misma definiendo un patrón oscilatorio que puede ser caracterizado. Estas perturbaciones tienen su origen en diferentes mecanismos de interacción, que en grado de mayor a menor importancia son el viento, las oscilaciones sísmicas, el gradiente de la presión atmosférica, la atracción gravitatoria entre la Tierra, la Luna y el Sol. Diferentes orígenes, afectan a la forma de la ola, esto se traduce en la altura y periodo de la ola. Estas perturbaciones tienden a ser amortiguadas principalmente por la gravedad, por la tensión superficial para olas pequeñas (capilares) o por la aceleración de coriolis para las mareas.

En su totalidad, las olas se pueden entender como la superposición de un gran número de perturbaciones, por lo que en su conjunto las olas pueden considerarse como la suma algebraica de muchas olas con forma de ondas sinusoidales en la superficie. Esta forma significativa de onda puede ser descrita como una onda lineal y puede describirse mediante teorías sencillas, como “la teoría lineal de las olas” [43], en el apartado siguiente.

Antes de enunciar ningún modelo es necesario clasificar las olas según su periodo, origen y agente recuperador.

Tabla 1. Clasificación de las olas marinas.

Clasificación	Período	Fuerzas de origen	Fuerzas de recuperación
Olas capilares	<0.1 s	Viento	Tensión superficial
Olas de ultragravedad	0.1-1 s	Viento	Tensión superficial y gravedad
Olas de gravedad	1-20 s	Viento	Gravedad
Olas de infragravedad	20s – 5 min	Viento y gradiente de presión atmosférica	Gravedad
Olas de largo período	5min – 12 h	Gradiente de presión atmosférica y seísmos	Gravedad
Marea	12-24h	Atracción gravitacional	Gravedad y fuerza de Coriolis
Olas de transmarea	>24h	Tormentas y atracción gravitacional	Gravedad y fuerza de Coriolis

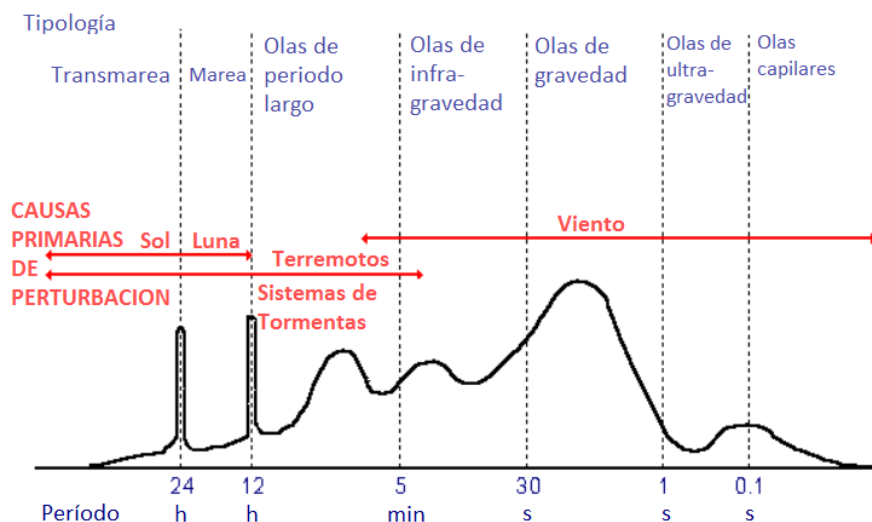


Figura 47. Espectro cualitativo de la energía de las olas. [44]

Para comprender mejor el desarrollo de las olas, se detallan las fases de aquellas generadas por el viento, ya que son las más abundantes y relevantes para este estudio.

Olas capilares: Son aquellas originadas al inicial de incidencia del viento, generando pequeñas perturbaciones de menos de 1.5 cm de longitud de onda y menos de 0.1 s de periodo. La dinámica de este tipo de olas está principalmente dominado por la tensión superficial. Las olas capilares se hacen más grandes a medida que se propagan bajo la influencia del viento. Cuando la longitud de la ola es mayor a aproximadamente 1,7 cm o un periodo superior a 0.33 s la gravedad pasa a jugar un papel más importante y la tensión superficial queda relegada a un papel secundario [45]. La ola característica que se categoriza como olas de ultra-gravedad.

Olas de gravedad: son aquellas que surgen tras la incidencia del viento a lo largo de una distancia denominada "fetch", pasan de la fase intermedia (olas de ultra-gravedad) de tener 1.7cm de longitud de onda a 1.5 m (periodo mayor a 1 s), en esta fase la tensión superficial es despreciable y la gravedad se mantiene como principal fuerza recuperadora. En general, el periodo de las olas de gravedad se extiende desde 1 s hasta un máximo de aproximadamente 25 s con unas longitudes de onda que van desde 1.5 a 900 m. A medida que la ola adquiera una mayor longitud, a partir de los 260 m aproximadamente (periodos mayores a 13 s), se considera mar tendida, o mar de fondo. Como las olas tienen una amplitud pequeña la disipación



es igualmente pequeña, donde la acción del lecho marino es despreciable; pudiendo una perturbación, teóricamente recorrer 20,000 kilómetros con la mitad de su energía disipada [46].

Debido a la interacción con el lecho del fondo marino, al aproximarse a la costa, las olas disminuyen su intensidad, aunque esto puede verse compensado por fenómenos naturales como la refracción o la reflexión, lo que puede provocar que aparezcan puntos donde esta energía se concentre también denominados puntos calientes o *"hot spots"*.

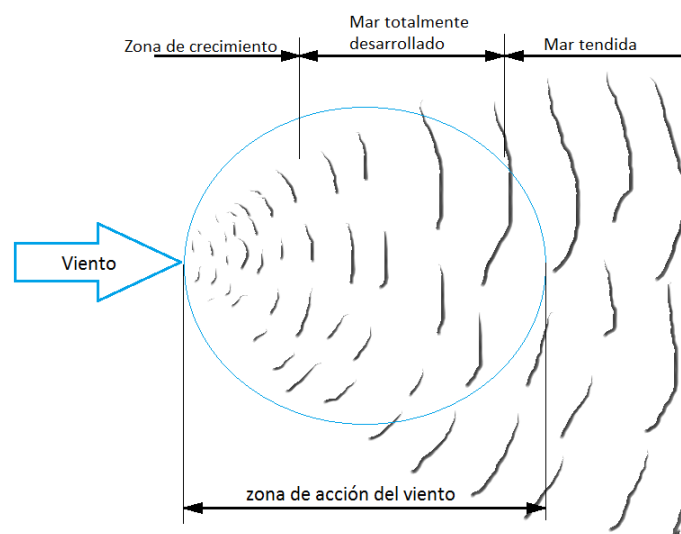


Figura 48. Representación esquemática de la progresión del oleaje generado por el viento.

### 1.6.2. Modelos de estudio del oleaje

El estudio analítico de las olas tiene como principal finalidad calcular la densidad energética por metro de frente de ola. En general, se considera que esta energía está en constante fluctuación entre energía cinética, representada por el movimiento circular de las partículas que componen el fluido, y energía potencial, representada por la variación de la altura con respecto al nivel medio del fluido. La descripción de este intercambio y sus efectos pueden tener dos clasificaciones, el modelo de olas regulares y el modelo de olas irregulares o reales.



### 1.6.3. Olas regulares

Se componen básicamente de considerar las olas como perturbaciones regulares con una morfología que se mantiene constante para un punto de estudio dado a lo largo del tiempo.

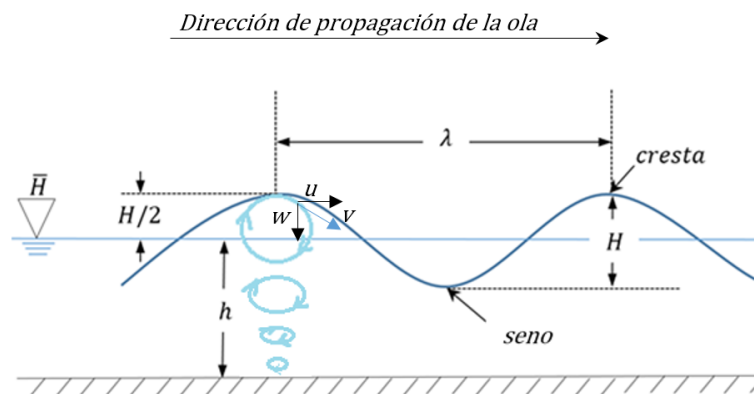


Figura 49. Ejemplo de modelo regular de oleaje, según teoría de Airy.

Estas consideraciones pueden suponer el empleo bien de modelos lineales o no lineales. Esto viene condicionado, en parte por la complejidad geométrica/cinética de la ola, que diferenciándose mediante la profundidad con respecto al fondo ( $h$ ), la altura de la ola ( $H$ ), longitud de onda ( $\lambda$ ) y el periodo ( $T$ ), se intenta aproximar mediante diferentes modelos matemáticos. Conociendo estos parámetros se puede aproximar el modelo mediante el siguiente diagrama:

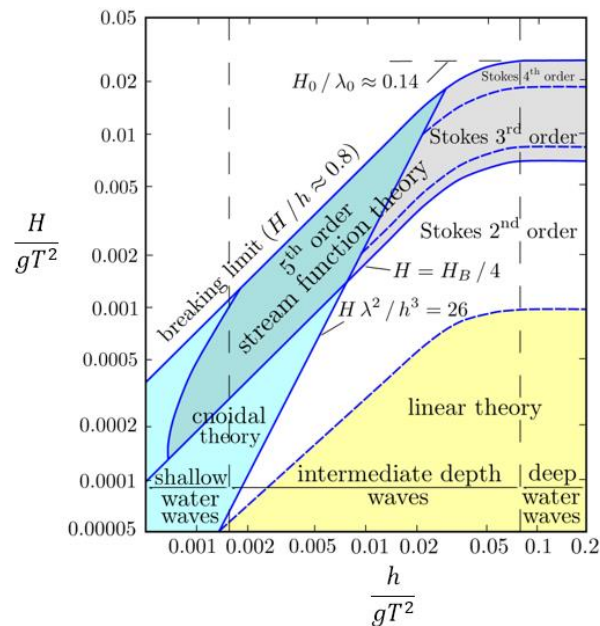


Figura 50. Validez de las diferentes teorías de olas periódicas, según Le Méhauté (1976) [47].

El modelo lineal viene representado por la teoría lineal de Airy o la teoría de primer orden de Stokes y tiene su aplicación en condiciones donde el objeto de estudio se encuentra mar adentro donde el efecto de la fricción con el fondo es despreciable, además que las olas presenten una altura muy inferior a la longitud de onda de las mismas. Esta teoría simplifica la ola como la propagación de una onda sinusoidal a lo largo del espacio y el tiempo (propagación bidimensional).

Cuando los efectos de la fricción del fondo marino ya no son despreciables, estas olas pierden su forma sinusoidal, en estos casos se emplea el modelo de Stokes de segundo orden.

Otros modelos para los casos ubicación cercana a la costa se suelen emplear los modelos de la teoría cnoidal o la teoría de la ola solitaria.

Una herramienta complementaria al diagrama de Le Méhauté, cuando se trata de un funcionamiento cerca de la costa o en aguas someras, es el número de Ursell, un parámetro adimensional que permite determinar si es correcto utilizar alguno de los modelos de Stokes o bien es necesario emplear otros modelos como la teoría cnoidal u otra teoría.

El número de Ursell se define como:

$$U_r = \frac{H\lambda^2}{h^3} \quad (1)$$

Si al introducir los valores de  $H$ ,  $h$  y  $\lambda$  da como resultado:

$U_r \geq 21.6 \rightarrow$  Se aplica otros modelos (cnoidal, de la ola solitaria, etc.)

$U_r < 21.6 \rightarrow$  Se aplica el modelo de Stokes que corresponda.

#### 1.6.4. Teoría lineal de las olas de Airy

La teoría de Airy ha derivado del uso de conceptos de un fluido bidimensional ideal lo que supone un buen punto de partida para la comprensión inicial de las olas generadas en el mar. Esta teoría está basada en una serie de hipótesis de simplificación, según se detalla a continuación:

La profundidad ( $h$ ) es constante. Por lo que en zonas cercanas a la costa, con una pendiente del lecho marino se pueden cometer un error de hasta el 20% en las estimaciones, aunque no deja de aplicarse si se toman las precauciones correspondientes.

Propagación bidimensional (2D). Se supone un eje ( $x$ ) como eje de propagación de la onda y otro eje vertical ( $y$ ) de variación de la altura. La variación respecto a un eje perpendicular a ambos ( $z$ ) debe ser nula ( $\frac{\partial}{\partial z} = 0$ ).

La forma de la ola permanece constante. Pese a que no se basa en la realidad, ya que las olas pierden su forma, y se forman rompientes al acercarse a la orilla. Aunque se supone una buena aproximación para los casos de aguas profundas.

Se supone el agua como fluido incompresible. Lo que resulta equivalente a decir que la densidad del fluido ( $\rho$ ) permanece constante. Es una simplificación necesaria para poder seguir aplicando la teoría del Potencial (derivada de las ecuaciones de Euler, Bernoulli o de Laplace).

El fluido es no viscoso. Se supone un fluido de viscosidad ( $\nu$ ) nula. No aplicable a la capa límite del fondo marino.

La tensión superficial es despreciable. Al tener en cuenta las olas de tipo gravitatorias las fuerzas generadas por la tensión superficial en la realidad son igualmente despreciables.

El peralte de la ola es muy pequeño: el peralte es la tangente entre la altura de la ola y la longitud de onda de la misma.  $s = \frac{H}{\lambda} \ll 1$

El fluido es no rotacional. Se supone la propagación de ondas monocromáticas y uniformes, con ausencia de turbulencia.

### 1.6.5. Solución de las ecuaciones según el modelo lineal de Airy

Mediante la aplicación de este modelo se llegan a tres casos cuyas ecuaciones están determinadas por el ratio de profundidad y longitud de onda. Estas clasificaciones afectan principalmente el valor de la velocidad de propagación de la ola o celeridad, definida genéricamente como:

$$c = \frac{\lambda}{T} \quad (2)$$

Por lo que se tiene:

Para aguas profundas: aquellas en las que apenas hay interacción con el fondo por lo que la celeridad no es afectada por la profundidad. Por este motivo la forma de la ola se mantiene cumpliendo el patrón de movimiento circular de las partículas del fluido, cuyo radio disminuye de manera exponencial con la profundidad. Las aguas profundas son todas aquellas que cumplen con la relación:

$$\frac{1}{2} > \frac{h}{\lambda} \quad (3)$$

Aguas de profundidad intermedia: aquellas en las que existe una interacción con el fondo por lo que la celeridad está determinada por la profundidad y las partículas muestran un movimiento de rotación elíptica con el eje mayor orientado paralelo a la dirección de propagación. Estos fenómenos se dan en aquellas aguas cuya relación de profundidad relativa cumplan:

$$\frac{1}{25} < \frac{h}{\lambda} \leq \frac{1}{2} \quad (4)$$

Aguas someras: La interacción con el fondo es aún más fuerte que en las aguas intermedias, las trayectorias de las partículas son aún más elípticas, dándose el caso que el modelo predice un escenario irreal de oscilación lineal en la dirección de la propagación, es un caso extremo que en la realidad resultaría en una rompiente. Las aguas se consideran someras si cumplen la relación:

$$\frac{1}{25} \leq \frac{h}{\lambda} \quad (5)$$

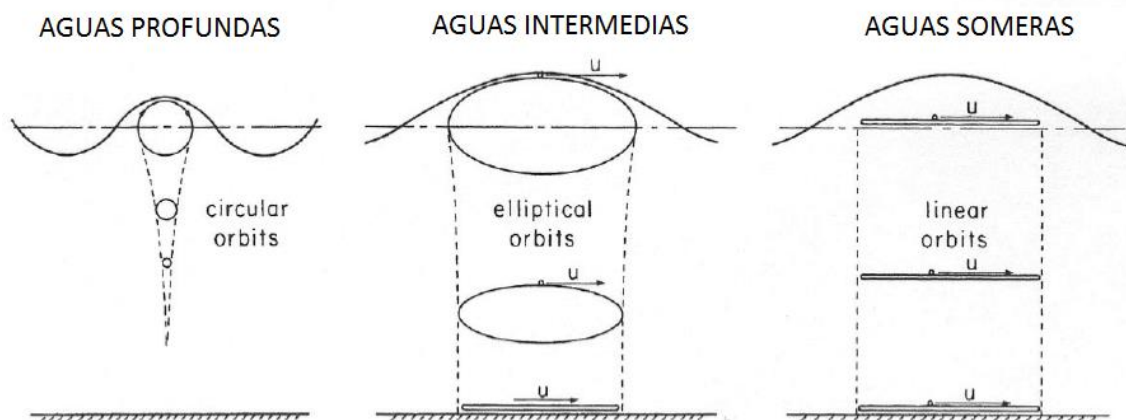


Figura 51. Esquema del movimiento de las partículas según la ubicación.

Es fundamental diferenciar entre la velocidad de grupo ( $c_g$ ) y celeridad de la ola ( $c$ ), ya que el primero es la velocidad a la que se mueve el tren de olas delimitada por una envolvente que contiene una combinación de diferentes olas, por lo que, en aguas profundas la celeridad de una ola es mayor que la velocidad de grupo, ya que esta última surge como resultante de las diferentes olas las cuales no están delimitadas al no interactuar con el fondo. Sin embargo, en aguas someras estas dos velocidades pueden suponerse iguales.

Tabla 2. Relación de los diferentes parámetros según la ubicación [

Profundidad relativa	Aguas poco profundas $\frac{1}{20} > \frac{h}{\lambda}$	Aguas intermedias $\frac{1}{20} < \frac{h}{\lambda} < \frac{1}{2}$	Aguas profundas $\frac{h}{\lambda} > \frac{1}{2}$
Perfil $\eta$	$\eta = \frac{H}{2} \cos \left[ \frac{2\pi x}{\lambda} - \frac{2\pi t}{T} \right]$	$\eta = \frac{H}{2} \cos \left[ \frac{2\pi x}{\lambda} - \frac{2\pi t}{T} \right]$	$\eta = \frac{H}{2} \cos \left[ \frac{2\pi x}{\lambda} - \frac{2\pi t}{T} \right]$
Celeridad C	$C = \sqrt{gh}$	$C = \frac{gT}{2\pi} \tanh \left[ \frac{2\pi h}{\lambda} \right]$	$C = C_0 = \frac{gT}{2\pi}$
Longitud onda $\lambda$	$\lambda = T\sqrt{gh}$	$\lambda = \frac{gT^2}{2\pi} \tanh \left[ \frac{2\pi h}{\lambda} \right]$	$\lambda = \lambda_0 = \frac{gT^2}{2\pi}$
Velocidad de grupo $C_g$	$C_g = C = \sqrt{gh}$	$C_g = \frac{C}{2} \left[ 1 + \frac{4\pi h/\lambda}{\sinh 4\pi h/\lambda} \right]$	$C_g = C/2 = \frac{gT}{4\pi}$
Velocidad de la particular de agua	$u = \frac{H}{2} \sqrt{\frac{g}{h}} \cos \theta$	$u = \frac{H}{2} \frac{gT}{\lambda} \frac{\cosh [2\pi(h+z)/\lambda]}{\cosh [2\pi h/\lambda]} \cos \theta$	$u = \frac{\pi H}{T} e^{(2\pi z/\lambda)} \cos \theta$
Horizontal, u			
Verical, w	$w = \frac{H\pi}{T} \left[ 1 + \frac{z}{h} \right] \sin \theta$	$w = \frac{H}{2} \frac{gT}{\lambda} \frac{\sinh [2\pi(h+z)/\lambda]}{\cosh [2\pi h/\lambda]} \sin \theta$	$w = \frac{\pi H}{T} e^{(2\pi z/\lambda)} \sin \theta$

La energía del oleaje por metro de frente de ola resulta ser la suma de la energía cinética ( $E_c$ ) y potencial ( $E_p$ ), por lo tanto:

$$E = E_c + E_p = \frac{\rho g H^2 \lambda b}{8} \quad (6)$$

### 1.6.6. Modelo matemático en la cámara OWC de Mutriku.

El modelo matemático elegido para describir el comportamiento del fluido y del aire se realizará aplicando la teoría lineal de las olas, para el caso de aguas someras y asumiendo el aire como un fluido incompresible [49]. Si se supone, además, unas olas de pequeña altura con respecto a la longitud de onda y a una distancia constante del fondo, lo que implica que la celeridad y la velocidad de grupo de la ola son iguales.

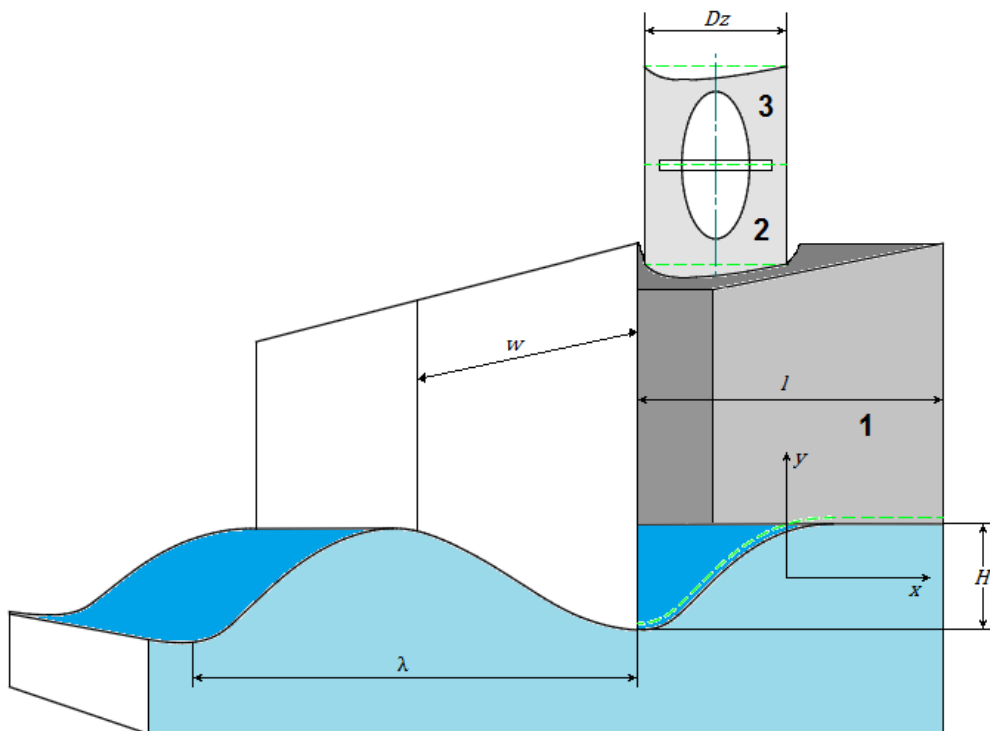


Figura 52. Esquema de parámetros de la planta de Mutriku.

Teniendo en cuenta las siguientes relaciones de frecuencia  $f$  y longitud de onda  $\lambda$ :

$$\omega = 2\pi f \quad (7)$$

$$c = \lambda f \quad (8)$$

$$k = \frac{2\pi}{\lambda} \quad (9)$$

Donde:

$\omega$  = es la velocidad del ciclo de la ola

$c$  = celeridad de la ola

$k$  = es el número de olas

La altura de la ola, aplicando la teoría lineal, se puede suponer como:

$$y(t) = \frac{H}{2} \cdot \sin(\omega \cdot t) \quad (10)$$

Donde:

$H$  = Es la variación de la altura de la ola para cada ciclo

La expresión anterior describe la trayectoria vertical de un punto, por lo que para ajustar mejor esta ecuación se necesitará también realizar una descripción de la ola a lo largo del espacio, teniendo en cuenta  $x$  como la coordenada física en la dirección de propagación se tiene la ecuación:

$$y(x, t) = \frac{H}{2} \cdot \sin(\omega t - kx) \quad (11)$$

Se supone esta ola confinada dentro de la cámara, por lo que se define primero el volumen de la cámara a lo largo del tiempo como:

$$V(t) = V_0 - V_C(t) \quad (12)$$

Donde:

$V_0$  = volumen inicial de la cámara correspondiente al nivel de agua medio.

$V_C$  = es la variación de volumen debido a la columna de agua oscilante.

Teniendo en cuenta que el agua dentro de la cámara conforma una superficie, se añade una dimensión  $w$ , el cual se corresponde con la anchura de la cámara.

El volumen variable se define como:

$$V_C(t) = w \iint y(x, t) dx \quad (13)$$

Sustituyendo en () y operando se obtiene:

$$V(t) = V_0 - w \int_{-\frac{l}{2}}^{\frac{l}{2}} y(x, t) dx = V_0 + \frac{wH}{2k} \left[ \cos\left(\frac{kl}{2} - \omega t\right) - \cos\left(\frac{kl}{2} + \omega t\right) \right] \quad (14)$$

Aplicando relaciones trigonométricas:

$$V(t) = V_0 + \frac{wH}{k} \cdot \sin \frac{kl}{2} \cdot \sin \omega t \quad (15)$$

Donde  $l$  se corresponde a la longitud de la cámara de aire. Mediante esta ecuación se obtiene la ecuación del caudal, sabiendo que:

$$\frac{dV(t)}{dt} = Q(t) = wHc \cdot \sin \frac{kl}{2} \cdot \cos \omega t \quad (16)$$

Finalmente se puede obtener la ecuación de la velocidad instantánea, teniendo en cuenta que se trata de un fluido incompresible y a la conservación de la masa, relación entre velocidad en el conducto de la turbina y el caudal:

$$v_2(t) = \frac{Q(t)}{A_2} = \frac{8Hwc}{\pi D_2^2} \cdot \sin \frac{\pi l}{2} \cdot \cos \frac{2\pi}{T} t \quad (17)$$

Debido a que en el caso de la central de Mutriku la altura del fondo marino  $h = 5.6 \text{ m} \ll \lambda$ , se puede suponer que el oleaje se corresponde al de aguas someras el valor de la celeridad se aproxima mediante la ecuación (Y).

$$c = \sqrt{gh} \quad (18)$$

### 1.6.7. Teoría del álabe

El estudio de los efectos de la interacción entre un fluido y un determinado perfil tienen como principal variable su geometría. Por ello desde principios de la aeronáutica se ha intentado formalizar su estudio, estableciendo modelos para el diseño y comprensión del funcionamiento de diferentes perfiles alares.

En este trabajo se analizarán fundamentalmente los perfiles simétricos tipo NACA y los Joukowski.

Un perfil alar consta de principalmente de las siguientes partes (figura x), un borde de ataque, un borde de salida, longitud cuerda, una línea de curvatura media, un espesor máximo, una posición del espesor máximo.



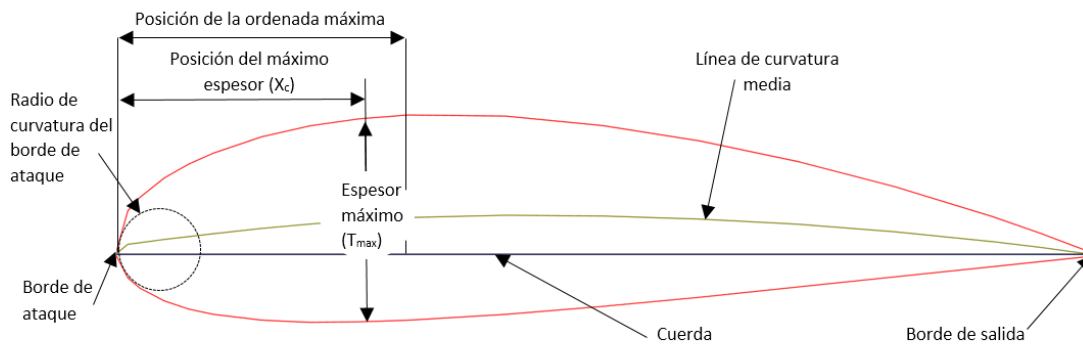


Figura 53. Diagrama de las diferentes partes de un perfil aerodinámico.

Todo perfil aerodinámico experimenta una fuerza de reacción al estar inmerso dentro de un fluido. Por convenio se toman como referencia las componentes de esta fuerza de reacción. Por un lado la componente perpendicular a la dirección del flujo, llamado sustentación o "*Lift*" de comúnmente indicada con la letra L. Por otro lado la componente paralela al flujo, llamada fuerza de arrastre o "*Drag*" y habitualmente identificada mediante la letra "D".

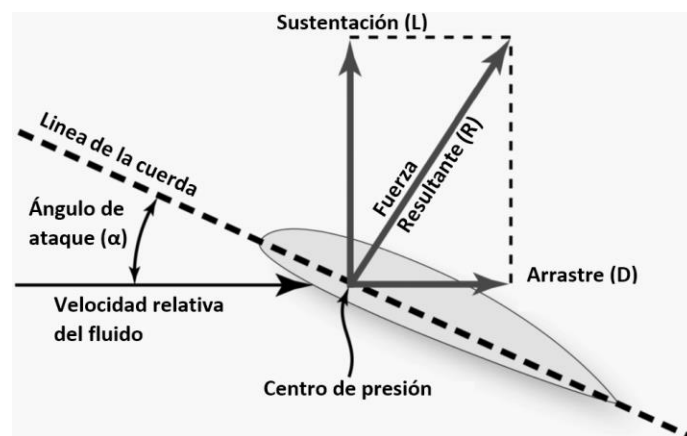


Figura 54. Diagrama de fuerzas sobre un álabe inmerso en un flujo.

Estas fuerzas son el resultado de la suma de la distribución de presión alrededor del perfil y la distribución las fuerzas tangenciales aplicadas sobre el mismo. La suma de todas estas dos distribuciones se concentran en un punto denominado centro de presión.

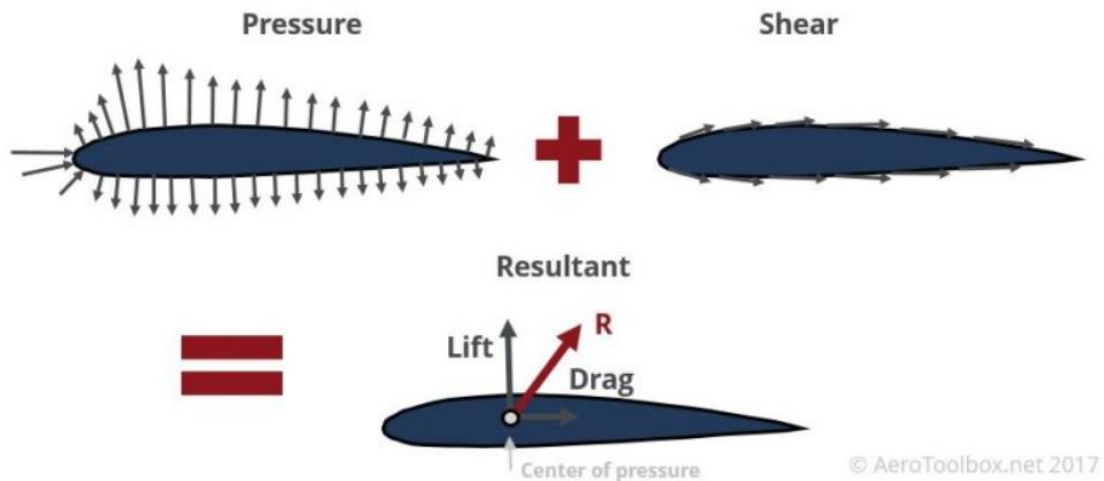


Figura 55. Distribución de cargas y resultante

Este centro de presión tiene una localización variable en función de las características de fluido. Es habitual tomar como punto de referencia  $0.25c$  y cualquier resultante se aplica sobre este punto.

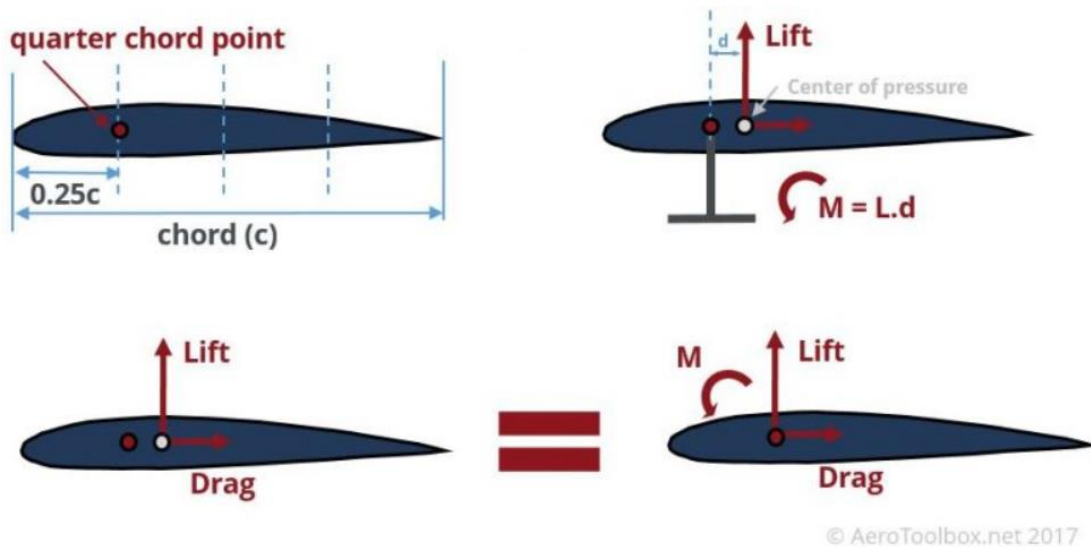


Figura 56. Equivalencia de diferentes resultantes.

A la hora de caracterizar cada perfil y posibilitar su comparación se emplean coeficientes adimensionales, ya que los valores de las fuerzas de sustentación o arrastre pueden variar de un medio a otro, por lo que los parámetros de los que depende son la velocidad del fluido libre, la densidad del medio, el área considerada, el ángulo de ataque del perfil, la compresibilidad del medio. Por lo tanto los coeficientes de las fuerzas y el momento quedarían:

$$C_L = \frac{L}{q_\infty S} \quad (19)$$

$$C_D = \frac{D}{q_\infty S} \quad (20)$$

$$C_M = \frac{M}{q_\infty S c} \quad (21)$$

Donde:

$L$  = Fuerza de sustentación

$D$  = Fuerza de arrastre

$M$  = Momento a  $0.25c$

$S$  = Área de referencia

$q_\infty$  = Presión dinámica ( $\frac{1}{2} \rho w_\infty^2 S$ )

Estos coeficientes no describen completamente los componentes de las fuerzas, por ello se incluyen otros dos parámetros de semejanza, el número de Reynolds y el número de Mach.

$$Re = \frac{\text{Fuerzas inerciales}}{\text{Fuerzas viscosas}} = \frac{\rho w l}{\mu} = \frac{w l}{\nu} \quad (22)$$

$$Ma = \frac{w_\infty}{a_\infty} \quad (23)$$

Donde:

$l$  = Longitud característica del objeto

$\mu$  = Viscosidad dinámica del fluido

$\nu$  = Viscosidad cinemática del fluido ( $\frac{\mu}{\rho}$ )

$Ma$  = número de Mach

$w_\infty$  = velocidad del fluido libre relativo al objeto

$a_\infty$  = velocidad del sonido del fluido libre

Estos dos últimos parámetros son importantes a la hora de estudiar el comportamiento de un dispositivo real mediante un prototipo o modelo a escala, siendo dinámicamente semejante al mantener estos parámetros similares al modelo real. Estos parámetros suelen representarse en función del ángulo de ataque.

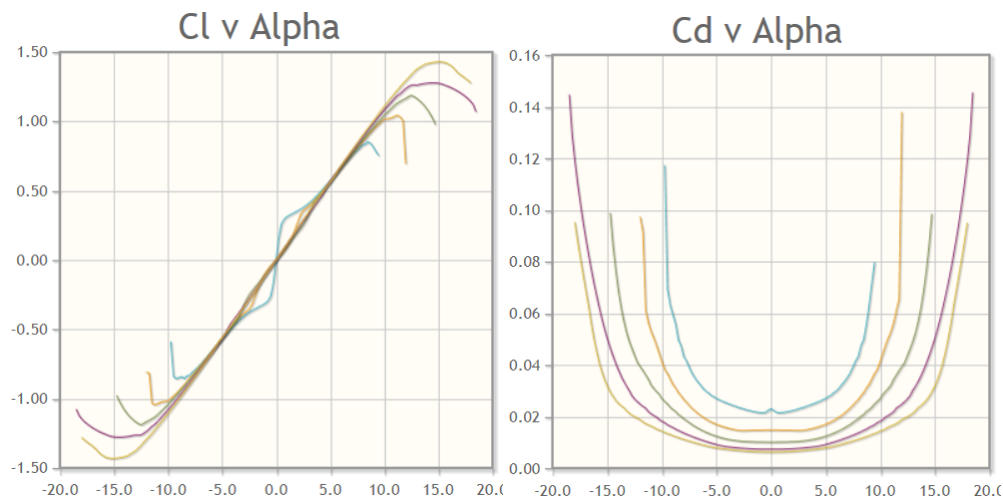


Figura 57. Representación de caracterización tipo de un perfil (Joukowski 12%), cada línea se dibuja para un número de Reynolds [50].

### 1.6.8. Geometría del perfil. Perfiles Joukowski

El diseño de todo perfil fundamenta su funcionamiento en la fuerza de sustentación y de arrastre, donde adquiere importancia la geometría de dicho perfil. Un procedimiento de obtención de esta geometría y sus características es mediante mapeo en concreto mediante la transformada de Zhukovsky o Joukowski, publicada por Nikolai Zhukovsky en 1910.

Esta transformada, permite mapear el flujo a través de un perfil cilíndrico recto de sección circular en una serie de diferentes perfiles con el fin de optimizar el flujo alrededor de estas geometrías y obtener determinados valores de sustentación. Este método se fundamenta en aproximar las características de presión y velocidad alrededor de este perfil en dos dimensiones extrapolándolas de la geometría circular original, para fluidos incompresibles y no viscosos.

Esta transformada forma parte de una familia de transformadas que obedecen a la siguiente estructura:

$$Z = f(z) = z + \frac{a_1}{z} + \frac{a_2}{z^2} + \frac{a_3}{z^3} + \dots \quad (24)$$

La transformada de Joukowski se define como:

$$Z = f(z) = z + \frac{b^2}{z} \quad (25)$$

Donde  $Z = X + iY$  es una variable compleja en el nuevo espacio y  $z = x + iy$  es una variable compleja en el espacio original. Por lo tanto, sustituyendo la ecuación.

$$\begin{aligned} Z = X + iY &= z + \frac{b^2}{z} = x + iy + \frac{b^2}{x + iy} = x + iy + \frac{b^2(x - iy)}{x^2 + y^2} \\ &= x + \frac{xb^2}{x^2 + y^2} + iy - \frac{iyb^2}{x^2 + y^2} \end{aligned} \quad (26)$$

Separando en componentes se obtiene:

$$\begin{aligned} X &= x\left(1 + \frac{b^2}{x^2 + y^2}\right) \\ Y &= y\left(1 - \frac{b^2}{x^2 + y^2}\right) \end{aligned} \quad (27)$$

Si derivamos  $Z$  respecto de  $z$ , se obtiene:

$$\frac{dZ}{dz} = \frac{df(z)}{dz} = 1 + \frac{b^2}{z} = 0 \rightarrow z = \pm b \quad (28)$$

Este resultado indica que los puntos en la recta real del plano original donde se cumpla que  $z = \pm b$ , la transformada no es conforme, es decir el ángulo original de la curva no se mantiene al pasar al plano  $Z$ . Como norma general figura 58a:

- En el plano original, esto se corresponde con la intersección de la curva correspondiente con el eje de abscisas de dicho plano.
- Debe haber al menos un punto de la curva en el plano  $z$  que pase por  $(\pm b, 0)$ .
- Se debe cumplir  $|z| > |b|$

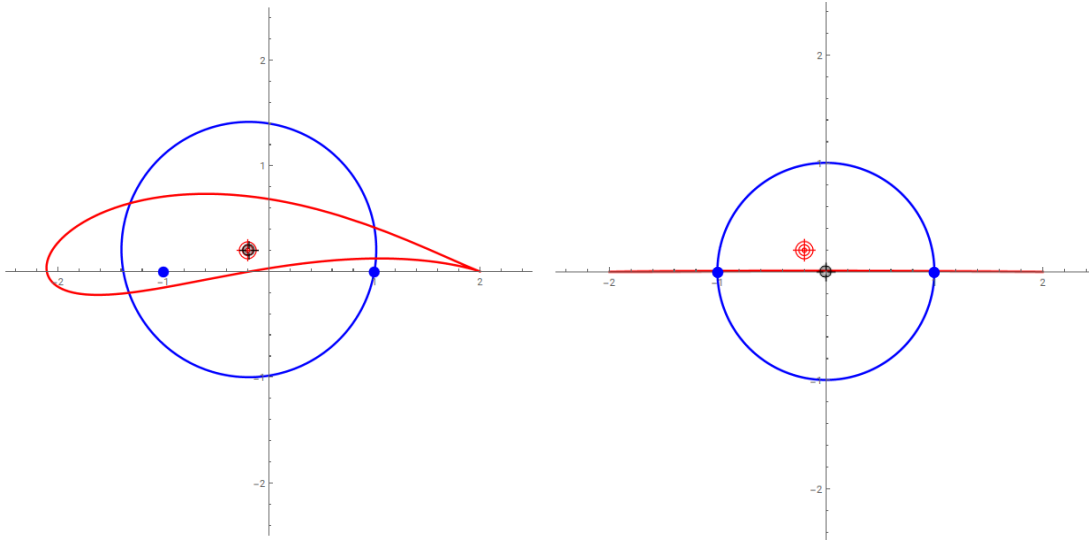


Figura 58. a. Representación del perfil resultante de pasar un círculo (plano original  $z$ ) al plano de la transformada, con  $b = 1$ . b. Representación del caso de un círculo unitario centrado en el origen, donde  $z = \pm b = \pm 1$  [51].

Casos especiales:

Circunferencia centrada en el origen

En el caso de una sección circular centrada en el origen y de radio la unidad, donde  $b = \pm 1$ :

$$|z| = \sqrt{(x + 0)^2 + (y + 0)^2} = r = 1 \rightarrow x^2 + y^2 = 1 \quad (29)$$

Donde  $c = (0,0)$  son las coordenadas del centro de la sección circular y  $r$  el radio.

$$\begin{aligned} X &= x \left(1 + \frac{1}{1}\right) = 2x \\ Y &= y \left(1 - \frac{1}{1}\right) = 0 \end{aligned} \quad (30)$$

Lo que implica que se corresponde a una recta en el eje real con los extremos en  $X = [-2,2]$ , como se aprecia en la fig. 58b.

Circunferencia centrada en el eje de ordenadas.

Cuando la circunferencia está centrada en  $(0, y_c)$  la ecuación queda:

$$x^2 + (y - y_c)^2 = r^2 \quad (31)$$

Para todo  $Y \geq 0$ , se cumple que:

$$X^2 + [Y - (y_c - r^2)]^2 = \left(y_c - \frac{r^2}{y_c}\right)^2 \quad (32)$$

De lo cual se deduce:

- El arco corta con el eje de ordenadas en  $Y = 2y_c$ .
- El arco corta con el eje de abscisas en  $X = \pm 2r$ .

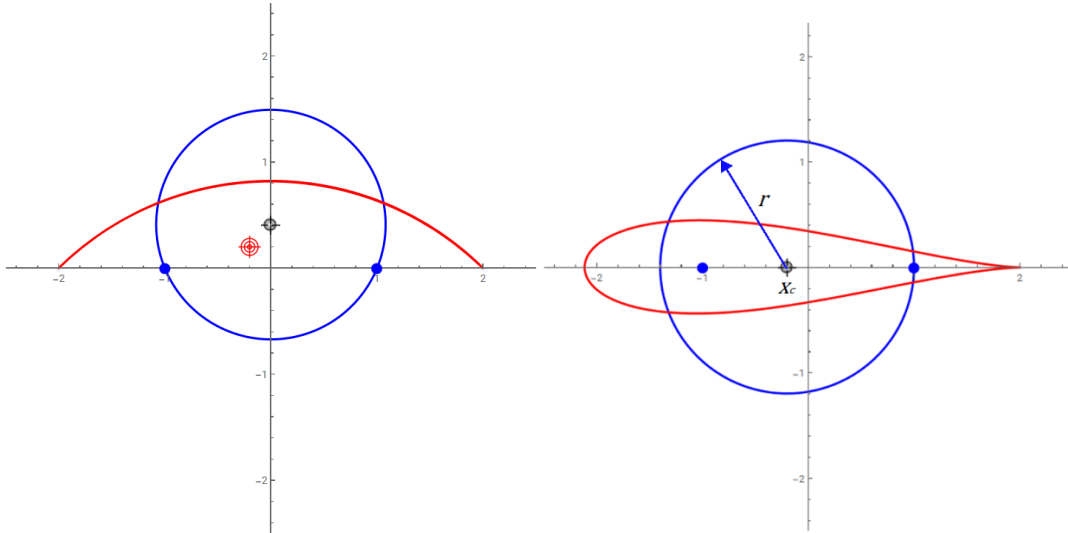


Figura 59. a. Representación del caso de un círculo desplazado sobre el eje de ordenadas, b. Representación de una circunferencia con su centro desplazado sobre la recta real y radio no unitario, se crea un perfil simétrico [51].

### Circunferencia centrada en el eje de abscisas

Se tiene una circunferencia centrada en  $(x_c, 0)$ , se toma como referencia un valor de  $b$  sabiendo que:

$$b = r - x_c \text{ si } x_c < 0$$

$$b = x_c - r \text{ si } x_c > 0$$

Si se define la circunferencia en  $z$  mediante:

$$z = z_c + z_{cir} = x_c + re^{i\theta} \quad (33)$$

Sustituyendo se obtiene:

$$Z = z + \frac{b^2}{z} = x_c + re^{i\theta} + \frac{b^2}{x_c + re^{i\theta}} \quad (34)$$

Donde  $r$  es el radio,  $x_c$  es la posición del centro en el eje  $x$  (ambos son valores conocidos) y  $\theta$  es el ángulo que forma  $r$  con respecto al eje  $x$ .

De lo cual se deduce:

El punto  $z = b$  se convierte en  $Z = 2b$ , el cual crea el borde de salida del perfil.

Se obtiene un perfil simétrico con respecto al eje  $X$ .

### 1.6.9. Perfiles NACA.

Se trata de una familia de perfiles desarrollado y probados durante la década de 1930 por la US-NACA (United States - National Advisory Committee for Aeronautics). Algunos de los más utilizados pertenecen al grupo de cuatro dígitos o "*four-digit series*" y cinco dígitos o al "*five-digit series*" que consisten en una geometría básica una forma de lágrima simétrica superpuesta a una línea de curvatura, de donde deriva las características aerodinámicas de este diseño. Para este estudio se emplearán los NACA simétricos pertenecientes a la serie de 4 dígitos

Designación de los NACA de cuatro dígitos se realiza mediante la codificación:

#### **NACAMPXX**

Donde **NACA** alude al modelo en cuestión

**M**: Es la curvatura máxima de la línea de curvatura media, en porcentaje con respecto a la longitud de la cuerda [%c], por ejemplo un valor de M=3 supone un 3% de espesor con respecto a la longitud de la cuerda.

**P**: Es la posición de la máxima curvatura, partiendo desde el borde de entrada. Toma el valor en tanto por 10, es decir un valor de P=3 supone un 30% con respecto a la longitud de la cuerda.

**XX**: representan el espesor máximo, se mide en porcentaje con respecto a la longitud de la cuerda [%c], por lo que un valor de XX=12 significa un espesor máximo de 12% con respecto a la longitud de la cuerda.

Ecuación del perfil.

Los perfiles NACA son creados a partir de la línea de curvatura media sobre el que se representa un perfil simétrico. Para obtener esta geometría se emplea la siguiente formulación:

Línea de curvatura media

Desde ( $0 \leq x < P$ ), la curvatura media se define como:

$$y_c = \frac{M}{P^2} (2Px - x^2) \quad (35)$$

Se calcula el gradiente.

$$\frac{dy_c}{dx} = \frac{2M}{P^2} (P - x) \quad (36)$$



Desde ( $P \leq x \leq 1$ ), la curvatura media se define como:

$$y_c = \frac{M}{(1-P)^2} (1 - 2P + 2Px - x^2) \quad (37)$$

Se calcula el gradiente

$$\frac{dy_c}{dx} = \frac{2M}{(1-P)^2} (P - x) \quad (38)$$

-Geometría perfil simétrica.

La ecuación que define la curvatura el espesor del álabe viene definida por la siguiente ecuación:

$$y_t = \frac{T}{0.2} (a_0 x^{\frac{1}{2}} + a_1 x + a_2 x^2 + a_3 x^3 + a_4 x^4) \quad (39)$$

Donde los coeficientes tienen los siguientes coeficientes toman los valores [52]:

$$a_0 = 0.2969, a_1 = -0.126, a_2 = -0.3516, a_3 = 0.2843, a_4 = -0.1015$$

Esta ecuación genera la parte superior del perfil con respecto al eje  $x$ , por lo que cambiando de signo el valor de la ordenada obtenido ( $-y_t$ ) se obtiene la curva de la parte inferior, por lo tanto una geometría simétrica al eje  $x$ . El espesor máximo para el que es aplicable esta ecuación es 20%.

Geometría final

Para integrar las dos curvas se hace uso de una ecuación intermedia, que superpone la ecuación de la geometría simétrica sobre de la línea de la curvatura empleando el gradiente de esta línea de curvatura para proyectar perpendicularmente sobre ella. Si se trata de un perfil simétrico la ecuación de curvatura daría una  $y_c = 0$  por lo que basta con emplear la ecuación de la geometría del perfil.

Para realizar la superposición se define:

$$\theta = \text{atan}\left(\frac{dy_c}{dx}\right) \quad (40)$$

Para la superficie superior a la línea de curvatura

$$y_s = y_c + y_t \cos(\theta) ; x_s = x_c - y_t \sin(\theta) \quad (41)$$

Para la superficie inferior a la línea de curvatura

$$y_i = y_c - y_t \cos(\theta) ; x_i = x_c + y_t \sin(\theta) \quad (42)$$

Si se desea definir el perfil mediante una serie de puntos un método habitual es emplear intervalos angulares en vez de lineales, para ello se emplea:

$$x = \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \quad (43)$$

Donde:  $0 \leq \beta \leq \pi$

### 1.6.10. Modelo matemático de turbina Wells

Para el estudio de la turbina Wells se emplea una aproximación semi-empírica [53] que aúna los valores obtenidos de los coeficientes de las diferentes fuerzas aerodinámicas mediante los experimentos de turbinas Wells y aquellos valores de estos coeficientes procedentes de experimentos llevados a cabo en un túnel de viento de perfiles aerodinámicos bidimensionales ya catalogados. Con esta aproximación se llegan a las siguientes formulaciones para las distintas fuerzas.

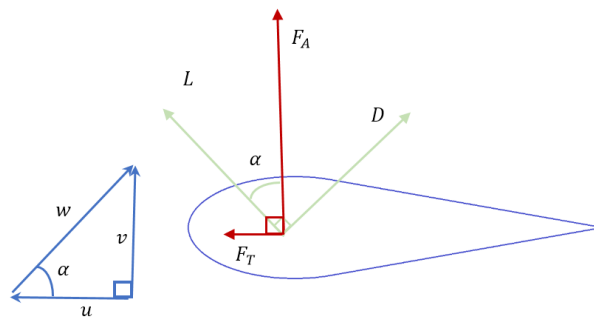


Figura 60. Esquema de fuerzas que actúan sobre un perfil aerodinámico de un álabe de turbina Wells.

Para la aplicación de este modelo se hacen las siguientes simplificaciones.

La velocidad absoluta del fluido ( $v$ ) es siempre perpendicular a la velocidad lineal del perfil ( $u$ ).

El ángulo de incidencia ( $\alpha$ ) se define como

$$\alpha = \tan^{-1} \frac{v}{u} \quad (44)$$

El módulo de la velocidad relativa del fluido se expresa como:

$$w = \sqrt{u^2 + v^2} \quad (45)$$

La fuerza tangencial ( $F_T$ ) se expresa como

$$F_T = L \cdot \sin \alpha - D \cdot \cos \alpha \quad (46)$$

La fuerza axial ( $F_A$ ) se expresa como:

$$F_A = L \cdot \cos \alpha + D \cdot \sin \alpha \quad (47)$$

Otra manera de estudiar una turbina es mediante el uso de parámetros adimensionales con los que poder comparar las características de diferentes tipos de geometrías, los coeficientes de las fuerzas tangencial y axial, los cuales se relacionan con las fuerzas y presiones aerodinámicas manifestadas en su interacción con el fluido [54], tal que:

$$C_T = \frac{F_T}{\frac{1}{2} \rho w^2 c L} \quad (48)$$

$$C_A = \frac{F_A}{\frac{1}{2} \rho w^2 c L} \quad (49)$$

Donde:

$c$  = longitud de la cuerda del perfil

$L$  = longitud de la pala del álabe

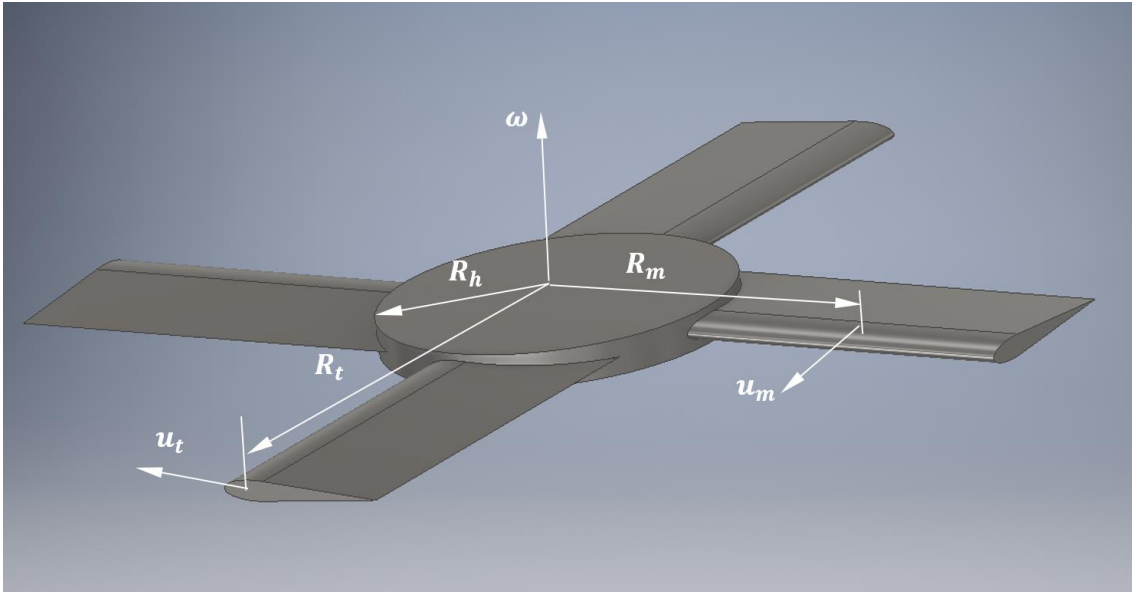


Figura 61. Esquema de velocidades y radios.

A diferencia de un perfil de ala estándar en el que la velocidad relativa del fluido permanece constante a lo largo de su longitud  $L$ , en el caso de una turbina esta velocidad relativa varía linealmente en función de la distancia al centro de rotación, debido a que la velocidad de arrastre para cada punto a lo largo de la longitud  $L$  es distinta, esta velocidad de arrastre viene definida tal que:

$$u = \omega \cdot R \quad (50)$$

Donde  $R$  es el radio de referencia.

Por lo tanto la variable para definir los coeficientes se trata de otra variable adimensional, el coeficiente de flujo, el cual se define como el cociente entre la velocidad del fluido

$$\Phi = \frac{w}{u} = \frac{w}{\omega \cdot R} \quad (51)$$

## 2. FASE 1. Estudio de sensibilidad paramétrica dimensional de los perfiles

### 2.1. Introducción

El objetivo de esta parte es conocer cómo afectan los parámetros dimensionales en el funcionamiento de un perfil simétrico operando a distintas velocidades y ángulos de ataque mediante el empleo de simulaciones de CFD.

Para conseguir este objetivo se identifican los parámetros dimensionales con los que caracterizar los perfiles simétricos. Independientemente de la curva seguida, un perfil se puede clasificar mediante tres parámetros dimensionales:

La longitud de la cuerda ( $c$ ). Expresado en metros.

El espesor máximo ( $t$ ). Expresado en porcentaje con respecto a la longitud de la cuerda.

La posición de este espesor máximo con respecto al borde de ataque ( $x_t$ ), expresado como porcentaje con respecto a la longitud de la cuerda.

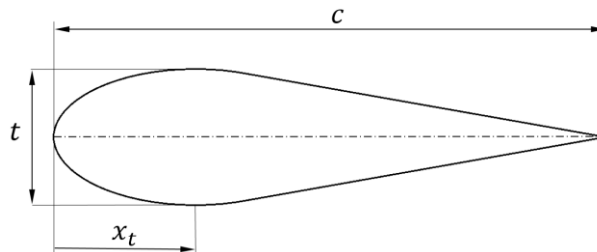


Figura 62. Esquema de los parámetros dimensionales básicos de un perfil simétrico

El parámetro  $c$  se supone constante para todos los casos. Con  $c = 0,05 \text{ m}$ .

El parámetro  $t$  irá variando tomando valores de  $t = 5,10,15,20\%$ .

El parámetro  $x_t$  irá variando tomando valores de  $x_t = 5,10,15,20,25,30\%$ .

Para poder evaluar cada caso se emplean parámetros físicos, entre los que se tienen.

#### Parámetros de entrada:

La velocidad absoluta  $v$  será constante, tomando un valor  $v = 0.4 \text{ m/s} = \text{cte}$ .

La velocidad de arrastre  $u$  irá variando entre los valores  $u = 3,4,5 \text{ m/s}$ .

Estos dos parámetros tienen como resultado la variación de la velocidad relativa y del ángulo de incidencia.

Se tomarán la densidad del fluido, la viscosidad cinética como constantes para todos los casos.

#### Parámetro de salida.

Se tomará como valor de comparación la Fuerza Tangencial  $F_T$ , como resultado de la interacción de los anteriores parámetros.

Con esto se establece que habrá 3 parámetros que se irán variando y 1 parámetro de salida. Para poder analizar las características para cada caso se ha decidido realizar 4 gráficos. Cada gráfico representará las características para un espesor máximo concreto, en los que se representarán: La velocidad de arrastre, la posición del espesor máximo y la fuerza tangencial obtenida.

Debido a que el interés no está en evaluar un tipo de curvatura en concreto, se ha decidido simplificar y definir un criterio para el diseño de la geometría de cada perfil aerodinámico.

Todos los perfiles ensayados tienen una geometría que viene determinada por los parámetros dimensionales, estos requieren de un criterio de construcción que defina la superficie del perfil. Por ello, se ha decidido que la superficie esté definida por dos elementos geométricos:

Una elipse, con el centro ubicado en la posición del espesor máximo  $x_t$ , con un radio extendido hasta el borde de ataque y otro con una longitud relativa  $\frac{t}{2}$ .

Dos rectas simétricas al eje de la cuerda y con origen en la longitud correspondiente a  $c$ . Estas dos rectas intersectan tangencialmente con la elipse.

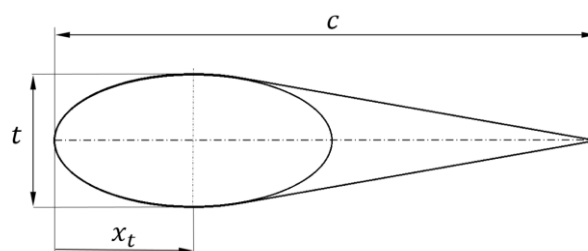


Figura 63. Esquema de construcción geométrica de los perfiles de estudio.

Con el análisis de los resultados se intentará conocer de manera aproximada cómo afectan los diferentes parámetros e intentar así establecer rango óptimo de estas

variables a considerar para realizar un estudio posterior, en el que se quiere evaluar perfiles estándares, de geometría ya definida.

## 2.2. Metodología

La definición de los parámetros de partida tiene como objetivo disminuir el coste computacional, teniendo en cuenta que en ningún caso se estén dando condiciones más favorables que en el caso real. Por ello, se han tomado condiciones que, si bien no son las del modelo real de estudio, son siempre más desfavorables, teniendo en cuenta que pese a no mantener la semejanza de Reynolds este se halla en un caso más desfavorable.

Para este caso y el posterior, se ha decidido emplear el agua como fluido de interacción, pese a no ser el mismo fluido, cumple con el criterio de análisis de un caso más desfavorable.

Por lo que los datos de partida son:

Velocidad absoluta  $v = 0.4 \text{ m/s} = \text{cte.}$

Longitud de la cuerda  $c = 0,05 \text{ m.}$

Una vez definidos los datos de partida, el análisis de los perfiles se llevará a cabo mediante el uso de software de mecánica de fluidos computacional. Para este trabajo se ha decidido utilizar el software StarCCM+ mediante el cual realizar simulaciones 2D para las diferentes fases. El procedimiento para realizar estas simulaciones se realizan los siguientes pasos.

El rango de velocidades elegido  $u = 3,4,5 \text{ m/s}$  obedece al hecho de realizar una simulación previa con varias velocidades y ver que todos los casos tenían su máximo valor de  $F_T$  dentro de este rango.

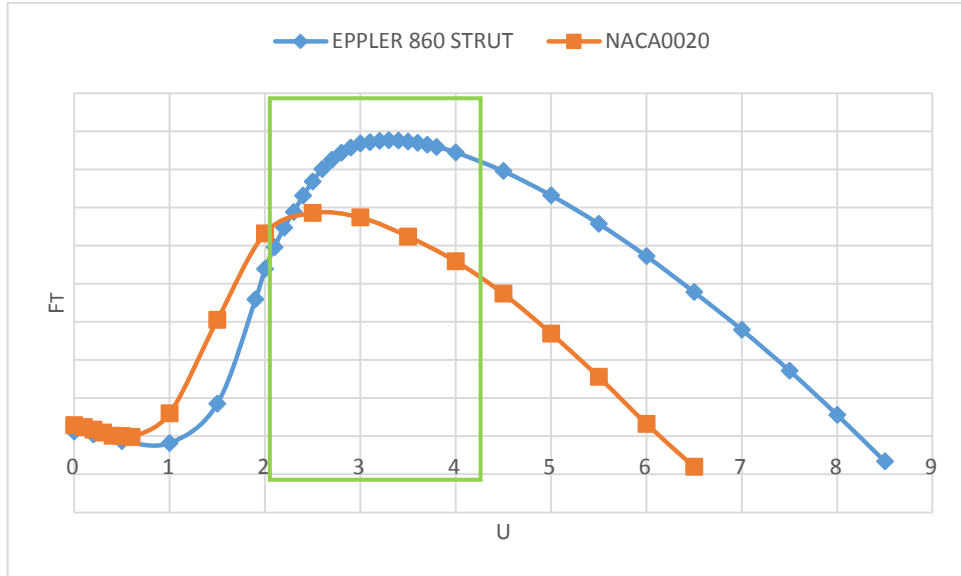


Figura 64. Gráfico de ensayos previos para determinar el rango de velocidad  $u$ .

### 2.2.1. Definición de la geometría del dominio

Se establece una geometría con forma de arco circular de  $180^\circ$  hacia la parte incidente del fluido, y otra parte rectangular siguiendo el sentido del fluido. La longitud del dominio es 30 veces superior a la longitud de la cuerda, con el fin de obtener un desarrollo del flujo completo.

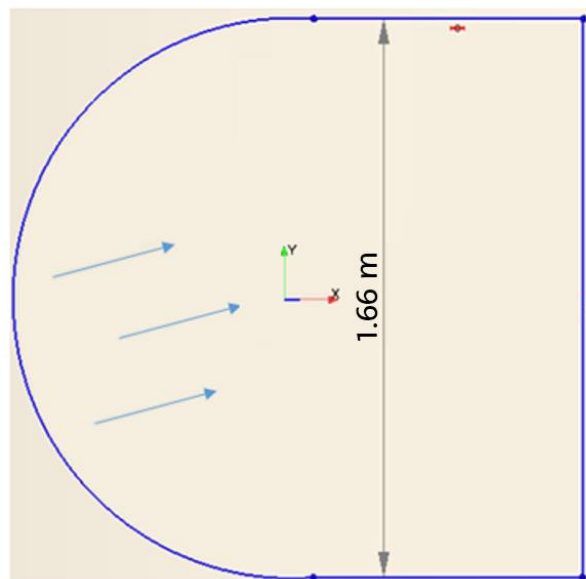


Figura 65. Vista de la geometría del dominio.



Este dominio se divide en varias regiones, para satisfacer la condición de continuidad del flujo. Por lo que se tiene:

**Inlet:** Se establece como *velocity inlet* donde el parámetro de entrada es la velocidad relativa del fluido, se indica el módulo  $w$  y el ángulo  $\alpha$ .

**Outlet:** del tipo “*pressure outlet*”, en este caso se indica la presión relativa, el cual se asume igual a la atmosférica.

**Foil:** se trata del perfil de estudio, es del tipo pared o “*Wall*”

**Sym1, Sym2:** son los planos de simetría que contienen ambas caras de la superficie del dominio.

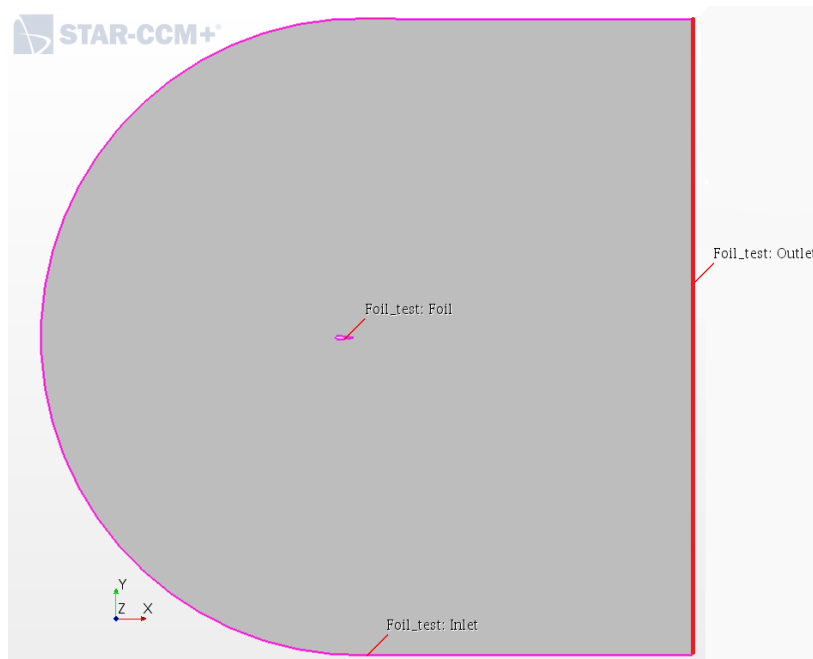


Figura 66. Distribución de las regiones del dominio de simulación.

### 2.2.2. Definición del mallado

Debido a que es un análisis más bien cualitativo no se va a emplear un mallado fino, ni estructurado, sino de tipo intermedio. El tipo de mallado elegido es del tipo “*poligonal mesh*”, el cual está constituido por celdas poligonales de más de 4 lados. Este mallado toma como referencia el plano que pasa por  $z=0$ , por lo que esto se hará independientemente del volumen de la geometría empleada. Pese a ello, Star-CCM+ realiza las simulaciones expandiendo este dominio hasta 1 metro

perpendicularmente a este plano. Esto hay que tenerlo en cuenta, ya que para el caso de un perfil, el resultado sería el correspondiente a un perfil que tuviera 1m de envergadura.

La resolución de la malla es mayor en las regiones cercanas al perfil, donde se necesita mayor precisión y detalle, donde el tamaño mínimo de una celda se ha fijado en  $2.5 \cdot 10^{-4} m$ .

El tamaño base de las celdas es de  $1 \cdot 10^{-2} m$ , pero las regiones exteriores, las cuales requieren menos precisión el tamaño objetivo de una celda es de  $8 \cdot 10^{-2} m$ .

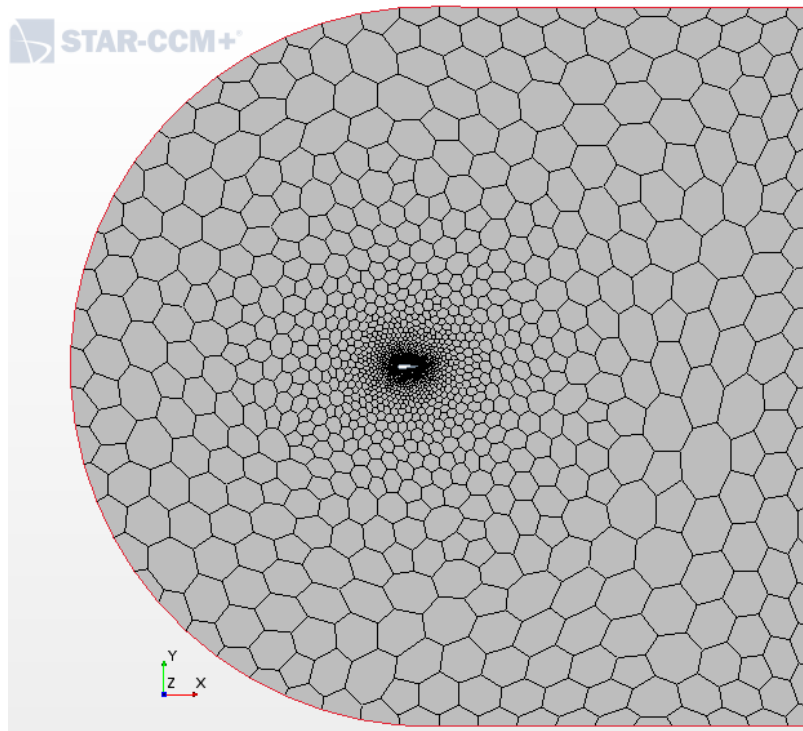


Figura 67. Vista del mallado 2D empleado

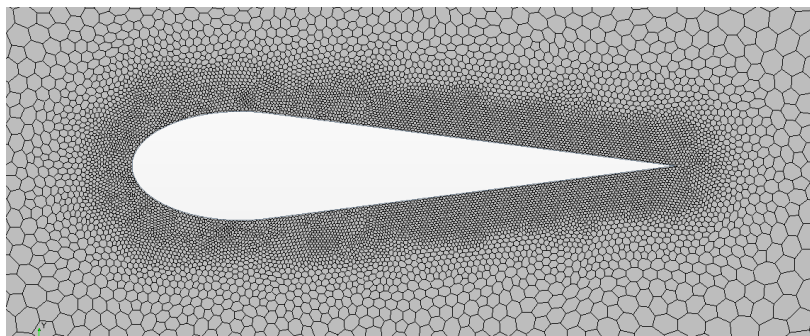


Figura 68. Vista en detalle del mallado en la región del perfil.

### 2.2.3. Elección del modelo físico

Pese a ser un análisis cualitativo se intentará describir de manera detallada los efectos de la turbulencia según las condiciones de interacción del fluido con el perfil aerodinámico.

Mediante la aplicación de métodos de resolución de las ecuaciones de Navier-Stokes, en concreto, empleando las ecuaciones modificadas mediante “*Reynolds Averaged Navier-Stokes*” (RANS). Este método obtiene soluciones promediadas en el tiempo para las ecuaciones de Navier-Stokes, y es empleado en la aplicación de la resolución de estas ecuaciones mediante el método de volúmenes finitos (FEM), que es el método empleado por Star-CCM+ para realizar las simulaciones. Dentro del método RANS existen varios modelos para resolver la turbulencia. En este trabajo se ha decidido aplicar el modelo de turbulencia  $k - \varepsilon$  realizable, ya que para el caso de una simulación de perfiles aerodinámicos en 2D se trata del modelo que mejor aproxima las características de turbulencia teniendo en cuenta el coste computacional [55].

Debido a que el fluido empleado es el agua, se considera un fluido incompresible (densidad constante).

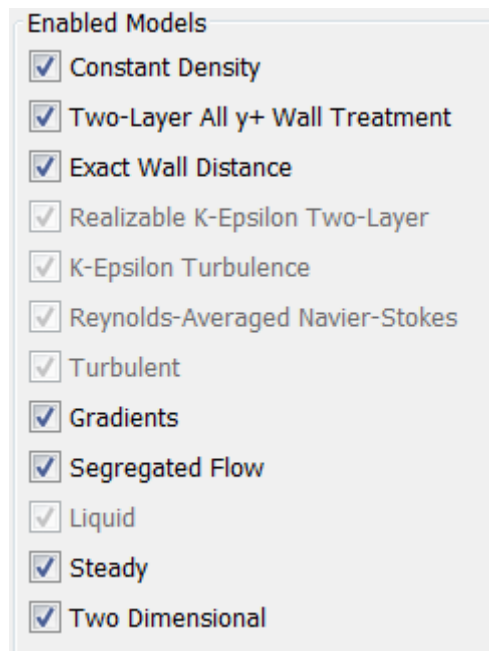


Figura 69. Modelos físicos seleccionados de la simulación.

Los valores de entrada para cada simulación serán la velocidad relativa  $w$  y el ángulo de incidencia  $\alpha$ .

Estos valores se irán registrando en una hoja de cálculo tras conseguir la convergencia de la simulación.

Para cada simulación se irá conformando una superficie que posteriormente se evaluará.

### 2.3. Presentación de resultados

Para un grosor de perfil  $t = 5\%$  se tiene:

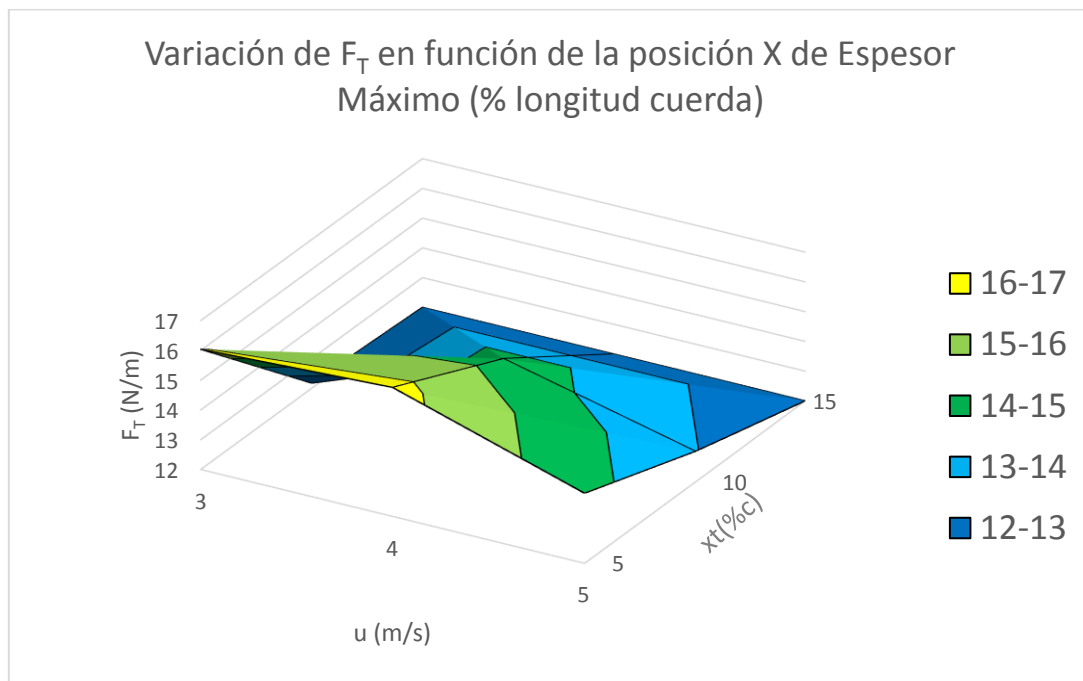


Figura 70. Gráfico para espesor máximo de 5% con respecto de la cuerda.

Se puede ver que, a medida que la posición del espesor máximo se aleja de 5% con respecto al borde de ataque, la fuerza tangencial disminuye gradualmente para las tres velocidades consideradas. Para la posición 5% la elipse conforma un círculo en la parte incidente del perfil, donde se da el máximo valor de la fuerza  $F_T = 4 \text{ m/s}$ .

Para un grosor de perfil  $t = 10\%$  se tiene:

Variación de  $F_x$  en función de la posición X de Espesor  
Máximo (% longitud cuerda)

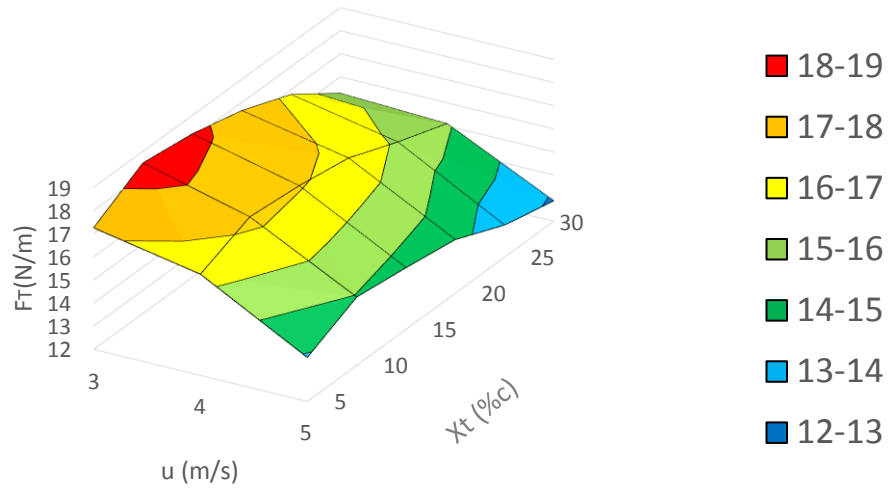


Figura 71. Gráfico para espesor máximo de 10% con respecto de la cuerda.

El valor máximo de  $F_T$  aumenta, con el punto más elevado en  $u = 3\text{ m/s}$  y posición de espesor máximo  $x_t = 10\%$  prolongándose algo más hacia  $x_t = 15\%$ . Nuevamente la forma de la parte incidente que más fuerza genera es la forma circular. Los valores de fuerza máxima se registran para valores de  $u=3\text{ m/s}$

Para un grosor de perfil  $t = 15\%$  se tiene:

Variación de  $F_x$  en función de la posición  $X$  de  
Espesor Máximo (% longitud cuerda)

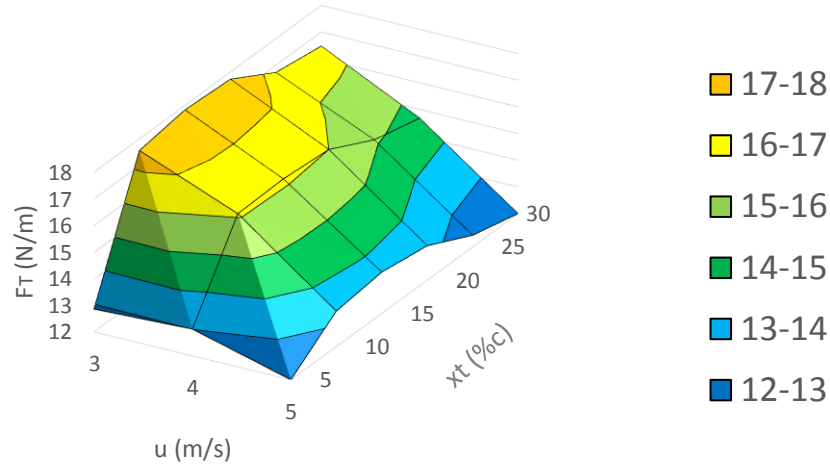


Figura 72. Gráfico para espesor máximo de 15% con respecto de la cuerda.

En este caso la fuerza máxima reportada disminuye y no llega al valor dado en el espesor 10%, sin embargo se sigue estando por encima del caso del espesor del 5%. Se puede ver que en cierto modo, el valor máximo de  $F_T$  se desplaza hacia velocidades de  $u < 3 \text{ m/s}$ . Sigue manteniéndose el máximo de fuerza obtenida para la posición  $x_t = 15\%$ . Y se mantiene la correlación de este máximo con forma circular de la parte incidente.

Para un grosor de perfil  $t=20\%$  se tiene:

Variación de  $F_x$  en función de la posición  $X$  de Espesor  
Máximo (% longitud cuerda)

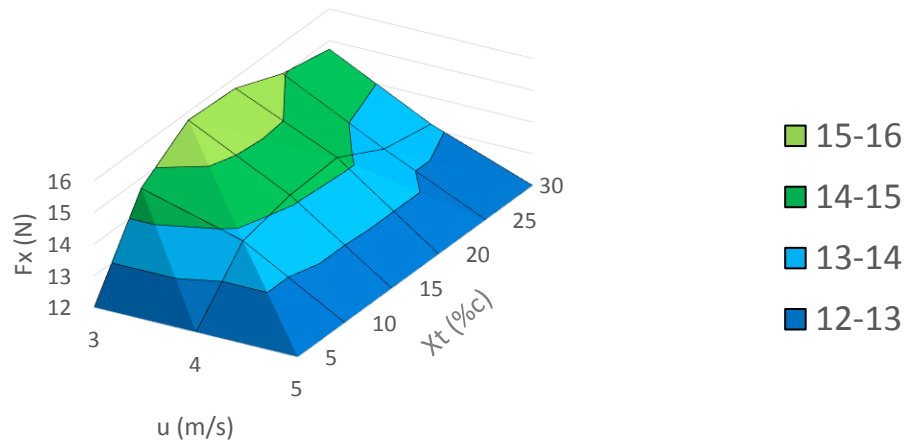


Figura 73. Gráfico para espesor máximo de 20% con respecto de la cuerda.

Se produce un descenso de los valores de la fuerza obtenida. A su vez se vé que existe un gradiente menor de la fuerza tangencial. El valor de mayor fuerza tangencial se da para la velocidad  $u=3\text{m/s}$ , sin embargo se rompe la correlación de posición de espesor máximo y la forma circular de la parte frontal del perfil. El máximo se registra para una distancia de espesor  $x_t = 10\%$ .

Una vez analizados los cuatro casos, se puede deducir que los espesores  $t < 10\%$  y mayores de  $15\%$  presentan una menor entrega de fuerza tangencial. Por otro lado, una parte incidente muy achatada o muy estilizada parece no ser la forma óptima. Ésta se inclina más a formas circulares o semicirculares con un ligero achatamiento o desplazamiento hacia posiciones de máximo espesor cercanos al borde de ataque.

### **3. FASE 2: Estudio comparativo de perfiles estándares**

#### **3.1. Introducción**

En esta parte se llevará a cabo un estudio comparativo de un catálogo de perfiles simétricos estándares.

Los perfiles estándares se diferencian fundamentalmente por dos parámetros dimensionales: la posición del espesor máximo  $x_t$  y la curva envolvente de la sección. Por lo tanto, las variables dentro de los parámetros dimensionales para cada perfil se reducen a una: el grosor máximo  $t$ .

Teniendo en cuenta los resultados de la parte anterior, se probarán diferentes perfiles con grosores máximos entre 10%-20%. Para visualizar mejor la correlación con los resultados anteriores, se emplearán las mismas condiciones de simulación. Con esto se intentará reducir la indeterminación y además identificar qué perfil es más idóneo para usarlo en la fase siguiente.

#### **3.2. Metodología**

El primer paso será recopilar perfiles simétricos estándares según diferentes métodos o modelos de obtención y se clasificarán según la posición de dicho espesor máximo  $x_t$ . Se tendrá en cuenta que, para algunas geometrías existe un rango de espesores, los cuales se tomarán dentro de los rangos de espesores de estudio (10%-20%)



Tabla 3. Listado de perfiles ensayados.

Nombre	T (1/c)	Xt (1/c)	Descripción
EPPLER472	0.121	0.175	EPPLER 472 AIRFOIL - Eppler E472 aerobatic aircraft airfoil
HT12	0.1	0.186	HT12 - Drela HT12 airfoil
EPPLER473	0.162	0.212	EPPLER 473 AIRFOIL - Eppler E473 aerobatic aircraft airfoil
EPPLER474	0.141	0.215	E474 (14.09%) - Eppler E474 aerobatic aircraft airfoil
EPPLER475	0.15	0.217	E475 (15.01%) - Eppler E475 aerobatic aircraft airfoil
BELL540	0.097	0.221	BELL 540 AIRFOIL (MODIFIED NACA 0012) - Bell AH-1 rotor blade airfoil (operational loads survey)
S9033	0.075	0.228	S9033 (7.5%) - Selig S9033 (7.5%) symmetrical vertical stab airfoil used on the Blackhawk R/C sailplane
S9027	0.08	0.229	S9027 (8%) - Selig S9027 (8%) symmetrical vertical stab airfoil used on the Opus R/C sailplane
S1010HPV	0.06	0.233	S1010 HPV airfoil - Selig S1010 HPV airfoil
JOUKOWSK0015	0.15	0.246	Joukowski f=0% t=15% - Joukowski 15% symmetrical airfoil
JOUKOWSK0012	0.12	0.25	12% JOUKOWSKI AIRFOIL - 12% Joukowski airfoil
S9032	0.09	0.25	S9032 (9%) - Selig S9032 (9%) symmetrical horizontal stab airfoil used on the Blackhawk R/C sailplane
WORTMANNFX71-120	0.12	0.25	WORTMANN FX 71-120 AIRFOIL - Wortmann FX 71-120 airfoil
JOUKOWSK0009	0.09	0.255	Joukowski f=0% t=9% - Joukowski 9% symmetrical airfoil
EPPLER479	0.166	0.257	EPPLER 479 AIRFOIL - Eppler E479 aerobatic aircraft airfoil
RAE100	0.1	0.26	RAE 100 AIRFOIL - RAE 100 airfoil
EPPLER169	0.144	0.265	E169 (14.4%) - Eppler E169 low Reynolds number airfoil
JOUKOWSK0021	0.21	0.266	Joukowski f=0% t=21% - Joukowski 21% symmetrical airfoil
EPPLER168	0.124	0.267	E168 (12.45%) - Eppler E168 low Reynolds number airfoil
JOUKOWSK0018	0.18	0.271	Joukowski f=0% t=18% - Joukowski 18% symmetrical airfoil
US1000ROOT	0.186	0.271	US1000ROOT - Great Planes R/C Ultra-Sport 1000 airfoil
S9026	0.095	0.273	S9026 (9.5%) - Selig S9026 (9.5%) symmetrical horizontal stab airfoil used on the Opus R/C sailplane
EPPLER862	0.324	0.285	EPPLER 862 STRUT AIRFOIL - Eppler E862 strut airfoil
EH0009	0.09	0.287	EH 0.0/9.0 - John Yost EH 0.0/9.0 for tailless R/C aircraft
NACA0012	0.12	0.3	NACA 0012 AIRFOILS - NACA 0012 airfoil

Estos perfiles se obtendrán de una base de datos de perfiles aerodinámicos [50], los cuales vienen definidos como una serie de puntos en coordenadas  $(x, y)$  que posteriormente se procesará para transformarlos a las dimensiones de cuerda deseada (0,005 m) y formato compatible con el software de simulación.

En los casos en los que, bien por la geometría o el modelo no se pueda obtener un grosor específico se aplicará directamente una transformación de las coordenadas en  $y$ .

Ejemplo:

$$y_{deseado} = y_{estandar} \cdot \frac{t_{deseado}}{t_{estandar}} \quad (52)$$

El entorno de simulación CFD será el mismo que en la 1era fase (apartado 2.2.1). Se diferenciará en la manera de generar la geometría del álabe. Cada álabe viene definido por una serie de puntos con coordenadas  $(x_i, y_i)$  por lo que mediante la unión de estos puntos se obtiene una curva aplicando una interpolación del tipo "spline", la cual, es generada por el propio software.

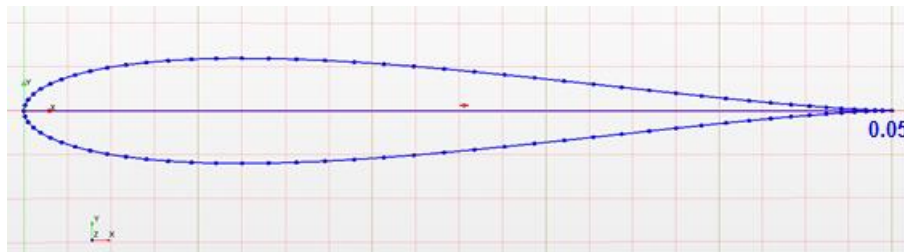


Figura 74. Vista de la geometría con longitud 0.05 m constante para todos los perfiles.

Primeramente se ensayarán los perfiles para el rango de velocidades ensayado anteriormente, es decir  $(u=3, 4, 5)$ .

Una vez se realice esta primera catalogación o evaluación se probarán estos perfiles para más rangos de velocidades y así definir el comportamiento de la fuerza tangencial para diferentes rangos.

Se mantienen ciertos espesores de perfiles tipo NACA, pese a que no sean los que mejor resultado tengan, ya que servirán de referencia debido a que estos son los perfiles empleados para la mayoría de turbinas Wells con espesores en el rango 10-20%.

### 3.3. Presentación de resultados

Se realizarán unas pruebas para una velocidad de  $u = 3 \text{ m/s}$  y  $c = 0,4 \text{ m/s}$ , lo que resulta (empleando la ecuación x) en una velocidad relativa de  $w = 3.02 \text{ m/s}$  y ángulo de ataque  $\alpha = 7.6^\circ$ . Los casos más representativos son:

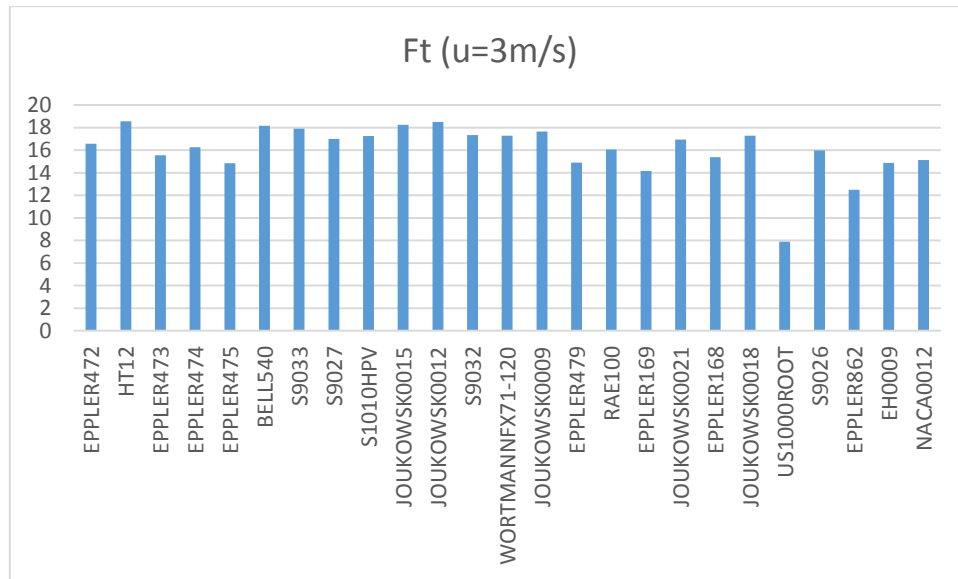


Figura 75. Gráfica en la que se aprecian las fuerzas obtenidas para cada perfil.

Tal y como se ve en la gráfica, los perfiles HT12 y Joukowsky 12% y 15% son los que generan mayor fuerza tangencial.

Por lo tanto se amplía el rango de velocidades de arrastre a evaluar hasta conseguir la curva  $F_t(u)$  más definida, como se ha comentado anteriormente se incluyen los 2 perfiles NACA ensayados.

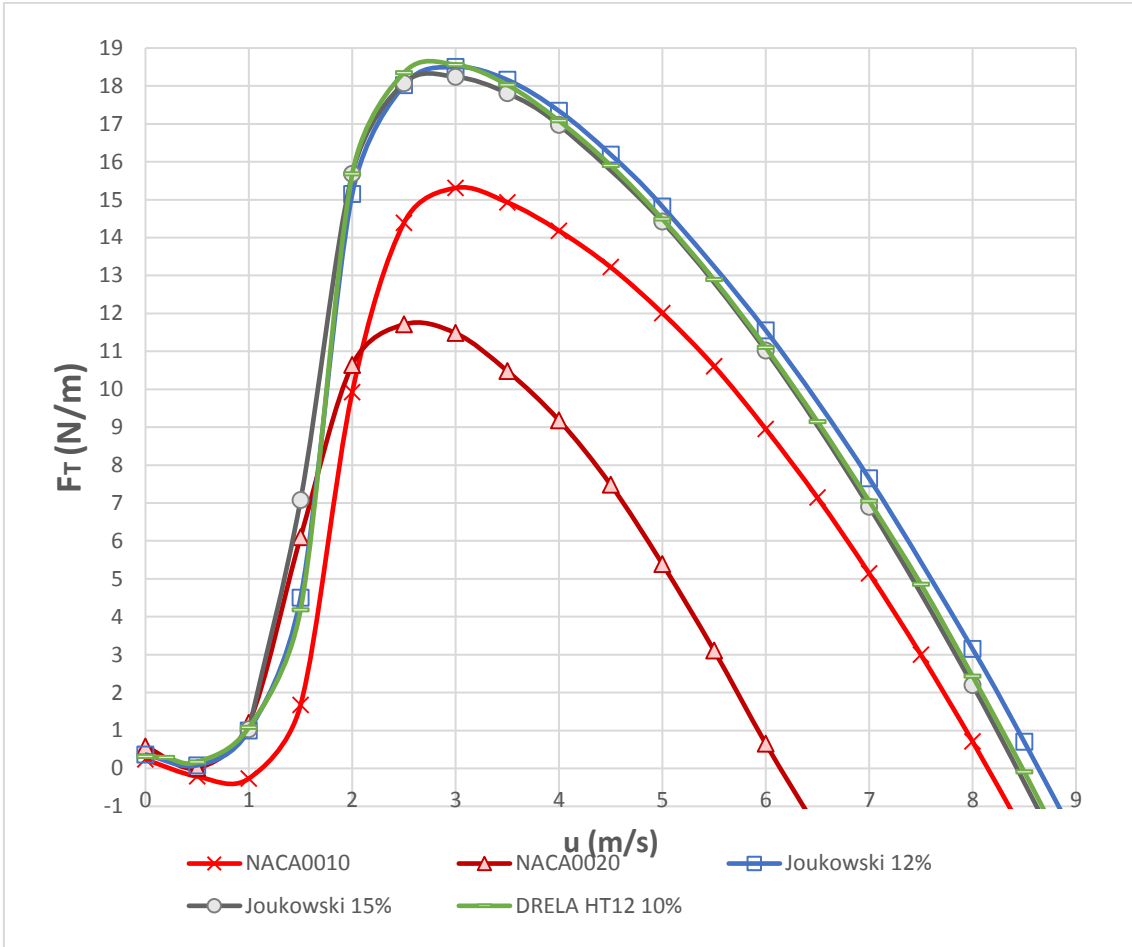


Figura 76. Gráfico de comparación de perfiles estándares.

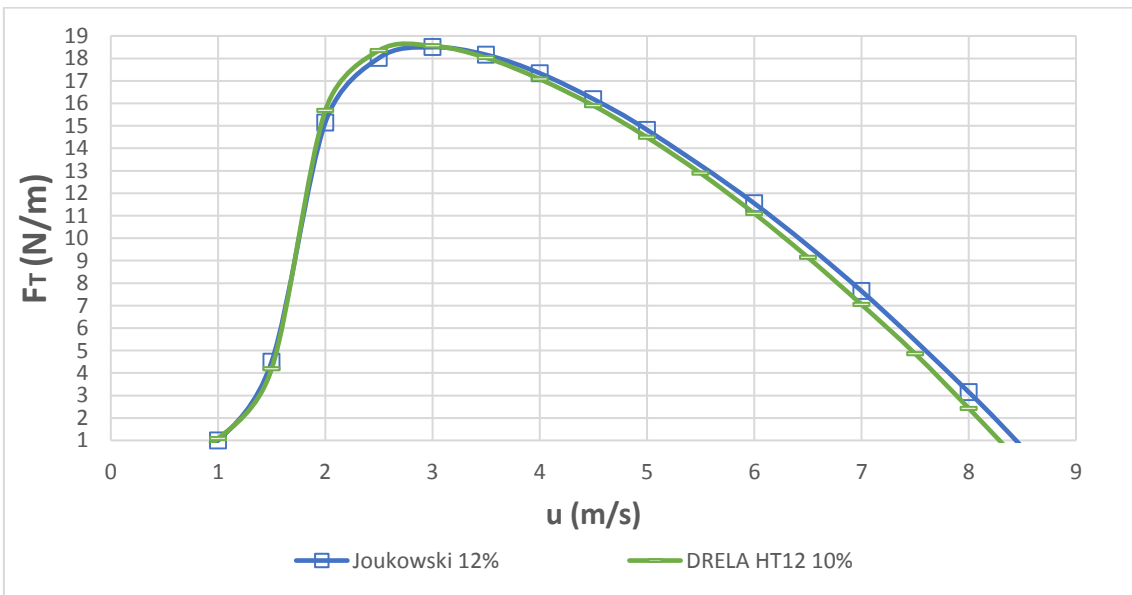


Figura 77. Comparación entre HT12 10% y Joukowski 12%.

Por lo tanto se puede deducir de estos gráficos que estos tres perfiles presentan mejores características para las condiciones de flujo establecidas. El factor a tener en cuenta en una turbina Wells es el rango de operación y en segundo grado la fuerza máxima que se es capaz de generar. Por lo que a este criterio estos 3 perfiles cumplen con una mejora en el rango de funcionamiento.

La importancia del rango de operación es debido a que, en los perfiles simétricos, a ángulos de incidencia  $\alpha$  elevados, el perfil presenta un fenómeno de pérdida aerodinámica o "stall" en el que existe una propagación de la capa límite hacia el borde de ataque alterando las presiones en dichas regiones y causando estabilidad traducida en turbulencia y en una menor fuerza tangencial.

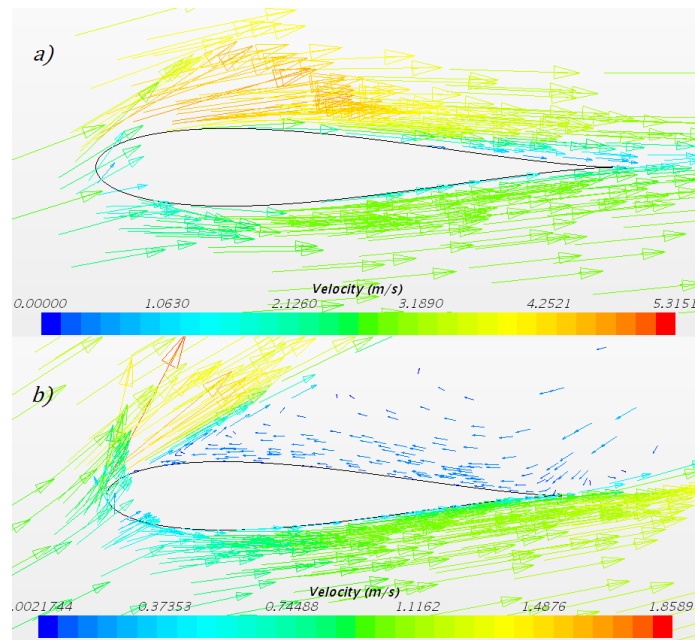


Figura 78. a) ángulo de ataque óptimo sin separación del flujo. B) ángulo de ataque elevado que origina una separación del flujo en dirección al borde de ataque, resultando en pérdida aerodinámica.

Por lo tanto manteniendo el criterio de mejor rango de operación, además de que el área bajo la curva sea mayor por lo que se genera mayor par, ya que es directamente proporcional a esta superficie.

Otra manera de visualizar la importancia del rango de operación es sustituyendo el eje de abscisas por el radio, sabiendo que para una velocidad angular existe una

relación de proporcionalidad directa entre el radio  $R$  y la velocidad de arrastre  $u$  (ecuación 50).

Con esto se puede intuir que la importancia del rango de operación radica en que el álabe genera más par útil a un radio mayor o bien a velocidades de fluido o giro mayores.

En este sentido los perfiles Joukowsky representan una mejora en el rango con respecto al perfil HT12. Además este último no representa una mejora relativa para las velocidades bajas, por lo que a velocidades mayores es susceptible de entrar en pérdida aerodinámica antes que los Joukowski.

## **4. FASE 3. Estudio comparativo en la condiciones de la planta OWC de Mutriku**

### **4.1. Introducción**

En esta parte se realizará un estudio comparativo que valide los resultados anteriores, comparando la fuerza tangencial obtenida para los perfiles propuestos con la de los perfiles que normalmente se utilizan en este tipo de turbina (de tipo NACA00XX), para las condiciones de operación de una turbina Wells en la planta undimotriz de Mutriku.

Las condiciones de operación consideradas se aplican a dos elementos principales: la instalación OWC y la turbina Wells; estos a su vez se subdividen en características físicas y geométricas. Por lo que los parámetros de funcionamiento considerados son:

#### **Referentes a la instalación.**

-Físicos:

La altura media de las olas en la cámara.

El periodo medio de dichas olas.

-Geométricos:

Diámetro del conducto de la turbina.

Dimensiones de la cámara de resonancia.

#### **Referentes a la turbina.**

-Físicos:

Rango de velocidad de giro de la turbina.

-Geométricos:

Longitud de la cuerda del álabe.

Grosor del perfil empleado.

Las condiciones geométricas y físicas se obtendrán directamente de datos de medición de estudios realizados en esta instalación.

## 4.2. Metodología

A partir de las condiciones de operación de la instalación se quieren obtener los valores de velocidad absoluta  $v$  del fluido a la entrada del conducto donde se halla la turbina y el rango de la velocidad angular  $\omega$ .

Para ello, haciendo uso del modelo matemático de la instalación y empleando datos de las mediciones hechas en varios estudios de los parámetros físicos, tales como el mapa espectral que caracteriza la frecuencia con la que se dan olas de un determinado periodo y de estas mediciones se tienen varios casos.

Tabla 4. Extracto de en mapa espectral para un estudio de las condiciones de las olas en Mutriku [56].

Estado	H (m)	T (s)	Frecuencia (%)
1	0.88	5.5	3.23
2	1.03	6.5	3.44
3	1.04	7.5	5.08
4	1.02	8.5	6.11
5	1.08	9.5	10.73
6	1.19	10.5	9.31
7	1.29	11.5	9.52
8	1.48	12.5	7.42
9	1.81	13.5	2.75
10	2.07	14.5	2.96
11	2.59	15.5	1.34
12	2.88	16.5	0.4
13	3.46	11.5	0.27
14	3.20	12.5	0.42

Un estudio relacionado, presenta una gráfica de comportamiento de la velocidad de giro durante el funcionamiento de una turbina, para un muestreo de 300 segundos.



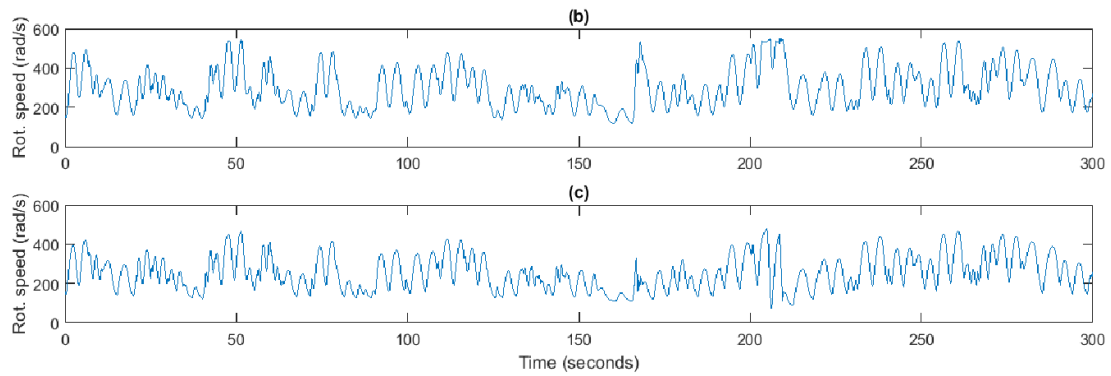


Figura 79. Ejemplo de operación de la turbina Wells de Mutriku, velocidad rotacional (rad/s) vs. Tiempo (s). [57]

Se puede ver que el rango de operación de la velocidad de giro de la turbina está aproximadamente entre 100-500 rad/s.

Por último, se tiene un estudio en el que se toma un muestreo de 9 estados en los que se relacionan los diferentes parámetros anteriores.

Tabla 5. Tabla de diferentes estados de muestras experimentales [58].

Estado	$H$ (m)	$T$ (s)	$v$ (m/s)	$\omega_{opt}$ (rad/s)	$\omega_{min}$ (rad/s)
1	1	12	22.835	500.04	202.97
2	0.7	12	15.984	350.03	142.08
3	0.9	11	22.401	490.55	199.12
4	0.8	10	21.879	479.13	194.49
5	0.6	10	16.409	359.35	145.86
6	0.6	9	18.206	398.69	161.83
7	0.6	8	20.440	447.61	181.69
8	0.4	8	13.637	298.69	121.13
9	0.4	7	15.527	340.02	138.02

De todos estos datos se ha decidido considerar un caso de estudio en el que los parámetros de la altura medida  $H$  y el periodo  $T$  sean representativos a ambos extremos del rango. Los valores sirven para calcular la velocidad mediante la ecuación 17, se toman los valores máximos, por lo que los casos quedan representados en la siguiente tabla:

Tabla 6. Matriz de valores de la velocidad  $v$  obtenidos para cada  $H$  y  $T$  considerados.

Caso	Altura $H$ (m)	Periodo $T$ (s)	Velocidad $v$ (m/s)
1	0.5	6	23
2	0.5	12	11.46
3	1	12	22.93
4	1	14	19.66

Visto los valores de las velocidades obtenidas, se toman los extremos del conjunto de estados, ya que delimitan el rango de operación de la turbina. Por lo tanto los casos para el rango de velocidad en el conducto serán dos:

Tabla 7. Casos de velocidad en el conducto  $v$  considerados.

Caso	Velocidad $v$ (m/s)
1	23
2	11.46

El rango de la velocidad angular  $\omega$ , se establece en  $\omega = [138,500] \text{ rad/s}$

Con estas velocidades se podrá obtener un conjunto de velocidades relativas  $w$  y sus correspondientes ángulos  $\alpha$ , los cuales serán los datos a emplear en la simulación 2D.

Una vez decidido los rangos de los parámetros físicos, se establecen los geométricos:

Tabla 8. Parámetros geométricos considerados.

Medida	Valor
Diámetro de la turbina ( $D_t$ )	0.75 m
Diámetro de la alojamiento del eje ( $D_h$ )	0.33 m
Longitud de la cuerda ( $c$ )	0.165 m
Grosor perfil NACA	18%
Longitud cámara de resonancia ( $l$ )	4.3 m
Anchura de cámara de resonancia ( $w$ )	4.5 m

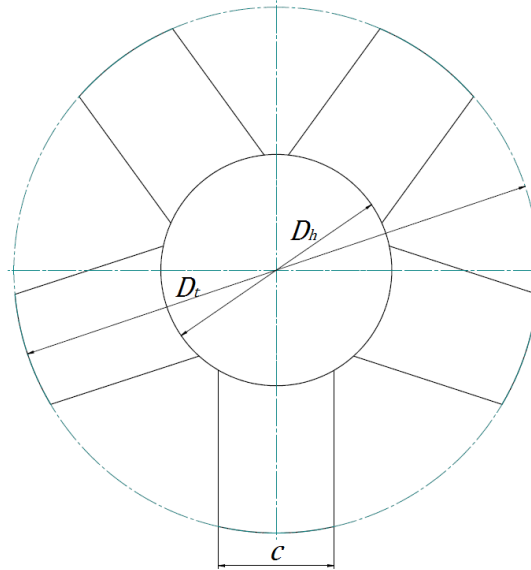


Figura 80. Esquema de dimensiones empleadas.

Con estos rangos geométricos se obtendrán los rangos de la velocidad de arrastre a evaluar, empleando la ecuación 50.

Teniendo en cuenta los diámetros  $D_t$  y  $D_h$  se puede establecer, junto con el rango de velocidades angulares, cuáles serán las velocidades lineales de la turbina máximas y mínimas.

Tomando los radios como referencia se tiene que:

$$R_h = \frac{D_h}{2} = 0.165 \text{ m}$$

$$R_t = \frac{D_t}{2} = 0.375 \text{ m}$$

$$R_m = \frac{D_h + D_t}{2} = 0.27 \text{ m}$$

Tabla 9. Rango de velocidades.

$\omega$ (rad/s)	$u(R_h)$ (m/s)	$u(R_m)$ (m/s)	$u(R_t)$ (m/s)
138	22.77	32.4	45
300	49.5	81	112.5
500	82.5	135	187.5

Se tomarán valores de  $u=[30,190]$  m/s, el límite inferior se establece en 30 ya que a partir de valores inferiores a este valor no interesa ya que la turbina alcanza su valor

mínimo en el cual apenas se genera par y es la turbina es movida por el generador actuando como motor.

Una vez obtenidos los parámetros de partida se establece el entorno de simulación en Star-CCM+.

Al ser un caso en el que las dimensiones son las reales el procedimiento será distinto al de los casos anteriores.

Definición de la geometría del perfil.

Se adaptarán las dimensiones de los perfiles a una longitud de cuerda  $c = 0.165 \text{ m}$

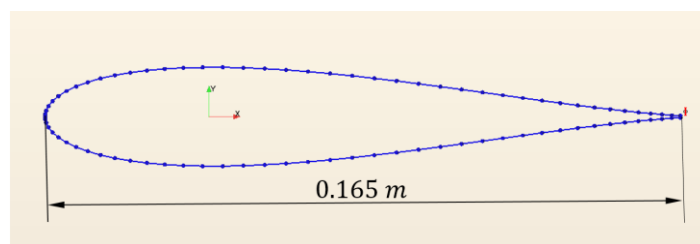


Figura 81. Vista de la curva del perfil resultante

#### 4.2.1. Definición del dominio.

La definición de las regiones será similar a los casos anteriores, salvo en las dimensiones, que se extiende 6,6 m en el eje  $y$ , 10 m en el eje  $x$ , en ambos casos  $d > > 20c$ , por lo que el flujo se podrá desarrollar sin interferencias de estas regiones.

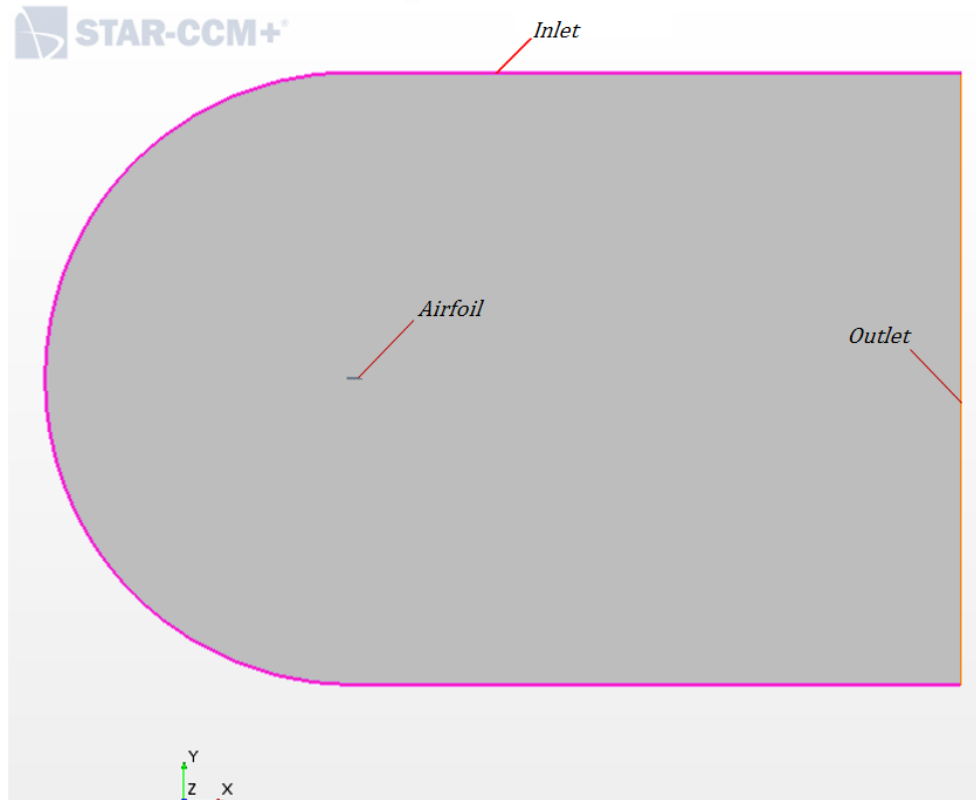


Figura 82. Localización de las diferentes regiones.

#### 4.2.2. Definición del mallado

Debido a que se requiere una mayor precisión y detalle en los cálculos para describir lo más aproximadamente a un caso real, al menos de manera cualitativa, se va a emplear un tipo de mallado estructurado, mediante la herramienta "directed mesh". Para realizar una simulación en el que, se tendrán en cuenta la altura mínima de la primera celda próxima al perfil, para un  $Re > 5 \cdot 10^5$ , se ha calculado que la distancia mínima al perfil debe ser de al menos  $4 \cdot 10^{-6} m$ .

Esto aplicado a la malla, se ha ido haciendo pruebas con diferentes densidad de malla, hasta conseguir convergencia de los valores obtenidos de  $F_T$ , el cual se ha conseguido para la malla con 17,200 celdas, ya que a mayor densidad el valor se incrementa, menos de 1%.

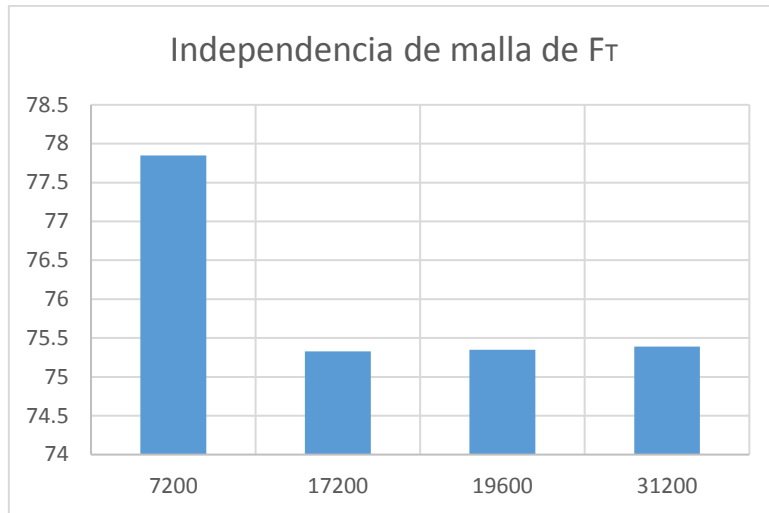


Figura 83. Gráfico de fuerza tangencial obtenida para cada resolución de malla.

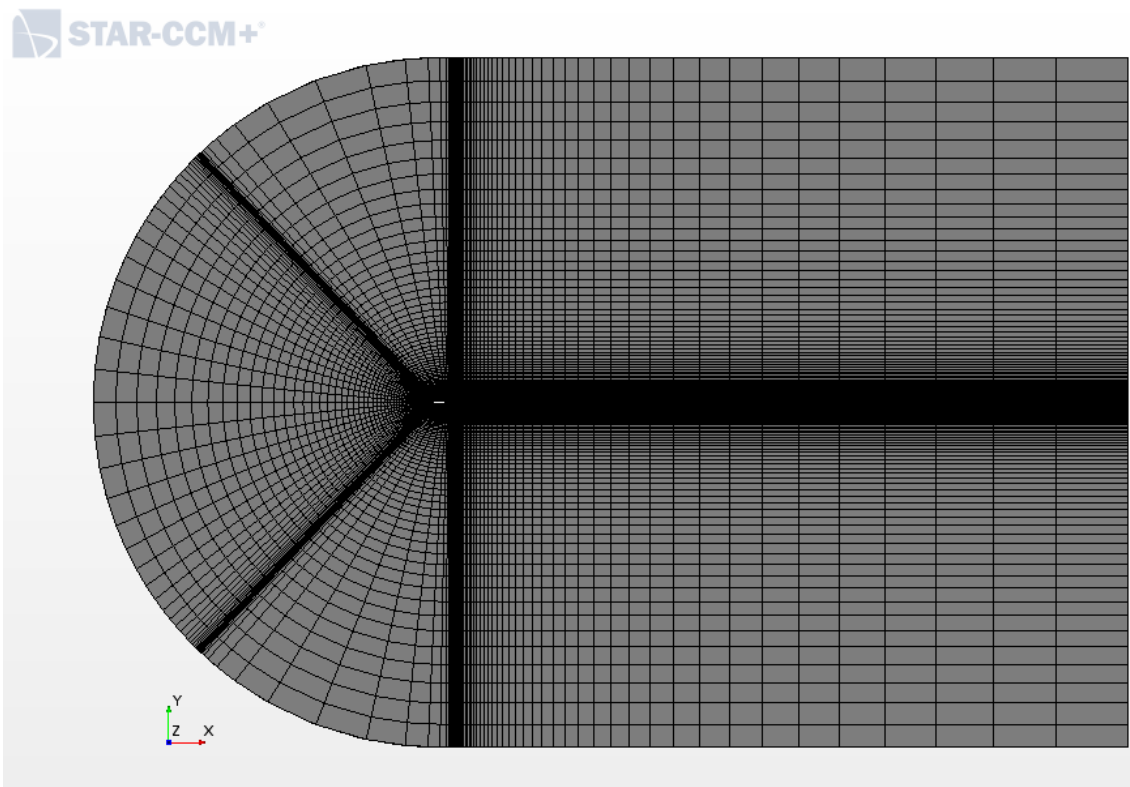


Figura 84. Vista del mallado 2D del dominio de simulación.

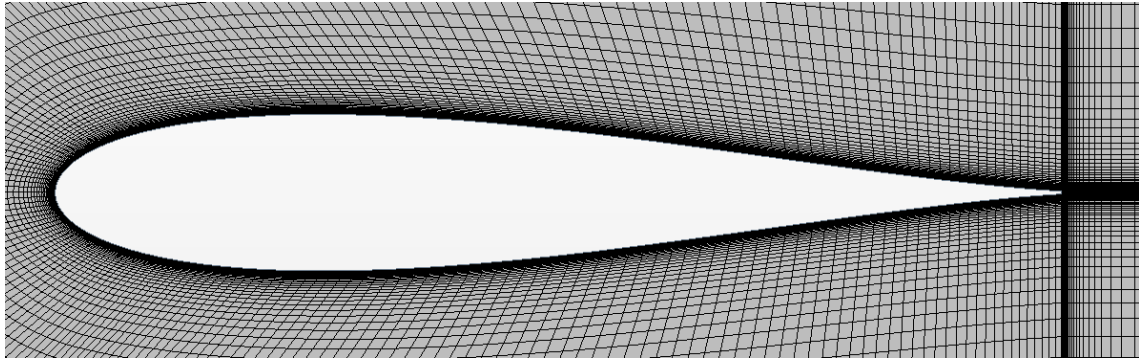


Figura 85. Vista en detalle de la malla cerca del perfil.

#### 4.2.3. Modelo físico

Para este caso se empleará el fluido real, es decir aire, con una densidad  $\rho = 1.223 \text{ kg/m}^3$ , viscosidad dinámica  $\mu = 1.78 \cdot 10^{-5} \text{ N} \cdot \text{s/m}^2$  y una temperatura  $T = 15 \text{ }^\circ\text{C}$ .

El régimen del fluido se vuelve a considerar estable o "*steady flow*". Como en los casos anteriores, al tratarse de un perfil 2D cuyas dimensiones no suponen un elevado coste computacional, pero tampoco se requiere un detalle excesivo, ya que los valores para este tipo de simulación no tienen en cuenta el flujo que puede aparecer en otros planos, en el caso de la turbina, los flujos radiales, y la influencia de la interacción del fluido cerca de los extremos, pero este análisis más en detalle no se abordará en este trabajo. Para este caso se empleará el modelo de turbulencia  $k - \varepsilon$ .



Figura 86. Modelo empleado en Star-CCM+

Como dato de entrada se irán suministrando valores de la velocidad relativa  $\omega$  y el ángulo  $\alpha$  correspondiente "velocity magnitude" y "flow angles".

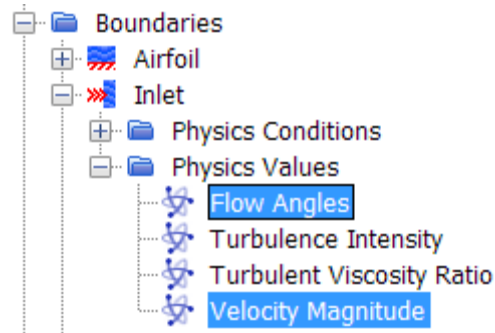


Figura 87. Inputs de los valores de  $\omega$  y  $\alpha$ .

Finalmente se pondrá en marcha la simulación, hasta llegar a valores de los residuales por debajo de  $1 \cdot 10^{-5}$ , donde el cálculo terminará y se registrará el valor de la  $F_T$  obtenido en una hoja de cálculo y se representará una gráfica con los valores obtenidos para cada uno de los casos.

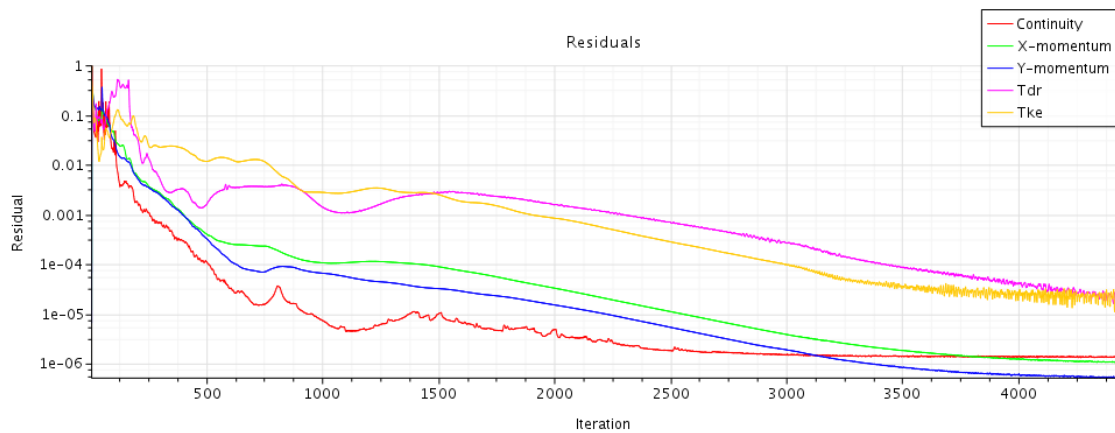


Figura 88. Gráfico de valores de residuales a lo largo de las iteraciones, para una simulación.



Tabla 10. Ejemplo de un caso para  $c=23$  m/s.

<b>c (m/s)</b>	<b>u (m/s)</b>	<b>w (m/s)</b>	<b><math>\alpha</math> (°)</b>
23	0	23.00	90.00
23	30	37.80	37.48
23	45	50.54	27.07
23	60	64.26	20.97
23	75	78.45	17.05
23	90	92.89	14.34
23	120	122.18	10.85
23	150	151.75	8.72
23	180	181.46	7.28
23	190	191.39	6.90

### 4.3. Presentación de resultados

Se han realizado varias simulaciones comparando los perfiles Joukowski 12% y 15% con respecto a los perfiles NACA0015 Y NACA0018. Se toman como referencia estos dos perfiles NACA, el grosor de alabe del 15% es empleado en un gran número de diseños [59] y el segundo es el que se emplea en la turbina Wells de Mutriku considerado en este estudio.

Es importante tener en consideración que la turbina de estudio se caracteriza por tener el mismo grosor a lo largo de la longitud del álabe, por lo tanto se trata del mismo perfil a lo largo de dicha longitud. Por lo general, los perfiles de menor grosor tienden a experimentar pérdida aerodinámica para ángulos más pequeños que para los de mayor grosor, sin embargo los perfiles más delgados tienen un rango de operación mayor para números de Reynolds elevados [54].

Debido a que el rango de la velocidad angular tomado es:

Para el caso de la velocidad absoluta  $v = 11.5 \text{ m/s}$ :

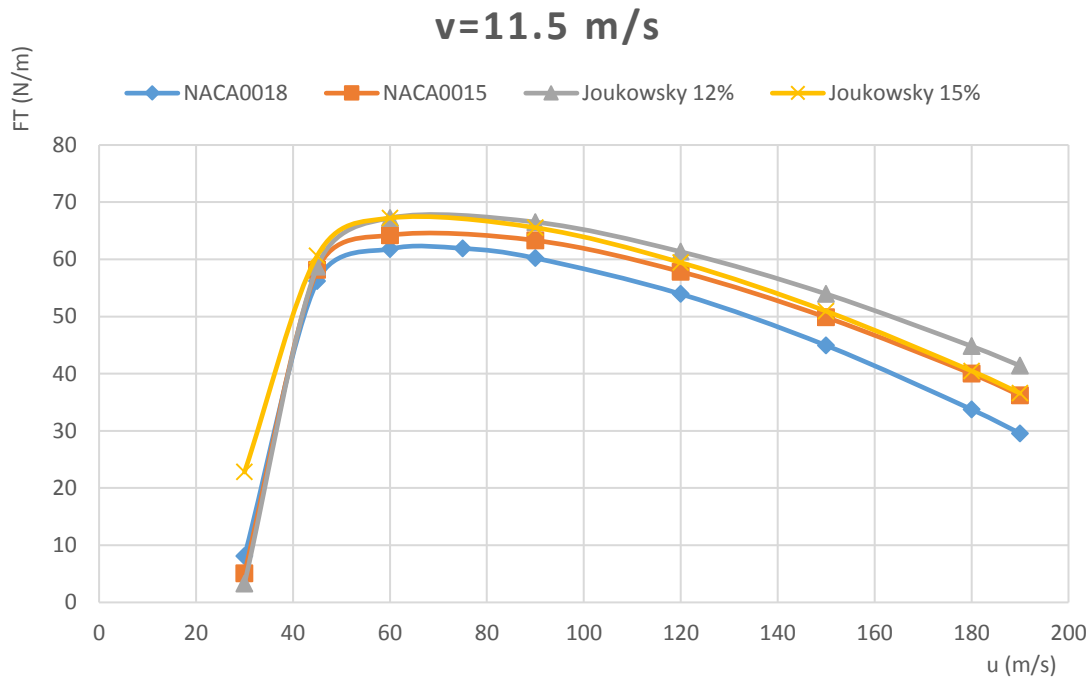


Figura 89. Gráfico de fuerza tangencial  $F_T$  para  $v = 11,5 \text{ m/s}$ .

En el gráfico anterior se puede apreciar que los perfiles Joukowski tienen mejor funcionamiento frente a los perfiles NACA0015 y NACA0018.

Cabe destacar que, como en la fase 2, el perfil Joukowsky 15% tiene mejor funcionamiento a velocidades lineales inferiores, pese a estar en pérdida los valores medios son más estables por lo que la transición a velocidades más elevadas se realiza de manera más progresiva, todos los perfiles entran en pérdida aerodinámica cuando la velocidad lineal es  $u < 60 \text{ m/s}$ .

Para el caso de la velocidad absoluta  $v = 23 \text{ m/s}$ :

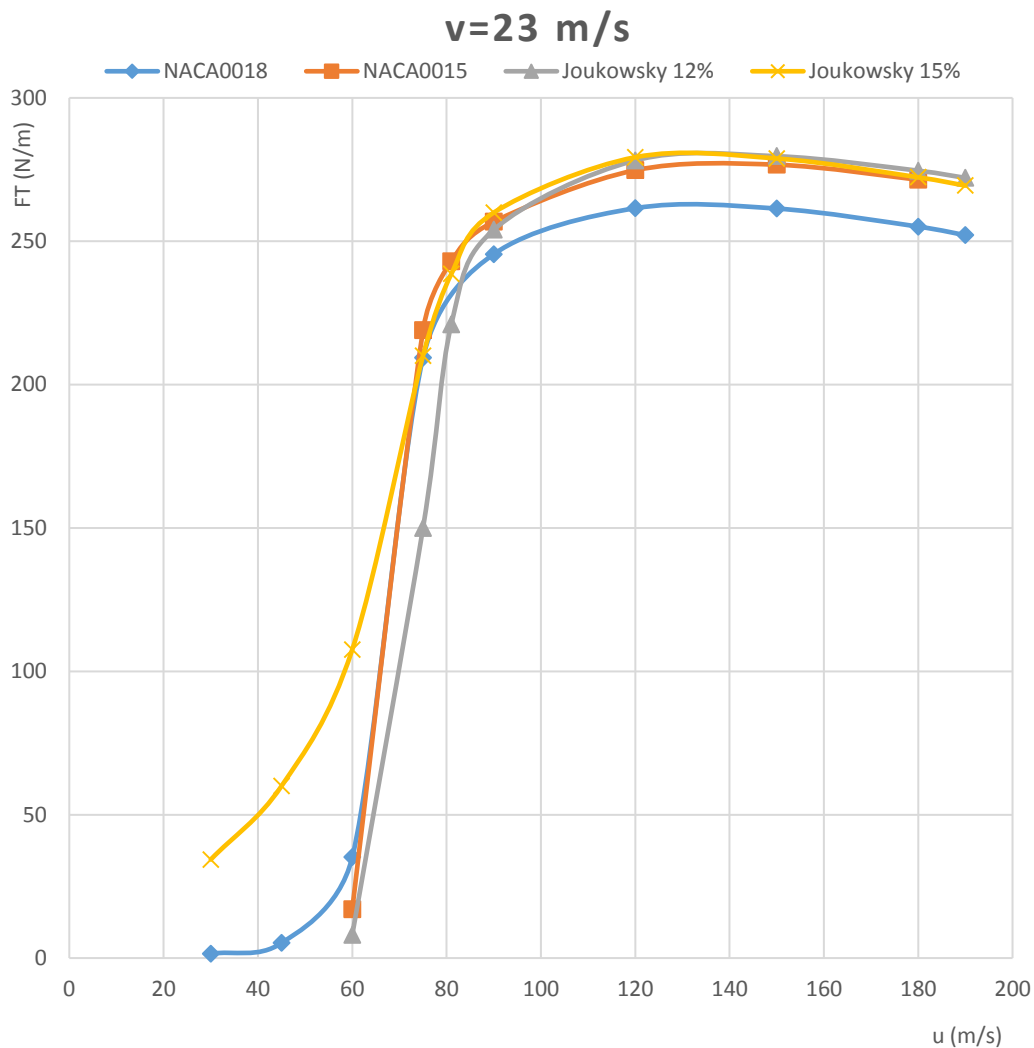


Figura 90. Gráfico de fuerza tangencial  $F_T$  para  $v = 11,5$  m/s.

En este caso, nuevamente se puede ver que ambos perfiles Joukowski tienen una entrega similar para zonas estables, pero cabe destacar nuevamente la progresión más suave desde el estado de pérdida aerodinámica en radios menores hasta las zonas de máxima generación de fuerza tangencial del perfil Joukowski 15%, para esta velocidad de fluido  $v$ , este máximo se da en  $u = 120$  m/s.

Como se mencionó en la fase anterior este gráfico se diferencia de uno habitual en que la fuerza tangencial o coeficiente de la misma no se representa en función del ángulo, ya que a diferente ángulo  $\alpha$  el número de Reynolds no se mantiene.

Pero el interés de usar este tipo de gráfico es la capacidad de extrapolar el valor del par a diferente radio de los álabes, esto es debido a que, primeramente la velocidad de arrastre  $u$  es directamente proporcional al radio. Por lo tanto, para un mismo

valor de velocidad  $v$  se pueden tener un rango de radios que son equivalentes para cada  $\omega$ .

A continuación se superponen los diferentes casos de velocidad angular en el gráfico de la fuerza tangencial, para una velocidad del fluido  $v=11.5$  m/s. Consistirá en tres fragmentos de álabes de la turbina de longitud  $b=0.21$ m, para diferentes velocidades de rotación de la turbina.

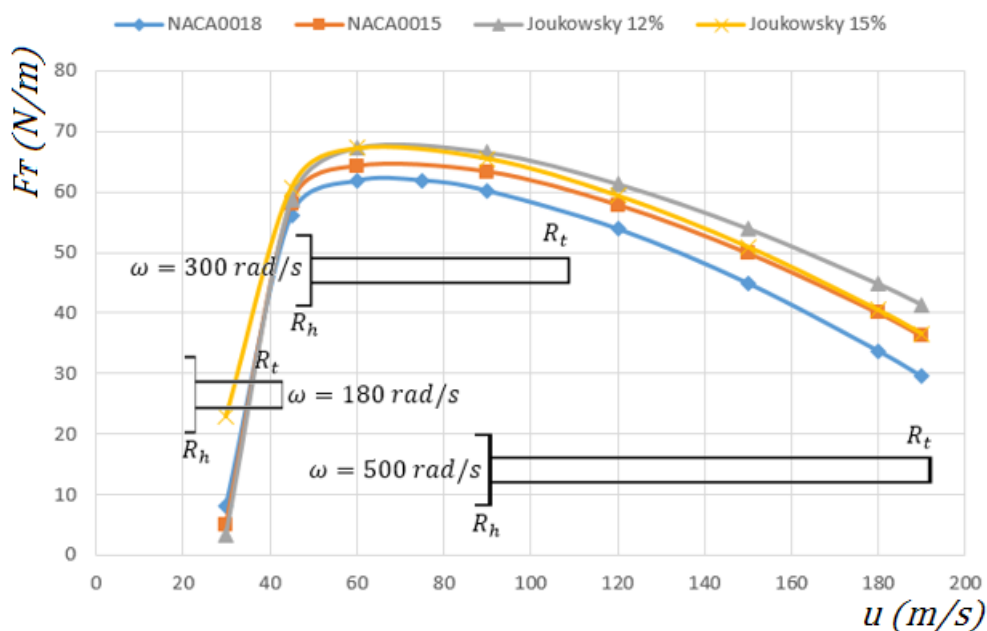


Figura 91. Superposición de palas de la turbina para diferentes velocidades de rotación, para el caso de  $v = 11,5$  m/s.

Se puede ver que para  $\omega = 180$  rad/s toda la longitud del álabes se encuentra en la zona de pérdida aerodinámica, por lo tanto se puede ver por qué es necesario asistir a la turbina cuando se encuentra a estas velocidades de rotación.

Para  $\omega = 300$  rad/s la longitud del álabes se encuentra en su rango de máxima fuerza tangencial, por lo tanto generará el máximo par, que se traducirá en una generación de mayor aceleración angular.

Para  $\omega = 500$  rad/s, toda la longitud se encuentra generando par, se trata de la configuración óptima ya que se halla lejos de la zona de pérdida aerodinámica.

El otro caso, para una velocidad del fluido  $v = 23$  m/s se analiza tras el siguiente gráfico.

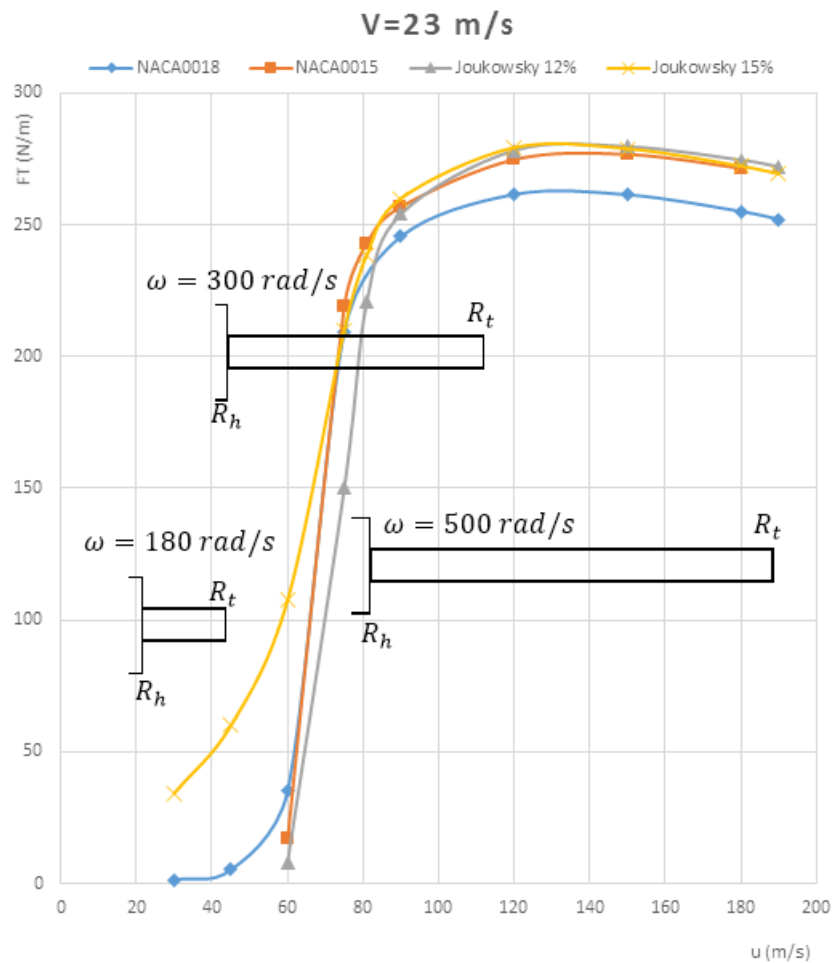


Figura 92. Superposición de palas de la turbina para diferentes velocidades de rotación, para el caso de  $v = 23 \text{ m/s}$ .

Para  $\omega = 180 \text{ rad/s}$  la turbina se halla completamente dentro de la zona de pérdida aerodinámica.

Si  $\omega = 300 \text{ rad/s}$ , la turbina se hallará a más de la mitad de su recorrido en pérdida aerodinámica, aunque el valor medio resulte positivo se trata de una zona dominada principalmente por la inestabilidad.

Para  $\omega = 500 \text{ rad/s}$ , el álabe se halla predominantemente en la zona estable, se trata de la configuración óptima para el valor de la velocidad  $v$  dada.

## 5. CONCLUSIONES

Tras haber realizado un estudio en tres fases para encontrar un perfil que presente una mejora del funcionamiento de una turbina Wells instalada en la planta undimotriz de Mutriku, se ha llegado a diversas conclusiones para cada parte.

Primeramente, mediante un estudio de sensibilidad paramétrica de un perfil construido a partir de tres elementos geométricos (una elipse y dos rectas), con los que se conforman diferentes perfiles según el grosor y posición del grosor máximo deseado, se ha conocido que el rango espesores a considerar en las fases posteriores es de  $t=10-20\%$ . Sobre la posición del grosor máximo  $x_t$  no se ha podido sacar ninguna conclusión, ya que se ha visto que depende mucho más de la forma de la envolvente y que de este parámetro.

A continuación, mediante un estudio comparativo de perfiles estándares, se ha revisado un amplio catálogo de perfiles y se han ensayado para intentar obtener un perfil que mejore las características de los perfiles NACA. Tras realizar los ensayos se han obtenido tres perfiles:

- HT12 10%
- Joukowski 12%
- Joukowski 15%

El valor de fuerza máxima se da con el perfil HT12, pero para valores de ángulo de incidencia elevado no resulta óptimo, ya que entra en pérdida aerodinámica antes que el resto.

El mayor rango de operación, para velocidades altas lo tiene el Joukowski 12%

Las mejores características de arranque a bajas velocidades y ángulos de ataque elevados lo tiene el Joukowski 15%.

Se eligen los dos perfiles Joukowski debido a que se da una mayor importancia al rango de operación.

Finalmente, se ha realizado una comparación de los perfiles seleccionados con dos perfiles tipo NACA, uno (NACA0018) utilizado en la turbina de Mutriku y otro (NACA0015) de uso extendido en otras turbinas Wells.

Se han tomado como datos de partida las condiciones de funcionamiento tanto de la cámara de resonancia de columna de agua oscilante, como de la turbina Wells. Para dos casos representativos de velocidad en el conducto de la turbina se ha confirmado que los perfiles Joukowski 12% y 15% presentan mejores características que el NACA0018. Sin embargo, es evidente que el perfil NACA0015 exhibe igualmente mejores características de funcionamiento.

Es importante mencionar que el perfil Joukowski 15% tiene la particularidad de operar mejor a velocidades bajas o ángulos altos, y presenta mejores características que un perfil NACA0015 en un sentido global, ya que la mejora se obtiene evaluando el área debajo de la curva, que se corresponde al momento de par aplicado sobre el álabe. Bajo este criterio, tanto para las velocidades representativas  $v = 11,5 \text{ m/s}$  y  $v = 23 \text{ m/s}$ , se puede apreciar que este área es mayor.

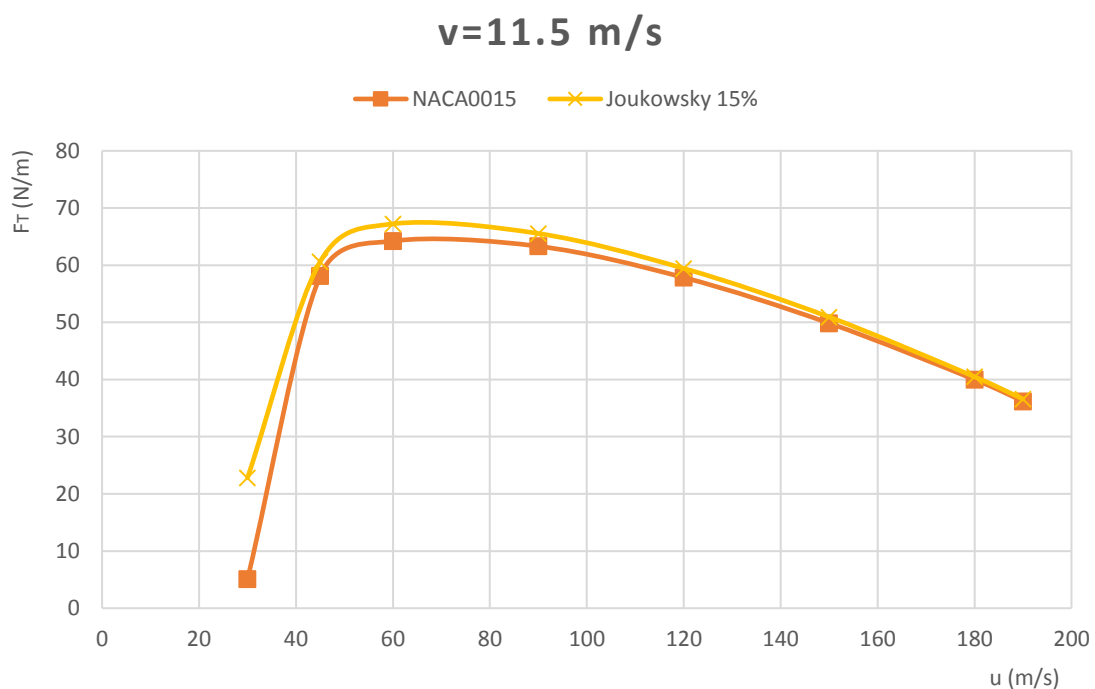


Figura 93. Comparación NACA 0015 vs Joukowski 15% para  $v = 11.5 \text{ m/s}$ .

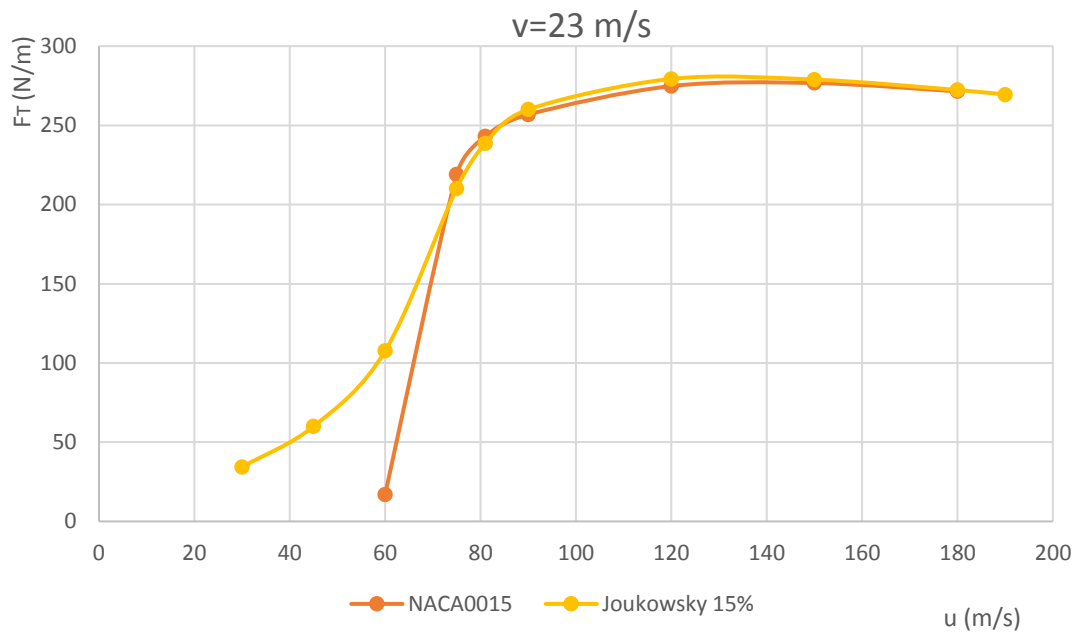


Figura 94. Comparación NACA 0015 vs Joukowski 15% para  $v=23$  m/s.

Por lo tanto, se puede concluir que, teniendo en cuenta las condiciones iniciales mediante un modelo lineal de descripción del comportamiento de las olas en el interior de la cámara de resonancia, el perfil Joukowski 15% podría mejorar el funcionamiento de la turbina Wells en la central de Mutriku. El siguiente paso de estos resultados sería realizar una prueba mediante un prototipo y así poder verificar que hay correlación con los resultados obtenidos en este estudio.

Otro resultado de este trabajo es que, se ha visto, que esta mejora se mantiene si se emplea el agua como fluido, por lo que puede considerarse como una posible línea futura de continuación de este trabajo, como contribución al diseño de una turbina hidráulica tipo Wells que aproveche el flujo alterno de una columna de agua oscilante.



## 6. BIBLIOGRAFÍA

[1] J. Cook et al, Consensus on consensus: a synthesis of consensus estimates on human-caused global warming, Environmental Research Letters 11, 2016.

[2] <http://www.climatechange2013.org/spm>

[3] <https://www.globalcarbonproject.org/>

[4] Clark et al. 2016 Consequences of twenty-first-century policy for multi-millennial climate and sea-level change». Nature Climate Change 6: 360-369. doi:10.1038/NCLIMATE2923.

[5] <https://data.giss.nasa.gov/gistemp/>

[6] Knutti, R., and Sedláek, J., (2013), Robustness and uncertainties in the new CMIP5 climate model projections, Nature Climate Change 3, p. 369–373, doi:10.1038/nclimate1716.

[7] <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/el-acuerdo-de-paris>

[8] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) (2011). Conference of the Parties – Sixteenth Session: Decision 1/CP.16: The Cancun Agreements: Outcome of the work of the Ad Hoc Working Group on Long-term Cooperative Action under the Convention (English): Paragraph.

[9] [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050\\_es](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_es)

[10] [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/MEMO\\_18\\_6545](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/MEMO_18_6545)

[11] Olivier, J. et al. Applications of EDGAR Emission Database for Global Atmospheric Research. 26-07-2002. 90880. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency.

[12] Departamento de medio ambiente y política ambiental, Gobierno Vasco, KLIMA 2050 – Estrategia de Cambio Climático 2050 del País Vasco, 2015.

[13] <https://www.iea.org/>

[14] <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

[15] [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Main\\_Page](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Main_Page)

- [16] <https://www.energias-renovables.com/panorama/espana-2020-el-pais-con-110-00020200124>
- [17] <https://www.ree.es/es>
- [18] <https://news.un.org/>
- [19] <https://about.bnef.com/blog/> "late surge in offshore Wind financings helps 2019 renewables investments to overtake 2018.
- [20] Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts Archivado el 27 de junio de 2013 en la Wayback Machine.
- [21] <https://globalsolaratlas.info>
- [22] Datos extraídos del PANER2011-2020 PAG 148
- [23] Lund, John W.; Freeston, Derek H.; Boyd, Tonya L. (24–29 April 2005), World-Wide Direct Uses of Geothermal Energy 2005, Proceedings World Geothermal Congress, Antalya, Turkey.
- [24] Laboratorio de Cartografía y Sistemas de Información Geográfica (LACASIG), Universidad de Valladolid.
- [25] NASA - Goddard Space Flight Center - Survey data. [https://en.wikipedia.org/wiki/File:M2\\_tidal\\_constituent.jpg](https://en.wikipedia.org/wiki/File:M2_tidal_constituent.jpg)
- [26] Renewable Energy Sources Statistics in the European Union , CRES (Centre for Renewable Energy Sources).
- [27] Magagna and Andreas: 2014 JRC Ocean Energy Status Report - Technology,market and economic aspects of ocean energy in Europe, Report EUR 26983 EN,European Commission, 2015.
- [28] <https://oceanpowerproject.wordpress.com/>
- [29] R. Gobato, A. Gobato, D.F. Gobato, Study Pelamyççis system to capture energy of ocean wave, Cornell University, 2015.
- [30] Tianna B, O&M Models for Ocean Energy Converters: Calibrating through Real Sea Data, MDPI energies, 2019.

- [31] Y. Torre-Enciso et al., Mutriku Wave Power Plant: from the thinking out to the reality, Proceedings of the 8th European Wave and Tidal Energy Conference, Sweeden, 2009.
- [32] J. Lekube et al., Analysis of Improvement Opportunities at Mutriku Wave Power Plant, Ente Vasco de la Energía.
- [33] A. Têtu, Power Take-Off Systems for WECs, Handbook of Ocean Wave Energy, p. 203-220.
- [34] Y. Masuda, An experience with wave power generation through tests and improvement, in: D.V. Evans, A.F.O. Falção (Eds.), IUTAM Symp. Hydrodynamics of Ocean-wave Energy Utilisation, Springer-Verlag, 1986, pp. 445e452.
- [35] Dejc ME and Trojanovskij BM (1972) Untersuchung und Berechnung Axialer Turbinenstufen. Berlin, Germany: VEB Verlag..
- [36] Setoguchi T, Santhakumar S, Maeda H, et al. (2001a) A review of impulse turbines for wave energy conversion. *Renewable Energy* 23(2): 261–292.
- [37] Takao M, Fujioka Y, Tae-Whan K, et al. (2005) Performance of radial turbine with pitch-controlled guide vanes for wave energy conversion. In: Proceedings of the fifteenth international offshore and polar engineering conference, Seoul, Korea, 19–24 June, pp. 518–522. The International Society of Offshore and Polar Engineers.
- [38] A. F. O. Falcão, L. M. C. Gato, E.P. A. S. Nunes, A novel radial self-rectifying air turbine for use in waveenergy converters. Part 2. Results from model testing, *Renewable Energy* 53 (2013) 159 { 164. doi:10.1016/j.renene.2012.11.018.
- [39] T. Carolus, C. Moisel, Bidirectional air turbines for oscillating water column systems: Fast selection applying turbomachinery scaling laws, *International Journal of Marine Energy* 18 (2017) 65–77.
- [40] A. Falção, L. Gato, Air turbines, DOI: 10.1016/B978-0-08-087872-0.00805-2
- [41] T. Ghisu et al., On the Hysteretic Behavior of Wells Turbines,2017, DOI: 10.1016/j.egypro.2017.08.303.
- [42] T.-H. Kim, M. Takao, T. Setoguchi, K. Kaneko, and M. Inoue, "erformance comparison of turbines for wave power conversion," *Int. J. Therm., Sci.*, vol. 40, no. 7, pp. 681–689, Jul. 2001.

- [43] Fois, F., Hoogetboom, P., Le Chevalier, F., and Stoffelen, A., 2014. An investigation on sea Surface wave spectra and approximate scattering theories, IEEE Geoscience and Remote Sensing Symposium, Canada, pp. 4366-4369.
- [44] Kinsman, Blair, Wind Waves: Their Generation and Propagation on the Ocean Surface. Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey, 1965, p. 23.
- [45] Lamb, H. (1994) Hydrodynamics, 6th edn, Cambridge University Press, Cambridge.
- [46] Ardhuin, F., Collard, F., and Chapron, B. (2009) Observation of swell dissipation across oceans. Geophysical Research Letters, 36, L06607. doi: 10.1029/2008GL03703.
- [47] B. Le Méhauté (1976) An introduction to hydrodynamics and water waves, Springer, ISBN 0387072322.
- [48] Coastal Engineering Manual, US Army Corps, PII Chap 1, <http://coastalengineeringmanual.tpub.com/>.
- [49] Le Roux J P 2008, An extension of the Airy theory for linear waves into shallow water Coastal Engineering 55(4) pp 295–301.
- [50] <http://airfoiltools.com>, 2020.
- [51] P. Ramsden, the Joukowski Mapping: Airfoils from Circles, [www.demonstrations.wolfram.com](http://www.demonstrations.wolfram.com), 2015.
- [52] E. Jacobs et al., The characteristics of 78 related airfoil sections from tests in the variable-density Wind tunnel, National Advisory Committee for Aeronautics, 1933.
- [53] S. Raghunathanm T. Setoguchi, K. Kaneko, Correlation of test rig and wind tunnel tests for performance prediction of wells turbine, Proc. Offshore Mech. And Arctic Eng. Conf., La Haya, Países Bajos, 1989.
- [54] S. Raghunathan, The Wells air turbine for wave energy conversión, Prog. Aerospace. Sci., Vol. 31, pp. 335-386, 1995.
- [55] A. Saraf, M. Singh, T. Chouha, Aerodynamic analysis of NACA0012 airfoil using CFD, International Journal of Mechanical And Production Engineering, V.5, Issue-12, 2017.
- [56] J. Henriques et al., A comparison of birradial and Wells turbines on the Mutriku breakwater OWC power plant, Proceedings of the ASME 2017 36th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, Norway, 2017.

[57] Garrido, I.; Garrido, A.J.; Alberdi, M.; Amundarain, M.; Barambones, O. Performance of an ocean energy conversion system with DFIG sensorless control. *Math. Probl. Eng.* 2013, 2013, 260514.

[58] Lekube et al 2018 IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 136 012017.

[59] A. Shehata, Wells turbine for wave energy conversión: a review, *International Journal of Energy Research*, 2017.