



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

TRABAJO FIN DE MÁSTER

CURSO 2019/20

MENO-1920-19

*ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE UNA
CENTRAL DE APROVECHAMIENTO DE
CORRIENTES MARINAS*

Máster en Ingeniería Naval y Oceánica

ALUMNO

Javier Vera Ferrera

TUTORES

Saúl Balsa Barros

Laura Castro Santos

FECHA

SEPTIEMBRE 2020

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE UNA CENTRAL DE APROVECHAMIENTO DE CORRIENTES MARINAS

RESUMEN

La energía que se puede aprovechar del mar es un bien que pasa desapercibido en la infraestructura de generación actual pero realmente su potencial es muy alto y se distribuye por todo el mundo por lo que se podría llegar a cubrir gran parte de la demanda. Para ello se requiere la evolución de tecnologías como la del aprovechamiento de las corrientes marinas, la cual cuenta con una alta capacidad de predicción que facilitaría su incorporación a la red eléctrica.

En este estudio se diseñará y analizará mediante el método de elementos finitos (MEF) la estructura de soporte de un dispositivo de corrientes marinas, partiendo como base del prototipo SeaGen U y se modificará con el fin de facilitar su construcción. Esta será dimensionada de modo que se garantice el correcto funcionamiento y supervivencia frente a las condiciones consideradas. Además, se escogerá una zona de operación y se estudiará la disposición de la granja para, posteriormente, elaborar el presupuesto y analizar su viabilidad, incluyendo un estudio de sensibilidad.

Palabras clave: energía del mar, corrientes marinas, diseño estructural, método de elementos finitos, estudio económico, presupuesto, viabilidad, sensibilidad.

RESUMO

A enerxía que se pode aproveitar do mar é un ben que pasa desapercibido na infraestrutura de xeración actual, pero o seu potencial é realmente moi elevado e distribúese por todo o mundo, polo que podería cubrir gran parte da demanda. Para iso é necesaria a evolución de tecnoloxías como o uso de correntes mariñas, que ten unha alta capacidade de predición que facilitaría a súa incorporación á rede eléctrica.

Neste estudo, a estrutura de soporte dun dispositivo de correntes mariñas deseñarase e analizarase mediante o método de elementos finitos (MEF), a partir do prototipo SeaGen U e modificarase co fin de facilitar a súa construción. Esta será deseñada de xeito que se garanta o correcto funcionamento e supervivencia fronte ás condicións consideradas. Ademais, elixirase unha área de funcionamento e estudarase o esquema da explotación para posteriormente preparar o orzamento e analizar a súa viabilidade, incluído un estudo de sensibilidade.

Palabras chave: enerxía do mar, correntes mariñas, deseño estrutural, método de elementos finitos, estudo económico, orzamento, viabilidade, sensibilidade.

ABSTRACT

The energy that can be harnessed from the sea is a factor that goes unnoticed in the current generation infrastructure, but its potential is really very high and it is distributed throughout the world, so it could cover a large part of the demand. This requires the evolution of technologies such as marine currents devices. This type has a high prediction capacity that would facilitate its incorporation into the electricity grid.

In this study, the support structure of a marine current device will be designed and analysed using the finite element method (FEM), starting from the SeaGen U prototype that will be modified in order to facilitate its construction. This will be design in order to comply with the requirements of the conditions considered. In addition, the area of operation will be chosen and the layout of the farm will be studied in order to estimate its costs and analyse its viability, including a sensitivity study.

Keywords: energy from the sea, ocean currents, structural design, finite element method, economic study, budget, feasibility, sensitivity.



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

**TRABAJO FIN DE MÁSTER
CURSO 2019/20**

*ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE UNA
CENTRAL DE APROVECHAMIENTO DE
CORRIENTES MARINAS*

Máster en Ingeniería Naval y Oceánica

MENO-1920-19

Contenido

| | | |
|-------|---|----|
| 1 | Objeto | 13 |
| 2 | Antecedentes | 14 |
| 2.1 | Concepto: energía de las corrientes marinas | 14 |
| 2.2 | Tecnologías explotadoras de energía de corrientes marinas | 16 |
| 2.3 | Componentes de la turbina de corrientes marina | 20 |
| 2.3.1 | Turbina | 20 |
| 2.3.2 | Estructura de soporte | 21 |
| 2.4 | Conceptos operativos | 22 |
| 2.5 | Proyectos anteriores | 23 |
| 2.5.1 | AR-1500 | 24 |
| 2.5.2 | AH1000 MK1 | 25 |
| 2.5.3 | MeyGen | 25 |
| 2.5.4 | SeaGen S | 26 |
| 2.5.5 | SeaGen U (Proyecto de referencia) | 27 |
| 2.6 | Potencial energético de las corrientes | 27 |
| 2.7 | Estado actual y perspectivas de futuro de la tecnología | 28 |
| 2.7.1 | España | 29 |
| 2.7.2 | Reino Unido | 30 |
| 3 | Análisis marco regulatorio | 32 |
| 3.1 | Revisión de las Sociedades de Clasificación | 32 |
| 3.2 | Revisión de otras normativas | 32 |
| 4 | Zona de operación | 33 |
| 4.1 | Diseño preliminar | 33 |
| 4.2 | Conceptos implicados | 34 |
| 4.2.1 | Velocidad de corriente | 34 |
| 4.2.2 | Influencia de la profundidad del agua | 34 |
| 4.2.3 | Localización de la turbina | 35 |
| 4.2.4 | Efecto bloqueo y efecto estela | 35 |
| 4.2.5 | Disposición de los dispositivos y área necesaria | 36 |
| 4.3 | Elección zona de operación | 37 |
| 4.3.1 | Criterio: Velocidad de corrientes | 37 |
| 4.3.2 | Batimetría y suelo | 38 |
| 4.3.3 | Otros criterios | 39 |
| 4.3.4 | Resumen elección | 41 |
| 5 | Diseño del dispositivo | 42 |

| | | |
|-------|--|----|
| 5.1 | Diseño funcional | 42 |
| 5.2 | Diseño hidrodinámico | 43 |
| 5.3 | Diseño estructural..... | 43 |
| 5.3.1 | Góndolas | 43 |
| 5.3.2 | Cilindros | 44 |
| 5.3.3 | Perfiles alares entre cilindros..... | 45 |
| 5.3.4 | Perfiles alares de soporte de góndolas..... | 46 |
| 5.3.5 | Perfiles alares entre góndolas | 46 |
| 5.3.6 | Estructura en celosía para el izado del dispositivo..... | 46 |
| 5.4 | Descripción del sistema de distribución de la energía..... | 47 |
| 6 | Análisis estructural mediante MEF | 49 |
| 6.1 | Fundamento teórico..... | 49 |
| 6.1.1 | Tipologías de análisis | 49 |
| 6.1.2 | Planteamiento general del problema | 50 |
| 6.1.3 | Proceso general de cálculo | 52 |
| 6.1.4 | Tipos de elementos | 52 |
| 6.1.5 | Modos de fallo | 53 |
| 6.2 | Objeto..... | 54 |
| 6.3 | Modos de fallo analizados | 54 |
| 6.4 | Software utilizado | 54 |
| 6.5 | Descripción del modelo..... | 54 |
| 6.5.1 | Tipos de análisis realizados..... | 56 |
| 6.5.2 | Extensión..... | 56 |
| 6.5.3 | Sistema de referencia..... | 57 |
| 6.5.4 | Unidades | 59 |
| 6.5.5 | Definición de materiales | 59 |
| 6.5.6 | Tipo de elemento..... | 59 |
| 6.5.7 | Definición de la malla | 59 |
| 6.6 | Casos de carga | 62 |
| 6.7 | Cálculo de las cargas implicadas..... | 63 |
| 6.7.1 | Cargas fijas (Modelo 1)..... | 63 |
| 6.7.2 | Cargas ambientales en el fondo (Modelo 1) | 64 |
| 6.7.3 | Cargas accidentales (Modelo 1) | 69 |
| 6.7.4 | Cargas fijas (Modelo 2)..... | 70 |
| 6.7.5 | Flujo de corriente en el fondo (Modelo 2)..... | 71 |
| 6.7.6 | Resultante cargas ambientales en la superficie (Modelo 2)..... | 72 |
| 6.8 | Condiciones de contorno | 76 |

| | | |
|--------|---|-----|
| 6.9 | Criterios de aceptación | 77 |
| 6.10 | Resultados análisis estático (Modelo 1)..... | 77 |
| 6.11 | Resultados análisis estático (Modelo 2)..... | 82 |
| 6.12 | Resultados pandeo lineal (Modelo 1)..... | 83 |
| 6.13 | Resultados pandeo lineal (Modelo 2)..... | 85 |
| 6.14 | Resultados análisis modal (Modelo 1) | 87 |
| 6.15 | Conclusiones | 91 |
| 7 | Estudio económico | 92 |
| 7.1 | Cálculo energético | 92 |
| 7.2 | Definición del escenario..... | 93 |
| 7.2.1 | Inversión..... | 93 |
| 7.2.2 | Operación..... | 104 |
| 7.2.3 | Entorno..... | 104 |
| 7.2.4 | Financiación | 105 |
| 7.3 | Definición de los criterios de evaluación de proyectos | 105 |
| 7.3.1 | Valor actual neto (VAN)..... | 105 |
| 7.3.2 | Tasa interna de retorno (TIR) | 105 |
| 7.3.3 | Período de Recuperación (PR)..... | 105 |
| 7.4 | Resultados obtenidos de la viabilidad económica..... | 106 |
| 7.4.1 | Cash Flow Extraoperativo del Proyecto Sin Financiar (CFE PSF) | 106 |
| 7.4.2 | Cash Flow Operativo del Proyecto Sin Financiar (CFO PSF) | 107 |
| 7.4.3 | Cash Flow Total del Proyecto Sin Financiar (CFT PSF) | 107 |
| 7.4.4 | VAN, TIR, PR (Proyecto Sin Financiar) | 108 |
| 7.4.5 | Préstamo | 108 |
| 7.4.6 | Cash Flow Total del Proyecto Financiado (CFT PF) | 109 |
| 7.4.7 | VAN, TIR, PR (Proyecto Financiado)..... | 109 |
| 7.5 | Estudio de sensibilidad | 110 |
| 7.5.1 | Simulación mediante un modelo dinámico de Crystal Ball de Oracle..... | 110 |
| 7.5.2 | Simulación empleando un modelo estático de Excel | 113 |
| 7.6 | Conclusiones del estudio económico..... | 115 |
| 8 | Conclusiones generales | 117 |
| 9 | Referencias | 118 |
| 10 | Anexos..... | 120 |
| 10.1 | Plano disposición general | 120 |
| 10.2 | Planos estructurales | 122 |
| 10.3 | Resultados análisis estático (Modelo 1)..... | 126 |
| 10.3.1 | Operación normal | 126 |

| | |
|--|-----|
| 10.3.2 Condición Extrema | 127 |
| 10.3.3 Condición accidental 1..... | 129 |
| 10.3.4 Condición accidental 2..... | 130 |
| 10.3.5 Condición accidental 3..... | 131 |
| 10.4 Resultados análisis modal (Modelo 1) | 132 |
| 10.5 Resultados análisis de sensibilidad (correlaciones) | 134 |

Índice de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1. Turbina de flujo axial AR1500 (<i>fuentesimecatlantis.com</i>)..... | 17 |
| Figura 2. Dispositivo de eje vertical Norton2 (<i>fuenteswww.norront.com</i>)..... | 17 |
| Figura 3. Dispositivo tipo hydrofoil oscilante (<i>fuenteswww.engb.com</i>)..... | 18 |
| Figura 4. Dispositivo de efecto Venturi Lunar energy (<i>fuenteswww.engineerlive.com</i>)..... | 18 |
| Figura 5. Dispositivo tipo tornillo de Arquímedes Flumill (<i>fuentesbethys.pnnl.gov</i>)..... | 19 |
| Figura 6. Dispositivo tipo kite tidal MINESTO (<i>fuentesbethys.pnnl.gov</i>)..... | 19 |
| Figura 7. Eficiencia del rotor en diversos tipos de aerogeneradores, obtenido de (Fraenkel, 2010). Se pueden esperar resultados similares para turbinas de corrientes marinas. | 23 |
| Figura 8. Dispositivo SeaGen S. Obtenido de (Jackson & Persoons, 2012)..... | 26 |
| Figura 9. Dispositivo SeaGen U. Obtenido de (Jackson & Persoons, 2012)..... | 27 |
| Figura 10. Renderización del modelo realizado en Fusion 360. (Elaboración propia)..... | 33 |
| Figura 11. Variación de la velocidad en función de la profundidad, ref. (Fraenkel, 2010). | 35 |
| Figura 12. Disposición escalonada propuesta utilizando dispositivos tipo SeaGen U (unidades en metros)..... | 36 |
| Figura 13. Corrientes máximas durante las mareas vivas a la profundidad media, ref. (SEI, 2004). | 37 |
| Figura 14. Batimetría de la zona elaborada en QGIS..... | 39 |
| Figura 15. GIS de elaboración propia con otros criterios de importancia (<i>datosobtenidosde marinescotland.atkinsgeospatial.com</i>). © Crown copyright and database rights (2020). OS 100024655. OceanWise EK001-20140401. Use of this data is covered by copyright and privacy & content disclaimers. © OpenStreetMap contributors, tiles © CARTO..... | 40 |
| Figura 16. Zona escogida creada con Google Maps. | 41 |
| Figura 17. Boceto del dispositivo en operación y en mantenimiento (elaboración propia). | 43 |
| Figura 18. Estructura tipo góndola con los espesores asignados..... | 44 |
| Figura 19. Estructura tipo cilindro con espesores (parte del forro está oculta)..... | 45 |
| Figura 20. Estructura tipo perfil alar entre cilindros con espesores (parte del forro está oculta)..... | 45 |
| Figura 21. Uno de los brazos en celosía con los espesores asignados. | 47 |
| Figura 22. Potencia perdida en función de la distancia. Obtenido de la Ref. (Antonio et al., 2012)..... | 47 |
| Figura 23. Boceto de la disposición de la subestación..... | 48 |
| Figura 24. Visualización del desplazamiento inicial y deformado..... | 50 |
| Figura 25. Modelo 1 en Abaqus. Las dimensiones quedan recogidas en el <i>Anexo: Plano disposición general</i> y el <i>Anexo: Planos estructurales</i> | 55 |
| Figura 26. Estructura total del dispositivo..... | 55 |
| Figura 27. Modelo 2 en Abaqus. Las dimensiones quedan recogidas en el <i>Anexo: Plano disposición general</i> y el <i>Anexo: Planos estructurales</i> | 56 |
| Figura 28. Sistema de referencia del Modelo 1 (izquierda) y comparación del sdr del modelo con los puntos cardinales de la zona (derecha). | 57 |
| Figura 29. Ángulo entre la estructura y el sdr del Modelo 2 (planta). | 57 |
| Figura 30. Ángulos entre la estructura y el sdr del Modelo 2 (perfil)..... | 58 |
| Figura 31. Sistema de referencia del Modelo 2..... | 58 |
| Figura 32. Mallado del Modelo 1..... | 60 |
| Figura 33. Imágenes en detalle del mallado empleado en el Modelo 1. | 60 |

| | |
|---|-----|
| Figura 34. Vista general de los elementos con aviso en amarillo. | 61 |
| Figura 35. Vista en detalle de los avisos obtenidos en las góndolas (izquierda) y en concreto la góndola central donde se concentra el mayor número de estos (derecha). | 61 |
| Figura 36. Mallado del Modelo 2. | 61 |
| Figura 37. Fuerzas de la corriente en el Modelo 1. | 66 |
| Figura 38. Presión hidrostática en las góndolas (Modelo 1). | 66 |
| Figura 39. Scatter Diagram de la zona escogida. | 67 |
| Figura 40. Fuerzas de las olas en el Modelo 1. | 69 |
| Figura 41. Momento introducido en el modelo 1, condición accidental 1. | 70 |
| Figura 42. Fuerzas de la corriente en el Modelo 2. | 71 |
| Figura 43. Fuerza resultante en la superficie. | 76 |
| Figura 44. Condiciones de contorno impuestas en el Modelo 1. | 76 |
| Figura 45. Condiciones de contorno impuestas en el Modelo 2. | 77 |
| Figura 46. Desplazamientos condición extrema (Modelo 1). | 78 |
| Figura 47. Tensiones de Von Mises en el forro para la condición extrema (Modelo 1). | 78 |
| Figura 48. Tensiones de Von Mises en los refuerzos, condición extrema (Modelo 1). | 78 |
| Figura 49. Tensión máxima representativa, condición extrema (Modelo 1). | 79 |
| Figura 50. Hot spot en el soporte de la turbina 3, condición accidental 2 (Modelo 1). | 79 |
| Figura 51. Tensión máxima representativa, condición accidental 2 (Modelo 1). | 79 |
| Figura 52. Hot spot en el soporte de la turbina 3, condición accidental 3 (Modelo 1). | 80 |
| Figura 53. Tensión máxima representativa, condición accidental 3 (Modelo 1). | 80 |
| Figura 54. Hot spots en el soporte de las turbinas 1 y 3. | 80 |
| Figura 55. Evolución de las tensiones con el refinamiento del mallado. | 81 |
| Figura 56. Resultados obtenidos para el mallado de 0.03 m. | 82 |
| Figura 57. Desplazamientos condición 6 (Modelo 2). | 82 |
| Figura 58. Tensiones de Von Mises para la condición 6 (Modelo 2). | 83 |
| Figura 59. Vista en detalle de los valores máximos obtenidos. | 83 |
| Figura 60. Forma modal de pandeo 1 (Modelo 1). | 84 |
| Figura 61. Forma modal de pandeo 2 (Modelo 1). | 84 |
| Figura 62. Forma modal de pandeo 3 (Modelo 1). | 84 |
| Figura 63. Forma modal de pandeo 1 (Modelo 2). | 85 |
| Figura 64. Forma modal de pandeo 2 (Modelo 2). | 86 |
| Figura 65. Forma modal de pandeo 3 (Modelo 2). | 86 |
| Figura 66. Forma modal de pandeo 4 (Modelo 2). | 86 |
| Figura 67. Forma modal de pandeo 5 (Modelo 2). | 87 |
| Figura 68. Rango de revoluciones a evitar en el caso de dos palas. | 89 |
| Figura 69. Rango de revoluciones a evitar en el caso de tres palas. | 90 |
| Figura 70. Rango de revoluciones a evitar en el caso de cuatro palas. | 90 |
| Figura 71. Curva de potencia del dispositivo escalada a partir de la correspondiente al SeaGen S, elaboración propia a partir de los datos de la ref. (Simec Atlantis Energy, 2019). | 92 |
| Figura 72. Distribución del CAPEX. | 100 |
| Figura 73. Distribución del coste de fabricación. | 100 |
| Figura 74. Distribución del OPEX. | 101 |
| Figura 75. Evolución del LCOE del proyecto frente a la tasa de descuento (k). | 102 |

| | |
|---|-----|
| Figura 76. Contribución de las variables en el VAN. | 111 |
| Figura 77. Contribución de las variables en el TIR. | 111 |
| Figura 78. Probabilidades de los diferentes casos (VAN). | 112 |
| Figura 79. Probabilidades de los diferentes casos (TIR). | 112 |
| Figura 80. Probabilidad de obtener un VAN igual o superior a cero. | 113 |
| Figura 81. Evolución del VAN en los diferentes escenarios planteados. | 114 |
| Figura 82. Desplazamientos (operación normal). | 126 |
| Figura 83. Tensiones de Von Mises en la operación normal (forro). | 126 |
| Figura 84. Tensiones de Von Mises en la operación normal (refuerzos). | 126 |
| Figura 85. Valores máximos ubicados en los hotspots aunque dentro de lo admisible (operación normal). | 127 |
| Figura 86. Tensiones de Von Mises en el forro, vista posterior (Condición extrema). | 127 |
| Figura 87. Tensiones de Von Mises en los refuerzos, vista frontal (Condición extrema). | 127 |
| Figura 88. Desplazamientos en el eje X (condición extrema). | 128 |
| Figura 89. Desplazamientos en el eje Y (condición extrema). | 128 |
| Figura 90. Desplazamientos en el eje Z (condición extrema). | 128 |
| Figura 91. Desplazamientos (condición accidental 1). | 129 |
| Figura 92. Tensiones de Von Mises en el forro (condición accidental 1). | 129 |
| Figura 93. Tensiones de Von Mises en los refuerzos (condición accidental 1). | 129 |
| Figura 94. Valores máximos ubicados en los hotspots aunque dentro de lo admisible (condición accidental 1). | 130 |
| Figura 95. Desplazamientos (condición accidental 2). | 130 |
| Figura 96. Tensiones de Von Mises en el forro (condición accidental 2). | 130 |
| Figura 97. Vista en detalle de los valores máximos, incluidos los hotspots (condición accidental 2). | 131 |
| Figura 98. Vista en detalle de la zona donde se encuentran los valores máximos representativos (condición accidental 2). | 131 |
| Figura 99. Desplazamientos (condición accidental 3). | 131 |
| Figura 100. Tensiones de Von Mises en el forro (condición accidental 3). | 132 |
| Figura 101. Vista en detalle de los valores máximos, incluidos los hotspots (condición accidental 3). | 132 |
| Figura 102. Forma modal de vibración 1 (Modelo 1). | 132 |
| Figura 103. Forma modal de vibración 2 (Modelo 1). | 133 |
| Figura 104. Forma modal de vibración 3 (Modelo 1). | 133 |
| Figura 105. Forma modal de vibración 4 (Modelo 1). | 133 |
| Figura 106. Forma modal de vibración 5 (Modelo 1). | 134 |
| Figura 107. Correlaciones de las variables en el VAN. | 134 |
| Figura 108. Correlaciones de las variables en el TIR. | 134 |

Índice de tablas

| | |
|---|-----|
| Tabla 1. Potencial de las corrientes de marea por países, datos extraídos de (Evans, 2014). | 28 |
| Tabla 2. Parque de generación de energía eléctrica en el Escenario Objetivo, ref. (Ministerio para la Transición Ecológica el Reto Demográfico, 2021). | 30 |
| Tabla 3. Diámetros de pala recomendados. Obtenido de (Bryden et al., 1998). | 34 |
| Tabla 4. Características de la zona con mayor flujo de Pentland Firth de acuerdo con (Scottish Government, 2015). | 38 |
| Tabla 5. Elementos estructurales de las góndolas. | 44 |
| Tabla 6. Elementos estructurales de los cilindros. | 44 |
| Tabla 7. Elementos estructurales de los perfiles alares entre cilindros. | 45 |
| Tabla 8. Elementos estructurales de los perfiles alares de soporte de góndolas. | 46 |
| Tabla 9. Elementos estructurales de los perfiles alares entre góndolas. | 46 |
| Tabla 10. Elementos estructurales de los brazos en celosía. | 46 |
| Tabla 11. Condiciones de carga consideradas. | 62 |
| Tabla 12. Coeficientes de forma. Obtenido del BV (Ref. (Bureau Veritas, 2015)) | 65 |
| Tabla 13. Valores considerados en el cálculo del área aparente. | 65 |
| Tabla 14. Valores introducidos en el modelo. | 65 |
| Tabla 15. Características de las olas de la zona. | 67 |
| Tabla 16. Velocidades y aceleraciones máximas en la zona según la profundidad. | 68 |
| Tabla 17. Valores considerados en el cálculo del área aparente. | 71 |
| Tabla 18. Valores considerados en el cálculo del área aparente. | 72 |
| Tabla 19. Valores promedios anuales para Pentland Firth (<i>fuentes windfinder.com</i>). | 72 |
| Tabla 20. Valores considerados en el cálculo del área aparente. | 73 |
| Tabla 21. Parámetros de entrada en el cálculo de las olas. | 75 |
| Tabla 22. Resultados de las fuerzas de las olas. | 75 |
| Tabla 23. Resultados de las fuerzas de las olas. | 75 |
| Tabla 24. Resultados obtenidos en el análisis estático del Modelo 1. | 77 |
| Tabla 25. Resultados numéricos del proceso de refinamiento de las zonas de los hotspots. | 81 |
| Tabla 26. Resultados obtenidos en el análisis estático del Modelo 2. | 82 |
| Tabla 27. Resultados del análisis de pandeo lineal para la condición extrema. | 83 |
| Tabla 28. Resultados del análisis de pandeo lineal para la condición de mantenimiento. | 85 |
| Tabla 29. Coeficiente de forma (c_m), ref. (Méndez Díaz, 2011). | 88 |
| Tabla 30. Resultados obtenidos para las densidades modificadas por la masa añadida. | 88 |
| Tabla 31. Frecuencias propias de vibración de la estructura. | 88 |
| Tabla 32. Tramos de revoluciones críticas a evitar. | 89 |
| Tabla 33. Valores medios utilizados para la zona escogida, ref. (Scottish Government, 2015). | 93 |
| Tabla 34. Desglose de costes de los documentos de referencia en £/MW. Obtenido de Ref. (Segura et al., 2019) y Ref. (Rourke et al., 2010). | 94 |
| Tabla 35. Desglose del coste de operación y mantenimiento anual obtenido de la referencia (Segura et al., 2019) de acuerdo con las adaptaciones descritas anteriormente. | 99 |
| Tabla 36. Desglose de costes estimados para el proyecto. | 99 |
| Tabla 37. Comparativa del coste total. | 100 |
| Tabla 38. Inversión inicial. | 101 |
| Tabla 39. Diferentes LCOE según la fuente y el tipo de energía. | 103 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 40. CFE PSF en £ (<i>fórmulas obtenidas de la ref. (Castro-Santos, 2019)</i>). | 107 |
| Tabla 41. CFO PSF en £ (<i>fórmulas obtenidas de la ref. (Castro-Santos, 2019)</i>). | 107 |
| Tabla 42. CFT PSF (£) | 108 |
| Tabla 43. Resultados obtenidos para el proyecto sin financiar (VAN, TIR y PR)..... | 108 |
| Tabla 44. Desglose del crédito (£) | 108 |
| Tabla 45. Desglose del crédito (£) (Continuación) | 109 |
| Tabla 46. CFT PF (£) | 109 |
| Tabla 47. Resultados obtenidos para el proyecto financiado (VAN, TIR y PR)..... | 109 |
| Tabla 48. Distribuciones de probabilidad asignadas a las variables del proyecto..... | 110 |
| Tabla 49. Contribución de las distintas variables en el VAN y en el TIR. | 111 |
| Tabla 50. Incidencia relativa de las variables..... | 113 |
| Tabla 51. Resultados para los diferentes escenarios planteados. | 114 |
| Tabla 52. Valores críticos de las variables más influyentes..... | 115 |

1 OBJETO

El propósito del presente estudio es analizar la tecnología que permite generar electricidad mediante el aprovechamiento de las corrientes marinas, para lo que se planteará un dispositivo basado en las soluciones ya testadas de acuerdo a la legislación y normas que regulen su diseño en la zona aplicada. Además, se llevará a cabo un estudio de las necesidades técnicas que permitan desarrollar la actividad, escogiendo una localización para el desarrollo del proyecto.

Se diseñará una estructura y se analizará mediante el método de elementos finitos (FEM) con el fin de comprobar que esta cumple su función para las condiciones a las que se verá sometida. Para ello se realizarán dos modelos y se elaborará en cada uno de ellos un análisis estático, un análisis de inestabilidad elástica o buckle y en el modelo de la estructura del dispositivo se realizará además un análisis modal.

Por último, se realizará un estudio de la viabilidad económica del proyecto, así como un análisis de la sensibilidad, a partir de lo diseñado y de datos extraídos de diferentes estudios, con el mínimo detalle requerido en un proyecto académico que también podría ser válido para su procesamiento administrativo como proyecto preliminar o proyecto básico.

2 ANTECEDENTES

2.1 Concepto: energía de las corrientes marinas

Las corrientes marinas constituyen un recurso energético importante ya que aproximadamente el 70% de la superficie terrestre está cubierta por agua, lo cual corresponde a un volumen superior a 1.300 millones de km^3 (Máxima Uriarte, 2019) que está en continuo movimiento. Este movimiento se ve influenciado por los siguientes factores:

- **El sol:** produce calentamientos de masas de agua, provocando surgencias y divergencias y también produce diferencias de presiones, originando vientos. Los vientos empujan y arrastran el agua caliente; los vientos alisios empujan el agua al oeste por el ecuador, hasta que estas se encuentran con el continente y se desvían hacia el Norte o hacia el Sur, formándose corrientes (por ejemplo la corriente del Golfo y kuro - Shivo)
- **La rotación del planeta:** el efecto de la aceleración de Coriolis tiende a desviar todas las masas de agua hacia la derecha en el hemisferio norte y hacia la izquierda en el hemisferio sur.
- **Presión:** depende de la latitud, profundidad y aceleración.
- **Gravedad terrestre:** varía con la latitud y la profundidad.
- **Mareas:** se producen corrientes debido a estas ya que se arrastran grandes masas de agua.
- **Geometría del litoral:** las corrientes son amplificadas al atravesar estrechamientos como las entradas a bahías o entre islas.

A continuación, se clasifican y describen brevemente los tipos de corrientes:

- 1) **Litorales o locales:** son corrientes periódicas que son influenciadas en gran parte por las mareas por lo que varían su sentido en pleamar y bajamar. Pueden llegar a velocidades de hasta 10 nudos.
- 2) **Superficiales:** son las corrientes más comunes, las cuales alcanzan velocidades de 10-20 cm/s, no dependen del hemisferio en el que se encuentren, su influencia puede llegar a los 2000 metros de profundidad y son irregulares en dirección y velocidad. Se distinguen tres tipos:
 - a) **Corrientes de densidad:** originadas por las diferencias de temperatura y salinidad.
 - b) **Corrientes de deriva:** originadas por la acción del viento, por el efecto de Coriolis y por la fuerza de la gravedad.
 - c) **Corrientes de pendiente:** originadas cuando una corriente de deriva provoca la afluencia hacia la costa y las aguas acumuladas tienden a deslizarse en sentido contrario debido a la pendiente de la plataforma continental.
- 3) **III. Profundidad:** se originan en los océanos Ártico y Antártico, desplazando agua desde los polos al ecuador por el fondo a baja velocidad (1 cm/s).

De entre los tipos de corrientes, el proyecto se centrará en la corriente del tipo litoral proveniente principalmente de las mareas ya que actualmente es la que más se ha desarrollado y la que más perspectiva de futuro presenta. Esta es muy predecible en comparación con la eólica o la solar, e incluso se puede predecir con años de margen de manera precisa.

En continuación con el apartado anterior, se hace necesario explicar en qué consisten las mareas y los tipos que existen dado que será necesario para entender algunos conceptos que se encontrarán en la elaboración de este proyecto. Ello se explicará de acuerdo con (Garro, n.d.) y los conocimientos adquiridos en la asignatura del máster 'Aprovechamiento de Recursos marinos':

Las mareas, el movimiento cíclico de ascenso y descenso del nivel del mar, son debidas principalmente a las fuerzas de atracción gravitatoria que provocan el Sol y la Luna sobre la Tierra. Por tanto, dependiendo de la posición en la que estos cuerpos se encuentren se producirán distintos tipos de mareas:

- **Mareas vivas o de sicigia (Spring tide en inglés):** son aquellas en las que el coeficiente de marea, que expresa la relación entre la amplitud máxima y la media, alcanza un valor máximo dando lugar a pleamares de mayor nivel y bajamares de menor nivel o de oposición frente al promedio. El primer caso se le conoce como marea viva de conjunción y ocurre cuando la Luna se sitúa entre la Tierra y el Sol. Por el contrario, las mareas vivas de oposición, como su nombre indica, la Luna se encontraría en el lado contrario que el Sol. En los equinoccios de otoño y primavera ocurren los dos valores máximos.
- **Mareas muertas o de cuadratura (Neap tide en inglés):** consiste en el caso contrario, en el que los coeficientes de marea son mínimos al formar la Luna y el Sol un ángulo de 90 grados respecto a la Tierra disminuyendo la fuerza de atracción gravitatoria.

A mayores, dado que la Luna se mueve alrededor de la Tierra en forma de elipse excéntrica, tienen lugar momentos en los que esta esté más alejada de la Tierra (apogeo) y en que esté a la mínima distancia respecto a esta (perigeo) lo que dado el caso incrementa y disminuye la amplitud de la marea.

Además, las mareas se pueden clasificar los siguientes tipos que son función de la zona geográfica de estudio y de los vientos que predominen en esta:

- 1) **Semidiurnas:** Se producen dos pleamares y dos bajamares por día lunar, es decir, que teniendo en cuenta la duración de 24 horas y 50 minutos de este, se produce una bajamar o pleamar cada 6 horas y 13 minutos.
- 2) **Diurnas:** Se produce una bajamar y una pleamar por día lunar, es decir, cada 12 horas y 25 minutos. Es común en zonas de latitudes bajas.
- 3) **Diurnas irregulares:** A diferencia del caso anterior existen grandes diferencias en las alturas y periodos de tiempo.
- 4) **Mareas mixtas:** Durante el día lunar no se presentan el mismo número de pleamares que de bajamares.

En cuanto a las tecnologías existentes de captación de la energía, se tiene que utilizan los mismos principios que la eólica para extraer la energía cinética de la corriente como se explicará en el apartado 2.2 del presente documento, utilizando en este caso instalaciones submarinas.

Pese a que las velocidades de las corrientes toman valores inferiores que las que se alcanzan en la eólica, al tener el agua una mayor densidad que el aire, para la misma capacidad de generación de energía, las turbinas en el agua necesitan menos tamaño que la de los aerogeneradores lo que lo hace uno de los principales aspectos positivos de esta tecnología. La equivalencia, según Atlantis Resources (Atlantis Resource Corp,

2019), es de palas de 9 metros de diámetro bajo el agua frente a 30 metros en los aerogeneradores.

A mayores, se enumerarán algunos de los aspectos positivos de este tipo de extracción de energía:

- Se ahorra espacio y no produce contaminación visual.
- Al operar a una velocidad de giro pequeña, el impacto medioambiental queda reducido ya que es poco probable que se dañe a las especies marinas de la zona.
- Las corrientes marinas son bastante predecibles.
- Las tormentas no afectan al normal funcionamiento del sistema, siendo relativamente beneficiosas.
- El factor de capacidad o de carga es de un 40-60%, el cual llega a ser el doble que otras energías renovables.
- Como se mencionó anteriormente, posee una alta capacidad energética dado que la densidad del agua es mayor que la del aire.

2.2 Tecnologías explotadoras de energía de corrientes marinas

En este apartado se presentarán los tipos de diseño más comunes de dispositivos de aprovechamiento de corrientes marinas de acuerdo con la información recogida en la web de EMEC (European Marine Energy Centre, n.d.), explicando en mayor profundidad las turbinas de flujo axial y las de flujo vertical dado que se encuentran en un mayor grado de desarrollo, de acuerdo con la información recogida en el estudio (Fraenkel, 2010):

1) Turbina de flujo axial

De entre todos los tipos de dispositivos se trata del que ha alcanzado un mayor grado de desarrollo ya que deriva toda la tecnología que se ha implementado en la eólica en el que la corriente provoca el giro del rotor alrededor del eje horizontal, generando electricidad. Estos dispositivos son conocidos por distintos nombres tales como Current Tidal Turbine (CCT), Marine Current Turbine (MCT), Tidal Stream Turbine (TST) y Tidal Energy Conversion System (TECS) entre otros.

En cuanto al diseño de las palas, este debe ser con bordes de ataque redondeados, bordes de salida afilados y para una mayor eficiencia, los perfiles tienden a curvarse siendo la zona de succión más convexa que la de presión. El número de palas sin embargo, no tiene tanto influencia en el rendimiento como el área de barrido o la solidez del rotor, que es la relación entre la suma del área de las palas y el área del disco del rotor. El documento (Fraenkel, 2010) recomienda utilizar un número reducido de palas pero más gruesas para así reducir la resistencia al avance que se produce pese a tener una ligera reducción del rendimiento frente a palas más delgadas. El ángulo de ataque puede ser fijo, diseñado para las condiciones más comunes, o de paso variable que presenta una serie de beneficios entre los que cabe destacar una mayor eficiencia con velocidades de corriente reducidas, un control operativo completo permitiendo incluso colocarse en posición neutral en caso de necesitar detenerla o simplemente reducir su velocidad de giro si esta supera los valores de diseño pudiendo dañar la estructura. Asimismo, se podría operar de manera eficiente con corrientes en ambas direcciones evitando la necesidad de guiar la posición.



Figura 1. Turbina de flujo axial AR1500 (fuente *simecatlantis.com*).

2) Turbina de flujo vertical

En este caso, el dispositivo se coloca de manera vertical a la dirección de avance de la corriente de manera que el rotor gira alrededor de este eje y produce energía. El diseño presenta la complejidad de la variación cíclica de la fuerza motriz que aparece con el movimiento de las palas debido a la variación constante del ángulo de ataque. Como solución óptima se tiene el diseño de rotor Darrieus, el cual permite alcanzar una eficiencia cercana al rotor de flujo axial de paso fijo aunque estructuralmente presenta una mayor complejidad ya que las palas deben estar alejadas del rotor y dado el carácter cíclico de las cargas conduce a problemas de fatiga. En cuanto a su operatividad, carece de la posibilidad de pararse en caso de superar las condiciones de diseño, además de que no puede iniciar su funcionamiento sin una ayuda externa adicional a la fuerza de la corriente.

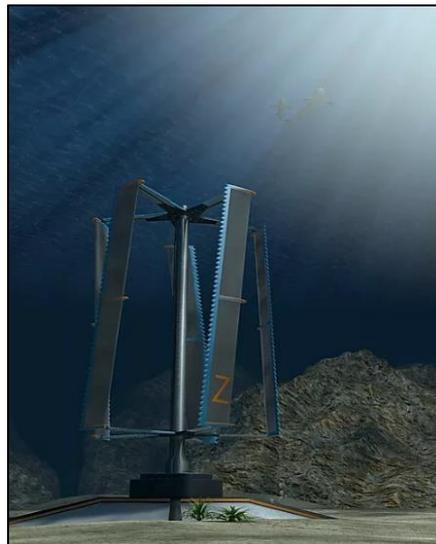


Figura 2. Dispositivo de eje vertical Norton2 (fuente *www.norront.com*).

3) Hydrofoil oscilante

Se trata de un perfil alar que genera electricidad a través del movimiento oscilante que se produce al circular flujo a través de este. El movimiento se produce por el fenómeno de sustentación del perfil y se transmite a un sistema hidráulico que mediante un pistón se hace girar a un generador asíncrono produciendo electricidad. Su menor tamaño frente a las otras alternativas, la hace una buena opción en localizaciones de poca profundidad y además, el impacto generado a las especies marinas es reducido.

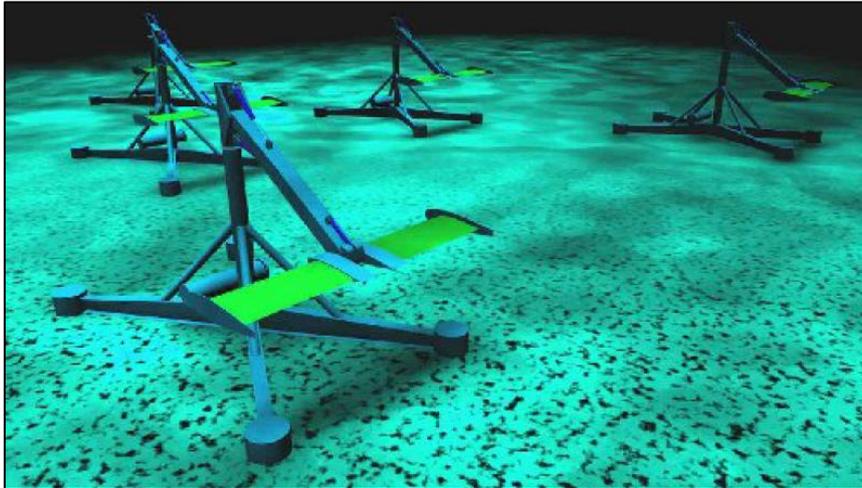


Figura 3. Dispositivo tipo hydrofoil oscilante (fuente www.engb.com)

4) Dispositivos de efecto Venturi

Este tipo de dispositivo se basa en el mismo principio de funcionamiento que la turbina de eje axial pero utiliza el efecto de Venturi mediante la incorporación de un conducto a la turbina de modo que la velocidad de la corriente al pasar por este se ve incrementada. Dicha ventaja es de gran utilidad en zonas de poca profundidad que requieran de turbinas de pequeño tamaño.



Figura 4. Dispositivo de efecto Venturi Lunar energy (fuente www.engineerlive.com).

5) Tipo tornillo de Arquímedes

Consiste en una turbina con forma helicoidal que genera electricidad con la rotación del rotor que se produce al fluir la corriente de agua a través de la espiral. Su principal ventaja es que se trata de un diseño con menor riesgo para la fauna marina en parte gracias a su baja velocidad de rotación y el menor tamaño de la turbina, lo cual conlleva un menor coste de instalación y una disminución de las pérdidas relacionadas con las turbulencias.



Figura 5. Dispositivo tipo tornillo de Arquímedes Flumill (fuente *tethys.pnnl.gov*).

6) Cometa de corrientes

Se trata de un dispositivo compuesto por una cometa anclada al fondo marino, la cual lleva consigo una turbina que es la que generará electricidad. La cometa se sustenta debido a las corrientes y se controla para que realice movimientos en forma de ochos con el objetivo de aumentar la velocidad del fluido que atraviesa la turbina y generar mayor electricidad que si esta estuviera en una posición fija. Por tanto, este dispositivo es capaz de generar mayor electricidad frente a la turbina axial en zonas de poca corriente marina.



Figura 6. Dispositivo tipo kite tidal MINESTO (fuente *tethys.pnnl.gov*).

En conclusión, una vez analizados todos los tipos de tecnologías que permiten explotar este recurso, el presente proyecto se centrará en turbinas de flujo axial con paso controlable debido a que es el que presenta mayores ventajas, entre las cuales cabe destacar una eficiencia superior frente al resto, y que actualmente es el que dispone de una mayor implementación al ofrecer una mayor flexibilidad y geometrías más compactas en el diseño frente a los de eje vertical.

2.3 Componentes de la turbina de corrientes marina

De acuerdo con el documento (Bureau Veritas, 2015) de la sociedad de clasificación Bureau Veritas, los componentes que conforman las turbinas de corrientes marinas se dividen entre los de la propia turbina y los de la estructura de soporte como se describirá a continuación.

2.3.1 Turbina

La turbina está compuesta por el rotor y la góndola, siendo en donde se produce la conversión de la energía cinética del flujo en electricidad.

1. Rotor

El rotor a su vez está formado por las palas, el buje central y en caso de que el dispositivo sea tipo Venturi dispondrá del conducto correspondiente.

a. Palas del rotor

Las palas capturan la energía de las corrientes y la transmiten hacia el buje.

b. Buje

El buje es el elemento donde se encuentran las palas o aspas del dispositivo, donde se apoya el rotor, siendo el único elemento externo que gira. En el caso de que se disponga del control del paso de las palas, en él se encontrarán los cilindros hidráulicos.

2. Góndola

En la góndola (nacelle en inglés) se ubican los componentes eléctricos y mecánicos que permiten el desarrollo de la actividad:

a. Eje de alta velocidad con freno mecánico

Transmite el movimiento al generador eléctrico y cuenta con un freno de emergencia de disco mecánico para la realización del mantenimiento o en caso de que falle el freno hidrodinámico.

b. Eje de baja velocidad

Conecta el buje del rotor con el multiplicador.

c. Multiplicador

El multiplicador conecta el eje de baja velocidad con el de alta velocidad (el que acciona el generador eléctrico) con el objetivo de obtener la velocidad de giro adecuada en este último eje y se genere electricidad correctamente.

d. Generador eléctrico

Este componente es el encargado de transformar la energía del movimiento del eje en electricidad. A continuación se presentan los tipos de generadores más comunes:

➤ **Generador asíncrono o de inducción**

La utilización de la máquina asíncrona o de inducción es actualmente mayoritaria, sobre todo en el tipo de generador de doble devanado que en España representa en torno al 75% del total de la potencia eólica instalada. Los generadores de inducción crean el campo magnético giratorio a través del estator, siendo los devanados alimentados mediante corriente alterna.

➤ **Generador asíncrono con doble devanado**

Utiliza el mismo principio que el anterior pero para obtener una operación al doble de velocidad el bobinado es doble siendo doblemente alimentada. Es el tipo de generador más utilizado en la eólica.

➤ **Generador síncrono (velocidad variable)**

Utiliza imanes en el rotor que son alimentados por corriente continua de la red eléctrica la cual hay que transformar previamente. Presenta una alta capacidad de respuesta debido a la electrónica que utiliza por lo que es la que mejor se adapta a la red eléctrica aunque por el contrario presenta un mayor coste derivado de la electrónica que emplea.

e. Aparatos de medición

Se debe disponer de diferentes sensores con el objetivo de obtener información necesaria para la operación de la turbina como la magnitud y dirección de la corriente. Estos sensores estarán configurados para medir de la manera más directa posible, es decir, ubicados aguas arriba y protegidos del ruido electromagnético.

f. Controlador electrónico

Es una centralita que controla de manera continua las condiciones del generador y del mecanismo de orientación teniendo en cuenta los datos obtenidos por los sensores.

g. Sistema de refrigeración

Dispone de un sistema de refrigeración que intercambia calor empleando un circuito abierto de agua salada.

2.3.2 Estructura de soporte

1. Subestructura

La subestructura soporta la turbina durante su vida útil y la sitúa a la posición necesaria para su correcta extracción.

2. Cimentación

La cimentación usada en los dispositivos de corrientes marinas deriva de la desarrollada para los aerogeneradores offshore y, al igual que este campo, se trata de uno de los principales retos donde se busca optimizar su coste a la vez que se garantice la correcta operación en las condiciones requeridas. En este apartado se estudiarán las soluciones más comunes que se han implementado en las turbinas de flujo axial y que también se utilizan en los otros tipos de dispositivos.

a. Gravity Base Structure

Se trata de bases de hormigón que se asientan en el lecho marino mediante el lastrado con arena, mineral y rocas y se unen a la estructura mediante bridas. Se construyen en tierra y son fáciles de instalar pero presentan el inconveniente de que la masa de hormigón necesaria es proporcional al cuadrado de la profundidad por lo que el precio podría aumentar excesivamente con profundidades grandes.

b. Monopile

Consiste en un tubo de acero cuyo diámetro suele ser de entre 4 y 5 metros, el cual es clavado en el fondo marino por perforación, conducción o combinando ambas técnicas en función de las características del terreno, resultando una fácil instalación si se dispone de las condiciones de suelo adecuadas. Es la solución más común para profundidades de hasta 25 metros, contando con un diseño sencillo y económico pero que a mayores profundidades los costes de producción, transporte y pilotaje aumentan notablemente. En el caso de suelos rocosos, el monopilote es una buena solución.

c. Flotantes

Aunque no se trata de una cimentación, otra opción para instalar el dispositivo de aprovechamiento es ubicarlo en plataformas flotantes, las cuales permiten operar en zonas con grandes profundidades (100-300 m). Estas plataformas se fijan al fondo marino mediante amarres lo que, desde un punto de vista medioambiental, reduce considerablemente el impacto producido al fondo marino.

2.4 Conceptos operativos

El principio de conversión de esta tecnología en turbinas de flujo horizontal es el mismo que el usado en la eólica, es decir, se extrae la energía cinética del movimiento del agua a través de las palas de la turbina que conforman el área de barrido. A partir del artículo (Bryden, Naik, Fraenkel, & Bullen, 1998) se tiene que la potencia extraíble por segundo que es interceptada por el área de barrido, A_0 (m^2), a una velocidad de corriente determinada, U (m/s), y a una densidad concreta, ρ (kg/m^3), viene dada por la siguiente ecuación:

$$P(t) = \left(\frac{1}{2}\right) \rho A_0 U^3$$

Esta potencia extraíble, de acuerdo con (Bryden et al., 1998) y (Fraenkel, 2010), se verá reducida por un factor que tiene en cuenta la eficiencia del convertidor en un flujo libre. Este factor se denomina coeficiente de potencia, C_p , el cual está limitado a un valor máximo teórico del 59.3% en un flujo incompresible. Dicha frontera se conoce como límite de Betz y esto es debido a que si este dispositivo extrajera la totalidad de la

energía que lo atraviesa, este se detendría por lo que es necesario que el flujo conserve suficiente energía cinética residual para que este continúe su curso.

El valor del coeficiente C_p es función de la relación entre la velocidad de la punta de pala y la velocidad del flujo que la atraviesa, la cual es conocida en inglés por tip speed ratio (λ). La relación que existe entre C_p y λ depende del número de palas y de la forma de estas. Por tanto, la potencia que puede ser convertida viene limitada por la siguiente fórmula:

$$P(t) = \left(\frac{1}{2}\right) C_p \rho A_0 U^3$$

Siguiendo la referencia (Fraenkel, 2010), lo anterior tampoco sería alcanzable ya que hay que considerar además las pérdidas adicionales debido a la agitación del fluido y la fricción que resulta, así como las mecánicas y eléctricas que se dan entre el rotor y la conexión a la red. A continuación, se incluye una figura obtenida de dicha referencia en la que quedan recogidos los rendimientos del rotor de diferentes tipos de aerogeneradores, valores que también son esperados en turbinas de corrientes marinas como explica. En dicha figura se puede observar que el mayor valor de eficiencia es obtenido por rotor de flujo axial de alta velocidad:

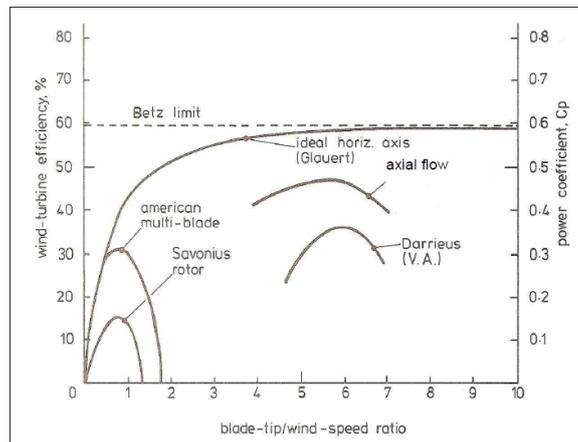


Figure 5: Rotor efficiencies for wind-turbines; similar results can be expected for water kinetic energy turbines. Note the typical modern high tip-speed ratio axial flow wind turbine rotor achieves 48% efficiency while low tip-speed devices are inherently inefficient.

Figura 7. Eficiencia del rotor en diversos tipos de aerogeneradores, obtenido de (Fraenkel, 2010). Se pueden esperar resultados similares para turbinas de corrientes marinas.

2.5 Proyectos anteriores

El bajo desarrollo de esta tecnología queda reflejado al analizar los proyectos que se han realizado sobre esta técnica ya que muchos aún están en fase de pruebas, probando conceptos y en algún caso se ha llevado a cabo la realización de una granja de dispositivos de este tipo. Ello es debido a que todavía continua la búsqueda por abaratar el coste de generación hasta que este sea tal que pueda entrar en el mercado energético.

Teniendo en cuenta lo anterior, diversas empresas que han apostado por esta tecnología han desarrollado diferentes tipos de dispositivos en la búsqueda de la mejor solución. Gran parte de estos han sido desarrollados y probados en el centro de pruebas europeo llamado Centro Europeo de Energía Marina (EMEC) que lleva en operación desde el año 2003. Se trata de uno de los centros de prueba de energía marina más

importantes del mundo y cuenta con cuatro zonas de prueba, dos de ellas para dispositivos a escala real y otras dos para modelos a pequeña escala. Ambas zonas se ubican en el norte de Escocia y cuentan con una parte para el aprovechamiento de las corrientes y otra para las olas.

La zona donde se prueban los dispositivos a escala real de corrientes marinas se encuentra en Fall of Warness, Eday y cuenta con corrientes de hasta 4 m/s y profundidades de hasta 40 m. A continuación se presentan algunos de los proyectos que se han probado en dicha zona:

- Turbina ATIR por Magallanes Renovables (2 MW)
- Turbina AR 1000 probada por Atlantis Resources Corp (1 MW)
- Turbina Open Centre de OpenHydro (250 kW)
- Turbina HS1000 de Andritz Hydro Hammerfest (1 MW)
- Turbina Deepgen de ALSTOM (FORMERLY TGL) (1 MW)

En la página web de EMEC (European Marine Energy Centre, n.d.), en el apartado “Tidal Developers”, se muestra una lista de los conceptos reconocidos por EMEC actualizada a día 19 de febrero de 2020 donde se incluye dónde se han o se están desarrollando, por qué empresa y el tipo de dispositivo que se trata. Analizando dicha información se puede extraer de ella que el 45 dispositivos de los 97 listados, es decir, un 46% son del tipo turbina de flujo axial lo cual era de esperar dadas las ventajas analizadas en el apartado 2.2 del presente documento. En cuanto a las ubicaciones de las empresas que están desarrollando estos proyectos, aunque no todos han llegado a probarse, se tiene que el 27% del total se ubican en el Reino Unido, el 24% en Estados Unidos y el restante se distribuye en distintos países entre los que está España con un 3%, es decir, con tres proyectos.

Los proyectos actualmente en desarrollo por empresas españolas son los siguientes:

- ATIR por Magallanes Renovables (flujo axial)
- PROCODAC por el Centro Tecnológico SOERMAR (flujo axial)
- FTMC Turbine por SeaPlace (otro tipo)

En los siguientes apartados, se procederá al análisis de varios de los proyectos que cuentan con características similares al que se pretende elaborar, es decir, formado por turbinas de flujo axial de paso variable que se sitúan sobre el fondo marino.

2.5.1 AR-1500

Esta turbina de flujo axial de 1,5 MW ha sido desarrollada por Atlantis Resources Corp y diseñada por Lockheed Martin. En su página web (Atlantis Resource Corp, 2019) se encuentra la información relacionada con el diseño, el cual está realizado para una velocidad de corriente de 3 m/s aunque puede seguir operando hasta velocidades de 5 m/s. Dispone de una turbina de 12 metros de largo, con un peso de 150 T y una vida operativa de 25 años. Esta está formada por tres palas de 18 metros de diámetro de paso variable y con capacidad para variar la guiñada que accionan un generador tipo PMG de 1,5 MW. Este produce a 4,16 kV con una eficiencia del 97%. Las palas rotan a 14 rpm pero la generación se produce a alta velocidad gracias a la multiplicadora que presenta una relación 1:27. Además, los sistemas esenciales para la operación disponen de redundancia triple para aumentar la fiabilidad de la operación.

2.5.2 AH1000 MK1

Se trata de una turbina de eje horizontal, similar a la descrita en el apartado anterior, de 1,5 MW desarrollada por la empresa noruega Hammerfest Strøm AS formada por tres palas de paso variable de diámetros que van desde los 18 hasta los 26 metros, diseñadas para girar a una velocidad nominal de entre 5 y 10 rpm, de modo que accionen un generador de inducción y produzcan potencias de entre 1 y 1,5 MW. Se instala por gravedad en profundidades de entre 35 y 100 metros para lo que se hace necesario buques capaces de elevar cargas pesadas ya que el peso de la góndola es de aproximadamente 130 T y el de su estructura 150 T. Además, se hace necesario el uso de ROV submarinos para su correcta instalación. Ha sido diseñada para operar durante 25 años, recibiendo mantenimiento cada 5 años.

2.5.3 MeyGen

El proyecto MeyGen fue desarrollado al norte de Escocia, en Pentland Firth, por la empresa MeyGen Plc en 2010, donde el 77% del proyecto pertenece a SIMEC Atlantis Energy. Se trata de uno de los primeros parques que aprovecha la energía de las corrientes a gran escala en el mundo, contando con un total de 269 turbinas que permitirían generar 398 MW de energía de modo que quedaría cubierta la demanda de aproximadamente 175.000 viviendas. Cada turbina de 15 metros de largo y 200 toneladas, produciría 1,5 MW captando la energía con sus 3 aspas de 8 m de largo. El desarrollo del proyecto se dividió en las siguientes fases de acuerdo con (SIMEC ATLANTIS ENERGY, n.d.):

➤ Fase 1A

En la primera fase del proyecto se instalaron 4 turbinas de 1,5 MW en soportes por gravedad de las cuales 3 eran del tipo AR1500 y 1 del tipo AH1000 MK1. Cada una de las turbinas se situaba sobre una base de entre 250 T y 350 T y disponían de 6 bloques de lastre, que hacían un total de 1200 T. El objetivo era demostrar que el desarrollo era viable tanto parte comercial como en la técnica, así como desarrollar técnicas de instalación y mantenimiento para las futuras fases. También se instaló el edificio de conversión en tierra en Ness of Quouys.

Dicha fase comenzó en 2010, cuatro años después se concedieron las licencias, se comenzó la construcción en 2015 y en 2016 ya estaban instaladas. Ese mismo año comenzaron las pruebas de generación, logrando generar 1GWh en 2017. Se formalizó en 2018 la entrada en operación y en 2019 logró extraer 17GWh.

➤ Fase 1B

En esta segunda fase, que está actualmente en desarrollo, se esperan reducir significativamente los costes relacionados con la conexión a la red ya que en esta se añadiría una estación submarina a la que se conectarían las turbinas. Adicionalmente, se conectarán a la red dos Atlantis AR2000 de 2 MW cada una.

➤ Fase 1C

Con una inversión de 420 millones de libras, se instalarán otras 49 turbinas (73,5 MW adicionales) en la siguiente fase del proyecto de modo que dispondrá de la escala necesaria para justificar la eficacia de las instalaciones de este tipo, dándole la oportunidad a los inversores para que inviertan en proyectos de este tipo. La empresa actualmente dispone de los permisos y capacidad en la red para llevarlo a cabo.

➤ Fases 2 y 3

Por último, aunque el proyecto tenga permiso para instalar 398 MW, su red actual solo permite una capacidad de 252 MW por lo que en una tercera fase se añadirían los 146 MW que faltan quedando el proyecto de este modo completado.

2.5.4 SeaGen S

La turbina marina SeaGen S fue desarrollada en Irlanda del Norte por la empresa Marine Turbines Ltd. (MCT) de Siemens y es el predecesor del proyecto SeaFlow. Se instaló por primera vez en Strangford Lough el mayo de 2008. Se basa en un monopilote de 40 metros de alto, que parte sobresale de la superficie del agua y que dispone de una estructura con dos hélices de dos palas de paso variable. El paso se puede variar hasta 180° de modo que funciona correctamente en ambos sentidos de corriente. Mediante el impulso producido por las corrientes marinas genera 1,2 MW de electricidad en la versión de 16 metros de diámetro y 2 MW en la versión de 20 metros. El diseño presenta la ventaja de que mediante un mecanismo, la estructura donde se encuentran las turbinas puede ascender hasta quedarse completamente fuera del agua simplificando las tareas de mantenimiento, además de que se consiguen tener dos turbinas con la misma estructura reduciendo así el coste final. Por el contrario, disponer de monopilote supone un arrastre añadido y, teniendo en cuenta el ambiente extremadamente agresivo en el que se ubica donde las fuerzas producidas por una corriente de 4 m/s equivalen a vientos de 400 km/h (Fraenkel, 2010), se incrementa el coste de la estructura además de requerir de una instalación compleja que también deriva en una elevación del coste.

En concreto la versión de 2 MW está diseñada para producir electricidad a un voltaje de 690 V con un generador asíncrono, que es accionado por el giro del rotor cuya velocidad de rotación varía entre 4 y 11,5 rpm, haciéndose necesario previamente aumentar la velocidad de giro por una multiplicadora antes de la llegada al generador. Ambos equipos, el generador y la multiplicadora, son refrigerados por el paso directo de agua de mar. Cuenta con un freno hidráulico además de la regulación activa del paso de las hélices. En cuanto a las velocidades de corriente a las que ha sido diseñada, se tiene que es capaz de generar a partir de 1 m/s pero la corriente de diseño es de 2,5 m/s. Por último, el peso de la estructura (drive trains), sin contar el monopilote, es de 60T.



Figura 8. Dispositivo SeaGen S. Obtenido de (Jackson & Persoons, 2012).

2.5.5 SeaGen U (Proyecto de referencia)

Se trata del diseño que se usará como referencia en este proyecto debido a las ventajas que presenta respecto a los otros tipos de diseño tales como el menor coste de instalación frente al SeaGen S, la reducción de elementos al compartir estructura con tres turbinas y la capacidad de salir a flote para realizar el mantenimiento.

El diseño ha sido desarrollado por la empresa Marine Turbines Ltd. (MCT) y utiliza los mismos rotores, sistemas de control y trenes de potencia que el SeaGen S pero no se sujeta al suelo mediante monopilotes como en el diseño anterior sino que dispone de un sistema de anclaje. Este sistema disminuiría la resistencia al avance que supone el pilote y permitiría a su vez la navegación de estructuras pequeñas al no sobresalir del agua aunque se hace necesario disponer de algún sistema que señale la ubicación del dispositivo para buques de mayor calado. El tipo de anclaje le permitiría tanto salir a la superficie del agua y flotar como sumergirse por lo que la realización del mantenimiento se simplifica conllevando un menor coste.

La principal ventaja de este diseño es que consigue albergar tres rotores de 20 m de diámetro disponiendo así de una capacidad de 3,18 MW (Jackson & Persoons, 2012), además de poder instalarse en zonas de más de 40 metros donde el SeaGen S no llegaba debido a problemas estructurales en el pilote.

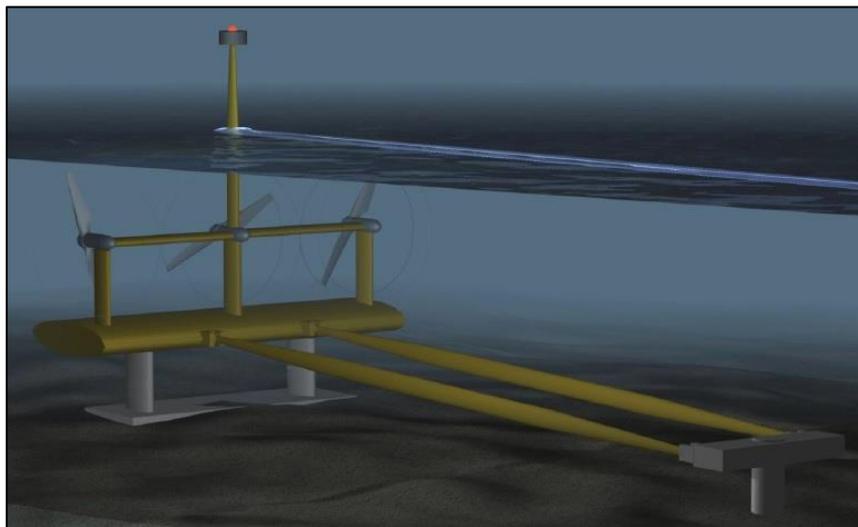


Figura 9. Dispositivo SeaGen U. Obtenido de (Jackson & Persoons, 2012).

2.6 Potencial energético de las corrientes

Analizando el recurso energético de las corrientes de marea globalmente, de acuerdo con Atlantis Resources, este podría exceder globalmente los 120 GW de capacidad. A continuación, se analizará el potencial por países de esta energía a partir de la figura 1 de la publicación (Evans, 2014), de la que se pueden extraer los siguientes datos:

Tabla 1. Potencial de las corrientes de marea por países, datos extraídos de (Evans, 2014).

| País | Potencial (MW) | Profundidad (m) |
|---------------|----------------|-----------------|
| Reino Unido | 11.400 | 30-50 |
| Japón | 2.200 | 20-80 |
| Canadá | +2.000 | 30-80 |
| China | 2.000 | 20-100 |
| Francia | 1.000 | 30-50 |
| Corea del sur | +1.000 | 20-50 |
| India | 700 | 20-50 |

Como se puede observar, el mayor potencial se encuentra en el Reino Unido, lo que hace que sea uno de los principales motivos por los que trata de desarrollar esta tecnología en mayor medida como se ha analizado en el apartado anterior.

Concretamente en España, esta tecnología tiene un menor interés ya que el número de zonas en las que se podría desarrollar queda reducido a unas pocas localizaciones. Los valores de corrientes más intensas se pueden encontrar entre islas ligadas a la geometría del litoral, en la zona del estrecho de Gibraltar, en la zona de Barbate (Cádiz) y en Galicia, donde se encuentra la corriente del Atlántico Norte que es donde principalmente se ha desarrollado la mayoría de esta tecnología en España.

2.7 Estado actual y perspectivas de futuro de la tecnología

La tecnología que permite el aprovechamiento de la energía de las corrientes marinas actualmente no ha alcanzado una fase de madurez, lo cual imposibilita la posibilidad de competir en costes de generación con el resto de modalidades de producción. El interés actual reside, además del alto potencial que se podría alcanzar con su desarrollo, la posibilidad de alcanzar una diversidad en tecnologías, ubicaciones y fuentes de energía como se indica en el borrador actualizado del PNIEC de España 2021-2030 (Ministerio para la Transición Ecológica el Reto Demográfico, 2021).

Los principales problemas con los que cuenta esta tecnología para su explotación comercial son los siguientes:

- Riesgo
- Altos costes de generación
- Problemas financieros
- Ausencia de reglamentación
- Estado de la industria
- Infraestructuras

En cuanto a los costes de mantenimiento y operación, según el informe Thirty By 2030 (The Labour Party, 2019), estos han bajado considerablemente gracias al aprovechamiento de los conocimientos heredados de la eólica offshore y de diseños en los que diversas turbinas comparten un mismo cable.

De esta se puede extraer que a medida que se aumenta la escala de los proyectos, el coste de estos se reducirían notablemente no solo por la economía de escala sino también por el aprendizaje que implicaría el proceso. Por tanto, si esta tecnología

continúa su desarrollo podría llegar a formar parte de las soluciones comercialmente competitivas.

A continuación, se analizará con mayor profundidad el estado actual y las perspectivas que presenta esta tecnología en España, haciéndose necesario realizar el estudio en otro país que apueste en mayor medida por este tipo de extracción de energía, como lo es el Reino Unido. Pese a que ambos presentan planes nacionales de energía de similar naturaleza, este segundo país, beneficiado por la morfología del terreno y de su batimetría, busca en mayor medida la diversificación en la extracción de energía de origen renovable así como lograr objetivos superiores.

2.7.1 España

Como queda recogido en el PNIEC (Ministerio para la Transición Ecológica el Reto Demográfico, 2021), con el objetivo de cumplir el Acuerdo de París alcanzado en 2015; el conjunto de reglamentos y directivas titulado “Energía limpia para todos los europeos” (COM2016 860 final) de 2016 y la actualización de la hoja de ruta de la Comisión Europea de 2018, además de las políticas aplicadas por las Comunidades Autónomas, España plantea una serie de medidas que quedan recogidas en el borrador del PNIEC anteriormente mencionado. Estas permitirán en 2030 conseguir los siguientes resultados:

- 21% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,6% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.
- Reducir al 50% la contribución de las centrales de combustible fósil situadas en sistemas eléctricos aislados.

Los objetivos son más exigentes al ampliar el horizonte temporal ya que se tiene por objetivo un modelo energético en el que su totalidad de generación sea de origen renovable en 2050, así como lograr un decrecimiento superior al 90% de gases de efecto invernadero.

Para cosechar estos logros se calcula un aumento en la capacidad de generación eléctrica de origen renovable de 57 GW según (Ministerio para la Transición Ecológica el Reto Demográfico, 2021). Otra de las medidas que permitirían alcanzarlos es el Plan Estratégico de Tecnologías Energéticas (SET-Plan) donde se invierte en investigación, innovación y competitividad.

En cuanto a la tecnología implicada en este estudio, España tiene planeado aportar apoyo público a las tecnologías que no hayan alcanzado su fase de madurez como las energías del mar, en las que se incluye la implicada en este estudio, entendiendo que estas no son capaces de competir con otros tipos de tecnología dado su mayor coste de generación pero que aportarían una mayor diversificación tanto en tecnología, como en fuente y emplazamientos, así como el potencial que tendrían una vez alcance la maduración necesaria.

La *Tabla A.17*, recogida en el PNIEC (Ministerio para la Transición Ecológica el Reto Demográfico, 2021), muestra la repartición de la potencia instalada en el Escenario Objetivo en los diferentes años venideros:

Tabla 2. Parque de generación de energía eléctrica en el Escenario Objetivo, ref. (Ministerio para la Transición Ecológica el Reto Demográfico, 2021).

| Parque de generación del Escenario Objetivo (MW) | | | | |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Año | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
| Eólica | 22.925 | 27.968 | 40.258 | 50.258 |
| Solar fotovoltaica | 4.854 | 8.409 | 23.404 | 36.882 |
| Solar termoeléctrica | 2.300 | 2.303 | 4.803 | 7.303 |
| Hidráulica | 14.104 | 14.109 | 14.359 | 14.609 |
| Bombeo Mixto | 2.687 | 2.687 | 2.687 | 2.687 |
| Bombeo Puro | 3.337 | 3.337 | 4.212 | 6.837 |
| Biogás | 223 | 235 | 235 | 235 |
| Geotérmica | 0 | 0 | 15 | 30 |
| Energías del mar | 0 | 0 | 25 | 50 |
| Biomasa | 677 | 877 | 1.077 | 1.677 |
| Carbón | 11.311 | 10.524 | 4.532 | 0-1.300 |
| Ciclo combinado | 27.531 | 27.146 | 27.146 | 27.146 |
| Cogeneración carbón | 44 | 44 | 0 | 0 |
| Cogeneración gas | 4.055 | 4.001 | 3.373 | 3.000 |
| Cogeneración productos petrolíferos | 585 | 570 | 400 | 230 |
| Fuel/Gas | 2.790 | 2.790 | 2.441 | 2.093 |
| Cogeneración renovable | 535 | 491 | 491 | 491 |
| Cogeneración con residuos | 30 | 28 | 28 | 24 |
| Residuos sólidos urbanos | 234 | 234 | 234 | 234 |
| Nuclear | 7.399 | 7.399 | 7.399 | 3.181 |
| Total | 105.621 | 113.151 | 137.117 | 156.965 |

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

Se puede observar que no será hasta 2025 cuando las energías del mar entren a formar parte del parque de generación español ya que se prioriza el aumento de la eólica y de la solar fotovoltaica dado que son tecnologías en las que España tiene un amplio recorrido, teniendo una mayor aplicabilidad que la estudiada en el presente proyecto. No obstante, se pretenden incluir las energías del mar en el parque de generación con el claro objetivo de la diversificación tanto en zonas como en tecnologías.

2.7.2 Reino Unido

Analizando el Plan Nacional de la Energía y Clima del Reino Unido (NECP) de 2019 (BEIS, 2019) se puede observar que siguen las mismas directrices que el mencionado en el apartado anterior aunque es clara la mayor exigencia en los objetivos en este caso, algo esperable teniendo en cuenta su gran implicación con las energías renovables en la actualidad.

En primer lugar, a partir de la figura 2 del documento estudiado (BEIS, 2019) se tiene que esperan obtener una reducción de emisiones de GEI respecto a 1990 del 57% en el periodo 2028-2032. Ampliando el horizonte temporal al año 2050, el Reino Unido busca registrar al menos una reducción en este caso del 80% respecto a 1990. Sin embargo, el gobierno de Escocia irá más allá ya que en mayo de 2018 se presentó un nuevo proyecto de ley que aumentaba los objetivos de este para 2050 entre los que se incluye una disminución del 90% en las emisiones de GEI logrando de esta forma que Escocia alcance la neutralidad de carbono al lograr emisiones netas iguales a cero de dióxido de carbono.

Continuando con el análisis de lo planteado por el gobierno escocés, se tiene que para lograr sus objetivos busca disponer de 1GW proveniente de energías renovables comunitarias y locales para 2020, y de 2GW para 2030. Ello le permitirá que el 100% de la electricidad demandada y que el 11% de la demanda calorífica no eléctrica provenga de energías renovables en 2020. Asimismo, buscando la eficiencia energética busca la reducción del 12% de la energía consumida en este mismo año.

Por otro lado, el Gobierno de Gales tiene por objetivo que el 70% de la electricidad generada sea a partir de energías renovables en 2030 para lo que contará con una capacidad de 1GW de propiedad local.

Con el objetivo de analizar en profundidad la influencia de estas medidas y objetivos que se han propuesto en el anterior NECP (BEIS, 2019) se ha estudiado el artículo Thirty recommendations by 2030 de The Labour Party (The Labour Party, 2019) en el que quedan recogidas una serie de recomendaciones realizadas conjuntamente con algunos de los principales expertos en clima del Reino Unido, donde se consideran los cambios que serán necesarios.

En primer lugar establece cuatro objetivos claros:

1. Reducir la demanda en un 20% y el uso de electricidad en un 11%.
2. Aumentar en un 50% el suministro de calor de origen renovable y bajo carbono.
3. Aumentar el suministro de electricidad renovable y baja en carbono al 90%.
4. Alcanzar el balance del sistema entre la demanda y la oferta.

Todos ellos, directa e indirectamente influyen en el presente proyecto donde, por ejemplo, para lograr el objetivo número 3 se propone la recomendación de conseguir para el 2030 una ampliación de la capacidad de generación a partir de la corriente de marea en al menos 1GW. Actualmente, se estima que esta tecnología dispone de una capacidad de 18 MW proveniente de proyectos piloto. De estos, 6 MW pertenecen al proyecto MeyGen llevado a cabo por Atlantis Resources en el noreste de Escocia el cual se planificó para lograr alcanzar más de 200 MW en diversas fases aunque en esa zona se tienen permisos para alcanzar 400 MW.

Asimismo, como se indica en el NECP (BEIS, 2019), el gobierno Escocés, ayudado por los fondos europeos que se otorgan a los proyectos de innovación e investigación, ha logrado diversos avances tecnológicos. Entre ellos se encuentra el realizado en Orkney, en donde se ha creado la primera red inteligente del Reino Unido, consiguiendo así reducir notablemente los costes de conexión de la generación renovable que se produce en esta zona. El proyecto europeo "BIG HIT" basado en el proyecto "Surf 'n' Turf" producirá hidrógeno para el transporte y generación de calor a partir de fuentes renovables en Orkney.

Como indica el estudio (The Labour Party, 2019), analizando únicamente los recursos del Reino Unido se podría generar entre 55 y 80 GW a través de energías marinas, incluyendo en estas la proveniente de las corrientes de marea. Asimismo, como demuestra el estudio (Smart & Noonan, 2018), liderar la tecnología de las corrientes de marea permitiría aprovechar una oportunidad muy importante para exportarla ya que según este hay un potencial mayor a 100GW para 2050 y, según Atlantis Energy, para 2030 se podría aprovechar 2 GW solo con el potencial existente en Francia. Esta última empresa, estima una producción de 3TWh de electricidad al año a través de una granja de 1GW.

El estudio (The Labour Party, 2019) propone, a modo indicativo y no como recomendación, dos escenarios ejemplo que permitirían al Reino Unido alcanzar una generación completamente libre de carbono. El primer caso sería en un escenario donde se utilice tanto electricidad como hidrógeno a partes iguales para calentamiento y todos los vehículos de transporte por carretera, mientras que en el segundo caso, se trata de un escenario en el que las necesidades de calor y transporte son cubiertas principalmente a través de hidrógeno obtenido de Carbon Capture and Sequestration (CCS). En el primer escenario (Tabla 28 del estudio (The Labour Party, 2019)) se puede observar que se dispondría de 6 GW de capacidad de energía de corrientes, mientras que en el segundo caso (Tabla 29), de 2 GW. Por tanto, esta tecnología tendrá cabida en las estructuras de generación de los años venideros.

3 ANÁLISIS MARCO REGULATORIO

3.1 Revisión de las Sociedades de Clasificación

A continuación, se muestran varios documentos donde quedan recogidos procedimientos y recomendaciones a tener en cuenta en el desarrollo de proyectos de energía de corrientes marinas. De estas dos sociedades de clasificación se escoge el Bureau Veritas ya que como se mostrará en el apartado 5.3 del documento, permite calcular las cargas que sufre la estructura mediante formulación lo cual se hace necesario ya que realizar un CFD para ello quedaría fuera del alcance de este proyecto.

Bureau Veritas (BV)

- NI 603 DT R01 E • *Current and Tidal Turbines*. May 2015.
- NI 605 DT R00 E • *Geotechnical and Foundation Design*. August 2014.
- NI 631 DT R00 E • *Certification Scheme for Marine Renewable Energy Technologies*. November 2016.

Det Norske Veritas - Germanischer Lloyd (DNVGL)

- DNVGL-SE-0163 • *Certification of tidal turbines and arrays*. October 2015.
- DNVGL-ST-0164 • *Tidal turbines*. October 2015.

3.2 Revisión de otras normativas

Se seguirán las recomendaciones del documento 'Assessment of Tidal Energy Resource' de EMEC (Legrand, Black and Veatch, & Emec, 2009) el cual se basa y aplica las siguientes normas:

- EA-4/02 • *Evaluation of the Uncertainty of Measurement in Calibration*.
- IEC 60044-1:1996 • *Instrument transformers – Part 1: Current transformers*.
- IEC 60688:1992 • *Electrical measuring transducers for converting a.c. electric quantities to analogue or digital signals*.
- IEC 61400-12-1:2006 • *Wind turbines: Power performance measurements of electricity producing wind turbines*, el cual es idéntico a la norma UNE-EN 61400-12-1:2007.
- International Hydrographic Organization. *IHO Standards for Hydrographic Surveys*. Special Publication No. 44. 5th Edition, 2008.

4 ZONA DE OPERACIÓN

4.1 Diseño preliminar

De entre todos los tipos de dispositivos que permiten explotar las corrientes marinas, apartado 2.2 del documento, se ha escogido desarrollar una turbina de flujo axial de paso controlable ya que se trata del tipo que mayores ventajas presenta. Entre estas se encuentra su mayor eficiencia y que su estado actual de implementación es superior al resto. Ello es debido a que el diseño presenta una mayor flexibilidad y permite disponer de geometrías más compactas que en los dispositivos de eje vertical.

Dentro de las turbinas de eje horizontal, el diseño que se utilizará para el desarrollo del proyecto partirá del concepto SeaGen U, analizado en el apartado 2.5.5 del presente documento, el cual proviene del diseño ya probado y validado SeaGen S (apartado 2.5.4. del documento), los cuales han sido desarrollados por la empresa Marine Turbines Ltd. (MCT) de Siemens. El SeaGen U presenta la ventaja de conllevar un menor coste frente a su antecesor ya que se dispone de tres turbinas por dispositivo, puede salir a flote para realizar el mantenimiento, se evitan los altos costes que implica el monopilote y además se puede instalar en de profundidades mayores a 40 metros.

A partir del diseño del SeaGen U y sus variantes, se ha propuesto la siguiente disposición donde, desde el punto de vista de facilitar la construcción, se ha puesto el perfil alar transversal a la altura media de los cilindros y los brazos de apoyo se han diseñado en celosía:

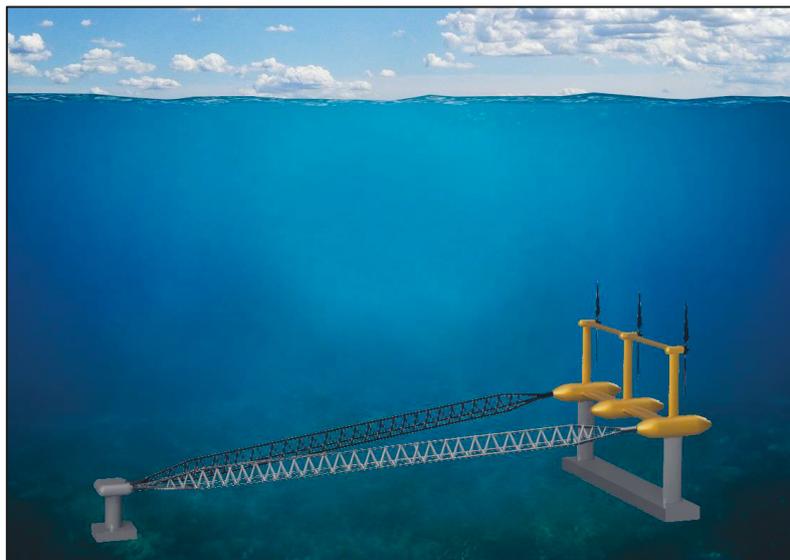


Figura 10. Renderización del modelo realizado en Fusion 360. (Elaboración propia)

Las características del diseño utilizado derivan, por tanto, del SeaGen U y son las siguientes:

- Número de rotores → 3
- Diámetro de pala → 20 m
- Potencia extraída → 3 MW
- Velocidad de corriente de diseño → 2.5 m/s
- Velocidad mínima de operación → 1 m/s
- Velocidades de rotación de las turbinas → [4-11,5] rpm
- Voltaje → 690 V

Teniendo en cuenta el proyecto MeyGen de MeyGen Plc, el cual está en marcha y se pretende alcanzar una potencia instalada con turbinas de flujo axial de 398 MW, en el presente estudio se diseñará y analizará una granja de 228 MW, para lo que se necesitarán 76 dispositivos SeaGen U de 3 MW a diferencia del mencionado proyecto en el que se requieren de 269 turbinas de 1,5 MW distribuidas en 3,5 km² aproximadamente.

El proyecto comparará el coste nivelado de la energía (LCEO) que se obtenga con el de otras alternativas como la eólica offshore, el caso que más relación presenta con esta. En este caso se suelen emplear aerogeneradores de entre 0,6 MW y 9 MW para lo que se requieren grandes dimensiones de palas.

4.2 Conceptos implicados

Existen una serie de conceptos que influyen a la hora de escoger la zona de operación de la granja de turbinas marinas así como en su propio diseño, los cuales se analizarán en los siguientes apartados.

4.2.1 Velocidad de corriente

Se trata de la variable principal a tener en cuenta en la elección de la zona ya que de esta dependerá la producción de electricidad. El estudio (González, Liria, Amate, Domínguez, & Uyarra, 2012) indica que, dado el estado actual de esta tecnología en el año 2012, para que se alcance la viabilidad económica se necesita desarrollar el proyecto en una zona de alto potencial, es decir, contar con corrientes máximas superiores a 2,5 m/s alcanzando una densidad energética comparable a la alcanzada en la energía solar o la eólica. Por ejemplo, en la zona de alto potencial de corrientes, Pilot Pentland, de acuerdo con (Scottish Government, 2015) se alcanza una densidad energética media durante las mareas vivas de 6,65 kW/m² llegando incluso a 211 kW/m² en algunas zonas mientras que durante las mareas vivas es de entre 0,9 y 32,95 kW/m². En velocidades esto equivale a una media anual durante las mareas vivas de 2,07 m/s y durante las muertas de 1,06 m/s presentando picos máximos de 7,43 m/s y 4 m/s respectivamente. En cuanto al viento, a partir de la misma referencia, en esta zona se alcanzan densidades energéticas medias anuales de entre 0,72 y 1,4 kW/m² con una velocidad media de 10,29 m/s.

4.2.2 Influencia de la profundidad del agua

La profundidad de la zona donde se ubique la turbina influye directamente en el tamaño de esta por lo que será necesario escoger una zona en la que la turbina pueda desarrollar su actividad sin problema. La referencia (Bryden et al., 1998) propone disponer de márgenes de seguridad tanto por la parte superior como por la inferior, quedando recogidas en la siguiente tabla de diámetros de rotor recomendados en función de la profundidad:

Tabla 3. Diámetros de pala recomendados. Obtenido de (Bryden et al., 1998).

| Profundidad del agua [m] | Diámetro del rotor (asumiendo la no restricción de la navegación) [m] | Diámetro del rotor (asumiendo la restricción de la navegación) [m] |
|--------------------------|---|--|
| < 20 | - | 10 |
| 20 – 25 | 5 | 12 |
| 25 – 40 | 10 | 20 |
| > 40 | 20 | 20 |

Asimismo, plantea otra opción que consiste en que el diámetro de la turbina sea del 50% de la profundidad y que el centro del rotor se encuentre en el punto medio. El hecho de que exista interés por ubicar el centro de la turbina a esta altura es debido a que la velocidad en la zona superior es mayor que en el fondo marino como se puede observar en la siguiente imagen:

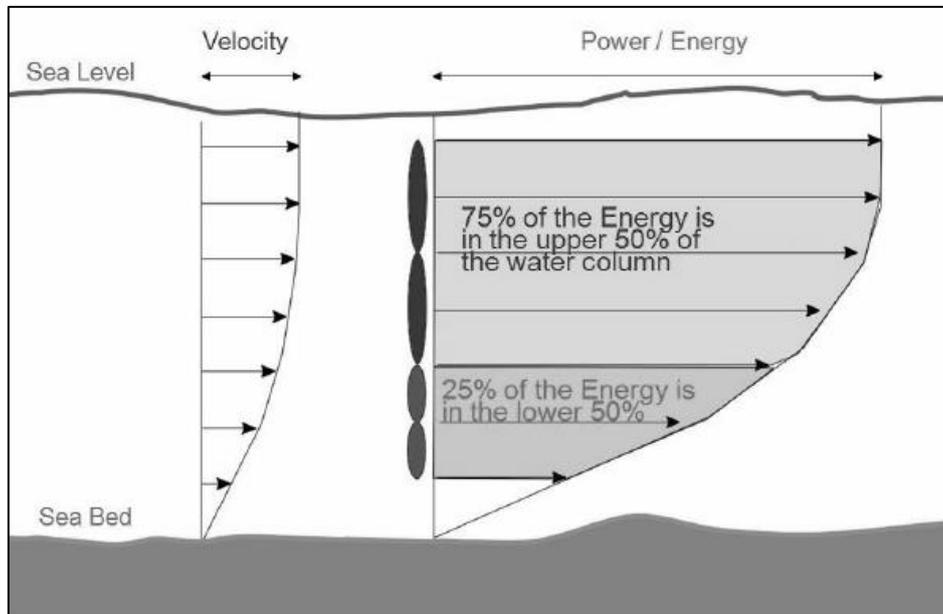


Figura 11. Variación de la velocidad en función de la profundidad, ref. (Fraenkel, 2010).

4.2.3 Localización de la turbina

Es importante ubicar las turbinas de modo que se requiera la menor longitud de cable posible ya que su coste será proporcional a dicha dimensión. La zona escogida por tanto deberá estar situada cerca de tierra lo cual no será un problema ya que las corrientes mayores se encuentran en zonas relativamente próximas a esta.

4.2.4 Efecto bloqueo y efecto estela

Ambos efectos influyen en el rendimiento del parque o granja ya que disminuyen la energía total que esta es capaz de aprovechar de las corrientes marinas y por tanto, se hace necesario conocerlos para proponer una disposición de la forma correcta.

En concreto, el efecto bloqueo está causado por la desaceleración del fluido al pasar por el rotor, provocando en ocasiones su desviación en busca de una menor resistencia. Este efecto se ve incrementado por tanto a mayor área ocupada por el rotor frente al área libre entre los rotores, con excepción de aquellos casos en los que la densidad de rotores sea tan grande que el flujo no tenga otro camino que pasar a través de estos.

Por otro lado, debido al movimiento del rotor al extraer energía se genera una región turbulenta aguas abajo, denominándose este fenómeno como efecto estela. El estudio (Ouro, Ramírez, & Harrold, 2019) define tres fenómenos asociados a las estelas, los vórtices generados en la punta de la pala por la cizalladura, la estela del buje (hub) de baja velocidad y una estela lejana que sigue una trayectoria sinuosa. Este fenómeno, no solo conlleva una reducción de la velocidad de entrada en las turbinas situadas aguas abajo, sino que además aumenta las cargas dinámicas en estas, afectando a su vida útil.

4.2.5 Disposición de los dispositivos y área necesaria

La granja puede estar colocada de manera centrada, de modo que sus filas se encuentran alineadas, o de manera escalonada, quedando los dispositivos de la fila siguiente desviado transversalmente. En el estudio (Ouro et al., 2019) se afirma que la disposición de la granja tipo escalonada consigue una mayor eficiencia que si estuviera centrada por lo que se escogerá este tipo. En ambos casos, la granja estará orientada a la dirección más probable que tome el flujo que atraviesa los rotores con el fin de que su eficiencia será mayor.

En la referencia anterior, tras modelizar los efectos de las estelas producidas en turbinas de corrientes con diferentes disposiciones, se llegó a la conclusión de que las dos distancias entre filas consideradas, 4 y 8 diámetros de rotor (D), no eran suficientes. Por otro lado, el documento (Legrand et al., 2009) propone una disposición basada en una distancia entre filas de 10 D y una separación lateral entre los ejes de los dispositivos de 2,5 D. Por tanto, teniendo en cuenta que el dispositivo consta de 3 palas de 20 metros de diámetro debidamente espaciadas entre estas, se tomará como D 70 metros por lo que lateralmente habrá una distancia de 280 metros entre dos dispositivos consecutivos de una misma fila y una separación de 700 metros entre filas. En la siguiente imagen se muestra la disposición propuesta, formada por 4 filas de 19 dispositivos cada una, haciendo una potencia instalada total de 228 MW. Dicha disposición requiere un área de 6,94 km².

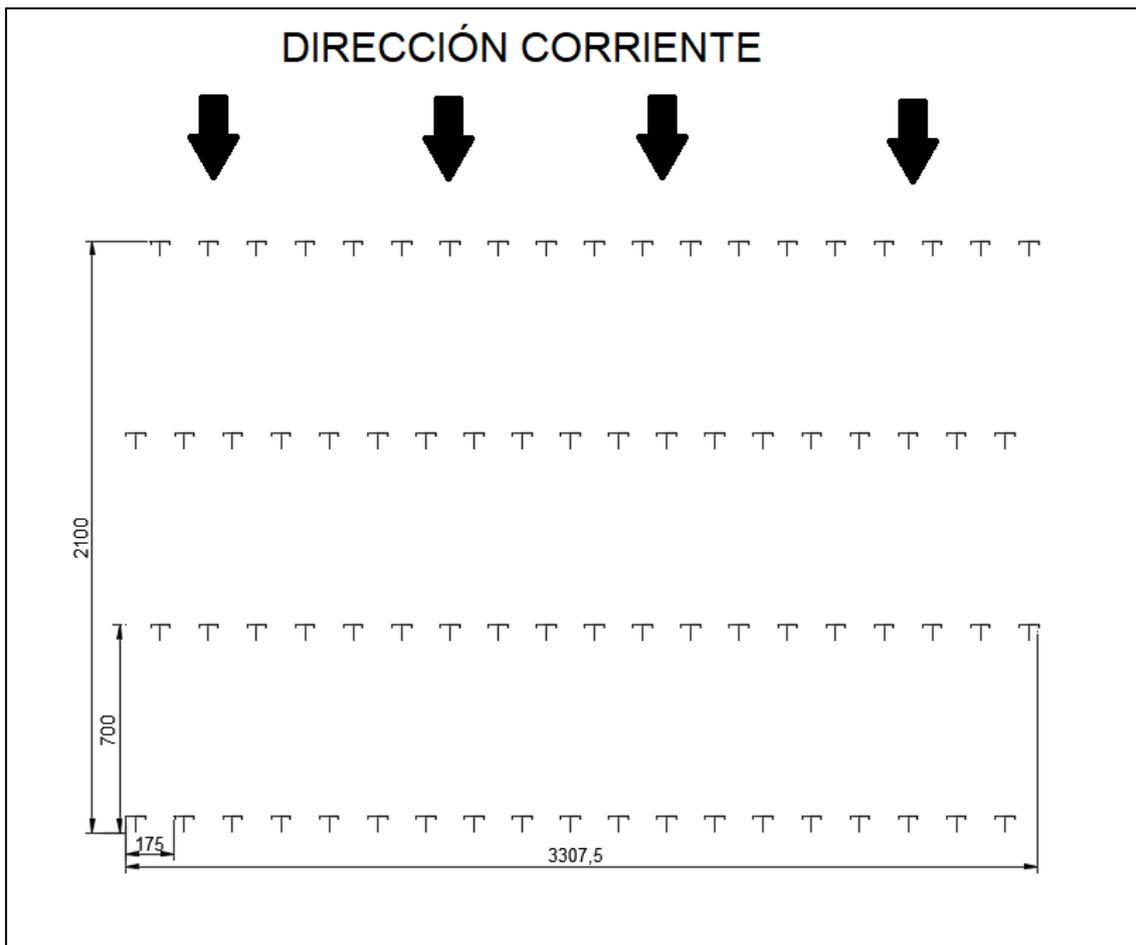


Figura 12. Disposición escalonada propuesta utilizando dispositivos tipo SeaGen U (unidades en metros).

4.3 Elección zona de operación

En base a lo comentado en el apartado 2.7.2 del documento, dado el estado actual y perspectivas de futuro de esta tecnología en el Reino Unido, se opta por analizar en primer lugar las corrientes que aparecen cuando hay mareas vivas en las islas británicas que están formadas por la isla de Gran Bretaña y sus islas menores asociadas y la isla de Irlanda y sus islas menores. Luego se procederá al análisis de las características de las zonas que podrían ser válidas de modo que quede justificada la posibilidad de llevar a cabo el proyecto.

4.3.1 Criterio: Velocidad de corrientes

Analizando la isla de Irlanda a partir del documento (SEI, 2004) se obtiene que las localizaciones en donde se alcanzan corrientes de marea superiores a 1,9 m/s se sitúan al norte y noreste de esta.

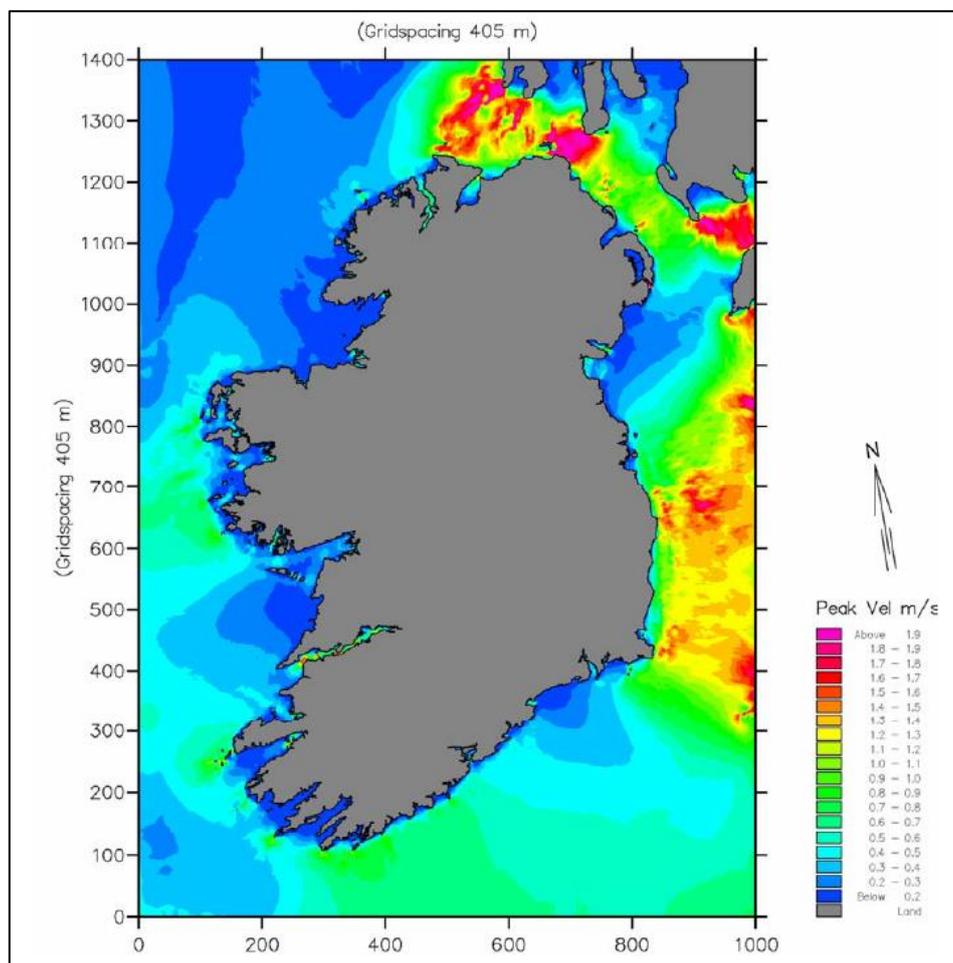


Figura 13. Corrientes máximas durante las mareas vivas a la profundidad media, ref. (SEI, 2004).

Asimismo, repitiendo el proceso con la isla de Gran Bretaña y sus islas menores asociadas empleando el documento (Iyer, Couch, Harrison, & Wallace, 2013) se obtiene que las localizaciones están más concentradas pero alcanzan mayores valores máximos de corrientes de marea y además se encuentran a una relativa cercanía a la tierra. En concreto, las zonas de mayor potencial son las siguientes:

- Orkney
- Pentland Firth
- Islay
- Anglesey
- Ramsey Island
- Isle of Wight
- Race of Alderney

De entre estas, se escoge Gran Bretaña y, en concreto, Pentland Firth ya que se trata de una zona con un alto potencial y de la que se dispone de varios estudios que demuestran la posibilidad de explotar el recurso de las corrientes marinas, de hecho, ya hay cuatro proyectos en esta zona.

En el documento (Scottish Government, 2015), que ha sido realizado por el gobierno escocés, analizan los recursos disponibles en las aguas de Pentland Firth y Orkney. En concreto el recurso de las mareas se estudió con la información obtenida del ABPmer Atlas de UK Marine Renewable Energy Resource. En Pentland Firth, gracias a la variación del nivel del mar de 2,6 metros en mareas vivas y 1,33 metros en mareas muertas se producen corrientes que dotan a las zonas de mayor potencial de este área de las siguientes características:

Tabla 4. Características de la zona con mayor flujo de Pentland Firth de acuerdo con (Scottish Government, 2015).

| | Mareas vivas o de sicigia (Spring tide) | Mareas muertas o de cuadratura (Neap tide) |
|----------------------------|---|--|
| Densidad de potencia media | 211 kW/m ² | 32,95 kW/m ² |
| Velocidad máxima del flujo | 7,43 m/s | 4 m/s |

Los mayores valores se encuentran en la parte central del canal que es donde se propondrán las posibles zonas de elección. En cuanto a las direcciones que toma durante el paso por el estrecho en los distintos tipos de mareas, a partir del estudio (Goward Brown, Neill, & Lewis, 2017) en el que se creó un modelo de alta resolución de las corrientes de la zona que se ha escogido, se tiene que las corrientes son mayores en la dirección noreste por lo que el diseño se realizará orientado frente a esa dirección aunque puede funcionar en los dos sentidos. En concreto, durante las mareas vivas se alcanzan los mayores valores cuando la marea baja cuya dirección predominante es la noroeste y cuando sube es la sureste, repitiéndose el escenario con las mareas muertas.

4.3.2 Batimetría y suelo

Se comprobará que se cuenta con calados suficientes que garanticen el tráfico marítimo por este canal a partir de la batimetría de Pentland Firth, en concreto en las zonas propuestas, mediante el siguiente GIS elaborado en QGIS ya que los dos principales inconvenientes que presentan estas zonas son que se trata de una ruta común de buques pequeños y las grandes profundidades en las que se encuentran pero que servirán, al ser superiores a 70 metros, para garantizar un margen de al menos 5 metros entre el extremo superior de la turbina y el calado máximo del buque.

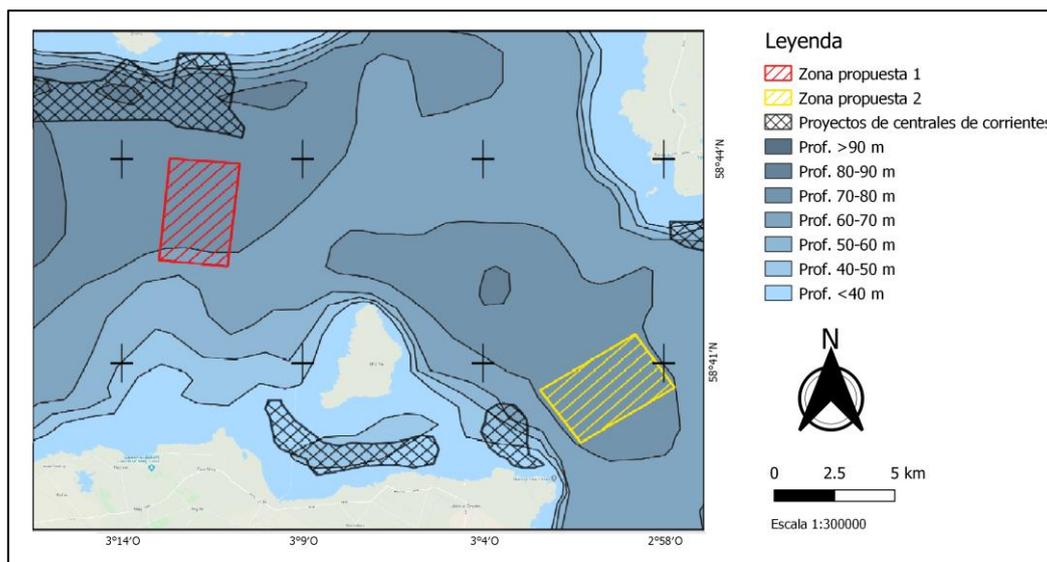


Figura 14. Batimetría de la zona elaborada en QGIS.

En la imagen anterior se ha señalado lo siguiente:

- Proyectos de centrales de corrientes. Entre estos se encuentra el proyecto Brims Tidal Array (200 MW distribuidos en 11 km² con 200 dispositivos de 1 MW), el proyecto Seagen Brough Ness (99 MW distribuidos en 4,3 km² con 83 dispositivos de 1,2 MW), el proyecto MeyGen (398 MW distribuidos en 3,5 km² con 269 dispositivos de 1,5 MW) y el proyecto Ness of Duncansby (95 MW distribuidos en aproximadamente 2,6 km² con 95 dispositivos de 1 MW).
- Zonas propuestas: Zona posibles nº 1 y nº2, las cuales permiten la navegación de buques de hasta 20 metros de calado máximo al estar a una profundidad mayor a 70 m.

Respecto a la composición del suelo, la referencia (Scottish Government, 2015) concluye en que este está formado por roca sólida indiferenciada en la zona central (donde se encuentran las zonas seleccionadas como posibles) y por grava arenosa en el exterior del canal.

4.3.3 Otros criterios

A partir de la Ref. (Scottish Government, 2015), con el fin de justificar la posibilidad de explotar los recursos marinos de la zona propuesta, se han obtenido los datos y se ha elaborado un GIS con el programa de software libre QGIS donde quedan recogidos los datos más relevantes a la hora de escoger la zona específica. En los siguientes apartados se analizarán estos datos recogidos:

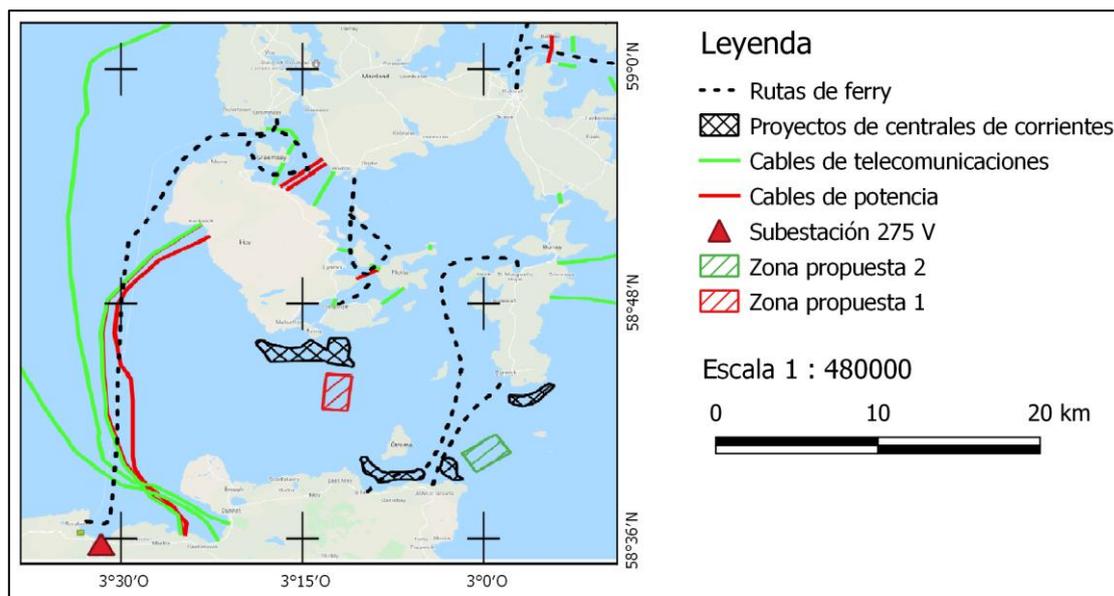


Figura 15. GIS de elaboración propia con otros criterios de importancia (datos obtenidos de marinescotland.atkinsgeospatial.com). © Crown copyright and database rights (2020). OS 100024655. OceanWise EK001-20140401. Use of this data is covered by copyright and privacy & content disclaimers. © OpenStreetMap contributors, tiles © CARTO.

➤ **Navegación en Pentland Firth**

En la figura anterior se puede observar que no existen rutas de buques tipo Ferry en las zonas propuestas. Asimismo, el estudio (Scottish Government, 2015) incluye un apartado en el que se estudia el flujo de la navegación de buques de recreo y el correspondiente a los veleros pero dada la profundidad a la que se ubicará el proyecto, no supondrá restricción alguna para este tipo de buques.

En cuanto al tráfico marítimo, esta misma referencia concluye tras estudiarlo en que solo una pequeña cantidad de buques que transita por esta zona supera los 10 m de calado, siendo el promedio durante el invierno y el verano de 4,9 m y el rango más común de 4 a 6 m. Como caso excepcional se registró una instalación offshore dedicada a la exploración de petróleo de 25,5 metros de calado no formando parte del tráfico regular de la zona.

➤ **Cables submarinos y subestaciones ya existentes**

En las áreas propuestas no existiría problema ya que estas están fuera del paso de los cables.

➤ **Utilización del mar de las focas grises (Grey Seal)**

Tanto en Pentland Firth como Orkney, habitan focas grises por lo que existe la restricción de utilizar las costas de las islas menores, lo cual se ha respetado al seleccionar las posibles áreas.

➤ **Otros criterios**

Por último, se nombrarán los otros aspectos analizados pero que en la zona estudiada no suponen una limitación al no existir o no desarrollarse en esta.

- Áreas de prácticas militares
- Patrimonio cultural
- Recursos extraíbles del fondo marino
- Acuicultura
- Pesca
- Encuentros por hora de cetáceos
- Sitios de especial interés científico

4.3.4 Resumen elección

Finalmente, tras analizar la zona de Pentland Firth se opta por escoger la ubicación propuesta número 2 ya que teniendo en cuenta el modelo de corrientes del estudio (Goward Brown et al., 2017) se puede observar que en esta es donde se registra una velocidad promedio de la corriente mayor, además de estar a una menor distancia de la costa respecto a la otra, conllevando así un menor gasto en tendido de cables submarinos. En esta zona se alcanzan corrientes de 3 m/s en mareas vivas y 1,5 m/s en mareas muertas. Dispone de 6,85 km² y está ubicada a una profundidad de entre 70 y 80 m, lo que permitiría la navegación de buques de hasta 20 m de calado máximo. Esta elección haría posible la construcción de una granja o central de aprovechamiento de corrientes marinas de 228 MW con 76 dispositivos distribuidos de manera escalonada como se muestra en la Figura 12.

La disposición del parque en Pentland Firth se muestra en la siguiente figura, la cual ha sido creada a través de Google Maps. La orientación del parque se determinará, considerando los resultados del estudio (Goward Brown et al., 2017), que la dirección de corriente predominante es la noroeste, es decir, la que se origina cuando las masas de agua atraviesan el canal de este a oeste, produciéndose cuando el nivel de la marea se encuentra bajando. En la leyenda quedan recogidas las coordenadas en grados decimales (DD) de la zona:

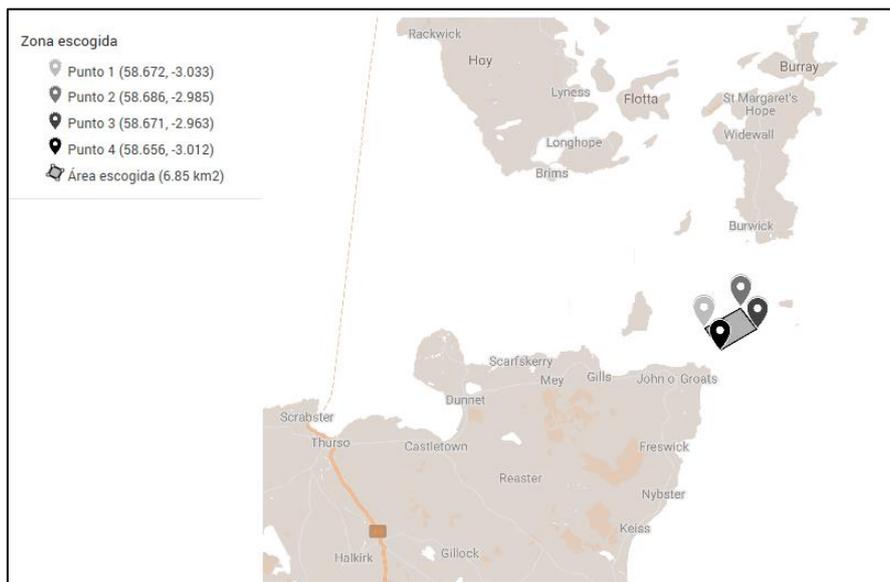


Figura 16. Zona escogida creada con Google Maps.

5 DISEÑO DEL DISPOSITIVO

Como se ha comentado anteriormente, para elaborar el diseño se ha partido del concepto SeaGen U y se ha modificado la posición de los perfiles alares que unen los cilindros como se verá en la disposición general, ya que de ese modo tendrá menor complejidad desde un punto de vista constructivo. En los siguientes apartados se describirán los diferentes aspectos del diseño.

5.1 Diseño funcional

Desde un punto de vista funcional, el dispositivo cuenta con unos brazos en celosía que permiten guiar el izado del dispositivo, el cual se podría realizar con sistemas similares a los empleados en submarinos quedando ello pendiente de definir en futuras fases de la espiral del proyecto. Estos brazos compuestos por una estructura en celosía irán sujetos a una base, la cual será pilotada al fondo con un pilote. Por otro lado, la estructura del dispositivo se mantendrá en el apoyo de cemento por su propio peso y con la ayuda de un elemento auxiliar de anclaje que quedará pendiente de definir pero garantizará que la estructura se mantenga unida al soporte durante su operación.

Existen márgenes que se deben cumplir a la hora de dimensionar el dispositivo en la zona escogida ya que de acuerdo con la referencia (Legrand et al., 2009) estos deben de mantener las siguientes separaciones mínimas, las cuales se han cumplido:

- Debe existir al menos 5 m de separación entre la superficie del agua en el menor nivel de marea posible (LAT) y el punto más alto del área de captura en el caso de que solo naveguen buques de recreo. En el proyecto actual, es conocido que la mayoría de buques que transitan no superan los 20 metros de calado por lo que se tomará este calado.
- Se recomienda disponer de una separación entre el punto más bajo del área de captura y el fondo marino de un 25% la profundidad del agua o de 5 m, el que sea mayor con el objetivo de disminuir la posibilidad de daños en el dispositivo por materiales trasladados por las corrientes en el fondo marino.

El diseño de las palas de la turbina será el empleado en el ya construido SeaGen S ya que el proyecto se centrará en estudiar la estructura del concepto SeaGen U. En cuanto al material empleado en las palas de la turbina se tiene que estas suelen estar fabricadas en fibra de carbono debido a las altas cargas que deben soportar.

Los planos de la disposición general quedan recogidos en el *Anexo: Plano disposición general*. A continuación se muestra una representación de la estructura en posición de operación y en posición de mantenimiento:

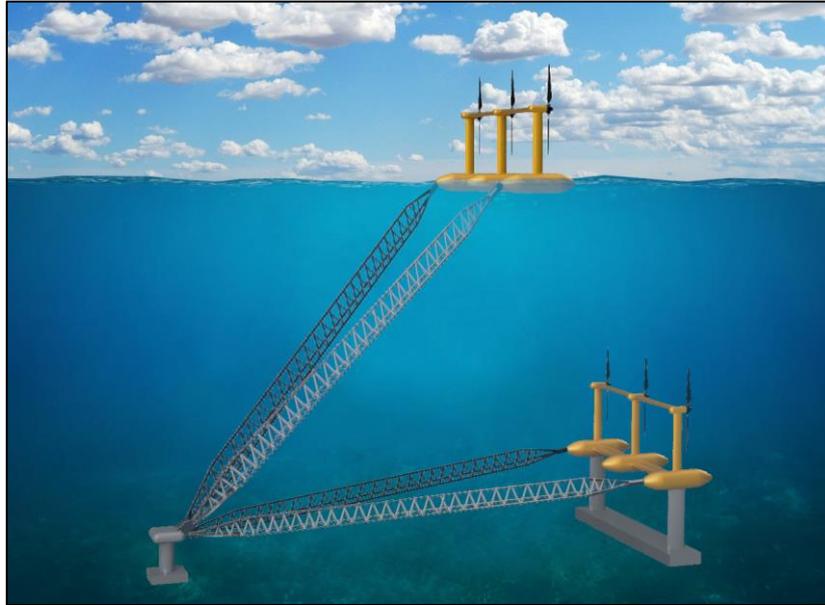


Figura 17. Boceto del dispositivo en operación y en mantenimiento (elaboración propia).

5.2 Diseño hidrodinámico

Teniendo en cuenta que el dispositivo se ubicará en zonas donde las corrientes son elevadas, con el fin de disminuir las fuerzas de arrastre que ocasionaría la estructura se realizarán sus formas con perfiles elípticos. De este modo, las solicitaciones estructurales serán menores y las turbulencias ocasionadas también por lo que ello se vería reflejado asimismo en el rendimiento del conjunto de la central. Realmente para visualizar y contabilizar los efectos mencionados es necesario estudiarlo mediante CFD, lo cual queda fuera del alcance de este estudio académico aunque no obstante, en el apartado 4.2.5 al dimensionar la disposición de la central se han empleado resultados de estudios, así como recomendaciones y en el apartado 7.1 en el cálculo energético se han supuesto pérdidas que recogerían dichos fenómenos entre otros.

5.3 Diseño estructural

El diseño se ha realizado utilizando una estructura predominantemente transversal dada la naturaleza de las cargas. Los planos estructurales quedan recogidos en el *Anexo: Planos estructurales* y a continuación, se mostrarán las estructuras que se han realizado, incluyendo tanto las medidas como los espesores finales que se han considerado tras varias iteraciones del proceso de cálculo para la condición más desfavorable en cada uno de los modelos, siendo la condición de carga extrema para el Modelo 1 y la condición en mantenimiento para el Modelo 2. Estos espesores son los netos, los que se considerarán en el cálculo, a los cuales habrá que añadir 1 mm de acuerdo con el Bureau Veritas en aquellas zonas expuestas.

5.3.1 Góndolas

Las góndolas presentan los siguientes elementos estructurales:

Tabla 5. Elementos estructurales de las góndolas.

| Nombre | Medidas (mm) |
|--|----------------|
| Espesor forro exterior | 15 |
| Longitudinales | T200x15/200x20 |
| Longitudinales (en la zona de curvatura) | T300x25/300x30 |
| Transversales | T200x15/200x20 |
| Transversales (en la zona de curvatura) | T300x25/300x30 |

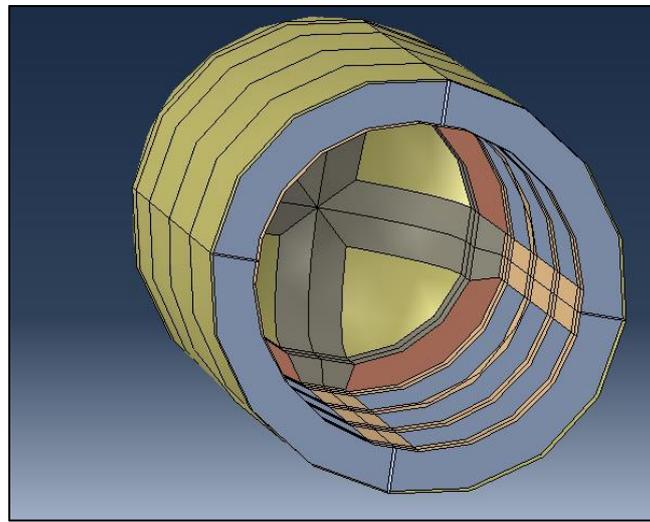


Figura 18. Estructura tipo góndola con los espesores asignados.

5.3.2 Cilindros

Los cilindros presentan los siguientes elementos estructurales:

Tabla 6. Elementos estructurales de los cilindros.

| Nombre | Medidas (mm) |
|--|----------------|
| Espesor forro exterior | 20 |
| Longitudinales | T400x30/400x35 |
| Longitudinales (en la zona de curvatura) | T600x40/600x45 |
| Transversales | T400x30/400x35 |
| Transversales (en la zona de curvatura) | T600x40/600x45 |

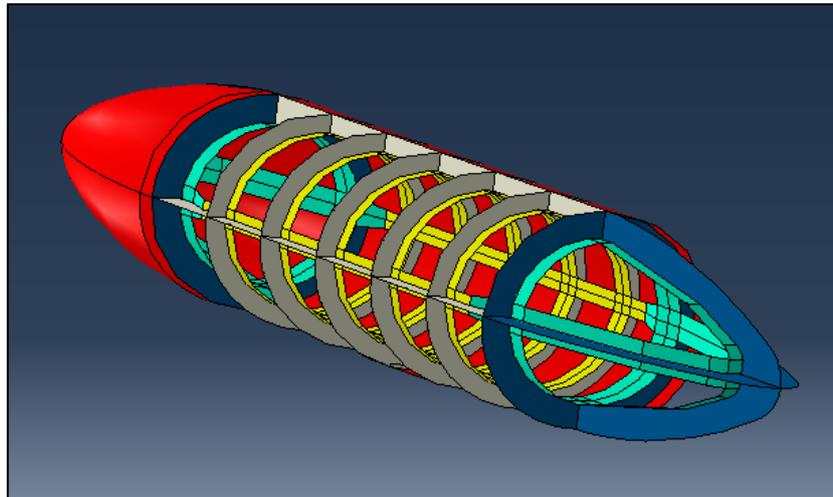


Figura 19. Estructura tipo cilindro con espesores (parte del forro está oculta).

5.3.3 Perfiles alares entre cilindros

Estos perfiles alares presentan los siguientes elementos estructurales:

Tabla 7. Elementos estructurales de los perfiles alares entre cilindros.

| Nombre | Medidas (mm) |
|--------------------------------|----------------|
| Espesor forro exterior | 15 |
| Espesor perfiles transversales | 15 |
| Longitudinales 1 | T400x15/400x18 |
| Longitudinales 2 | T600x25/600x30 |

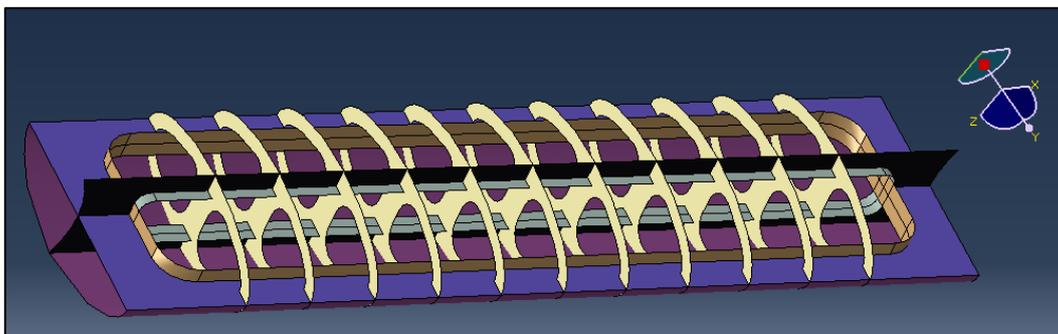


Figura 20. Estructura tipo perfil alar entre cilindros con espesores (parte del forro está oculta).

5.3.4 Perfiles alares de soporte de góndolas

Los perfiles alares que soportan las góndolas son similares a los de la Figura 20 y presentan los siguientes elementos estructurales:

Tabla 8. Elementos estructurales de los perfiles alares de soporte de góndolas.

| Nombre | Medidas (mm) |
|--------------------------------|----------------|
| Espesor forro exterior | 18 |
| Espesor perfiles transversales | 15 |
| Longitudinales 1 | T200x15/200x20 |
| Longitudinales 2 | T300x25/300x30 |

5.3.5 Perfiles alares entre góndolas

Los perfiles ubicados entre las góndolas son similares a los de la Figura 20 y presentan los siguientes elementos estructurales:

Tabla 9. Elementos estructurales de los perfiles alares entre góndolas.

| Nombre | Medidas (mm) |
|--------------------------------|----------------|
| Espesor forro exterior | 12 |
| Espesor perfiles transversales | 12 |
| Longitudinales 1 | T200x15/200x18 |
| Longitudinales 2 | T300x20/300x25 |

5.3.6 Estructura en celosía para el izado del dispositivo

Estas estructuras presentan los siguientes elementos estructurales:

Tabla 10. Elementos estructurales de los brazos en celosía.

| | Radio (mm) | Espesor (mm) |
|-------------------|------------|--------------|
| Tubos principales | 100 | 15 |
| Tubos secundarios | 50 | 8 |

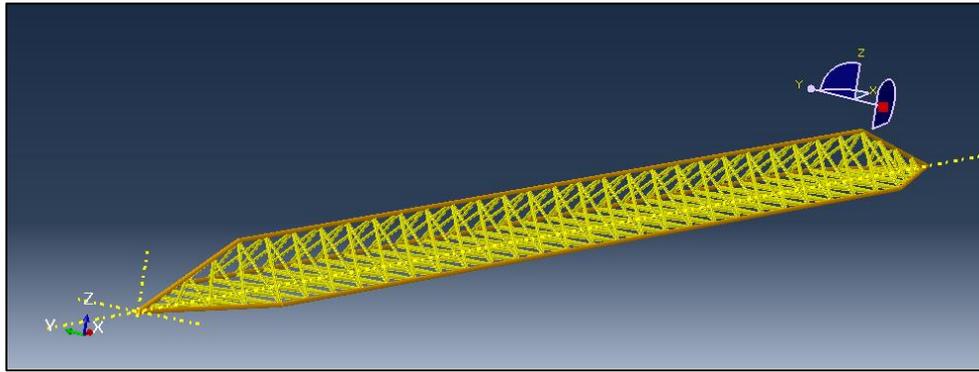


Figura 21. Uno de los brazos en celosía con los espesores asignados.

5.4 Descripción del sistema de distribución de la energía

Desde el punto de vista de la distribución de la energía de la central, esta se transportará desde los dispositivos hasta la subestación submarina con cables individuales de 3 MW, lo que supone una longitud total de este tipo de línea de 53,2 km, desde donde se seguirá el resto del recorrido durante 2,5 km en un cable de exportación de 250 MW.

Se ha decidido transportar la electricidad a media tensión hasta tierra ya que como se puede observar en la Figura 22, obtenida de la Ref. (Antonio, Muñoz, & El, 2012), no se requerirá de transformar la tensión ya que al estar situada la zona escogida a menos de 15 km de la costa (en concreto 2,5 km) no será rentable destinar recursos para disminuir las pérdidas eléctricas aumentando la tensión. Por tanto, la energía se evacuará en corriente alterna con el voltaje de la granja (media tensión: 33kV) y una vez en tierra se transformará a alta tensión (132 kV).

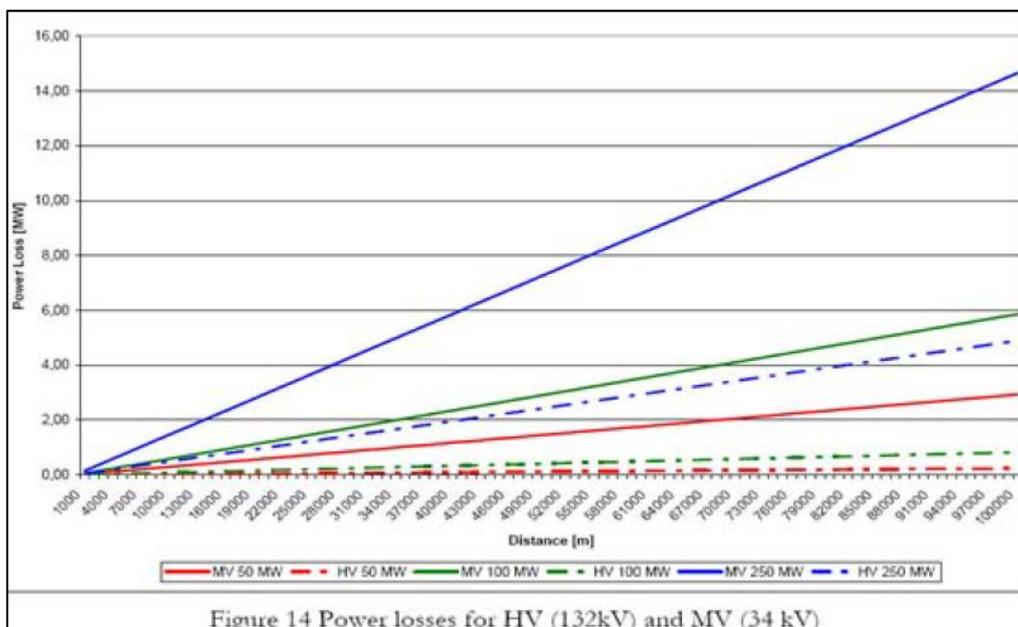


Figura 22. Potencia perdida en función de la distancia. Obtenido de la Ref. (Antonio et al., 2012)

A continuación se muestra un boceto de la disposición de la subestación a la que le llegan los cables de la línea interna de la central de 3 MW y sale el cable de exportación de 250 MW que irá enterrado hasta tierra:

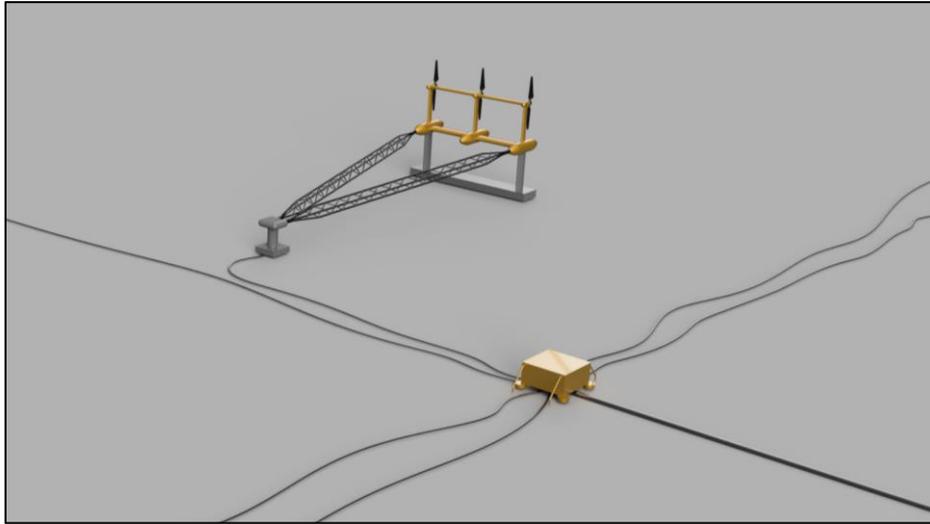


Figura 23. Boceto de la disposición de la subestación.

Adicionalmente a los sistemas de distribución de la energía se están desarrollando diferentes alternativas de almacenamiento destinados a facilitar la incorporación de la energía a la red eléctrica. Estos pueden estar basados en principio mecánicos (aire comprimido, hidráulica de bombeo y volantes de inercia), térmicos (sales fundidas y materiales de cambio de fase), electromagnéticos (supercondensadores e imanes superconductores) y electroquímicos (hidrógeno, baterías de flujo y baterías estáticas).

6 ANÁLISIS ESTRUCTURAL MEDIANTE MEF

6.1 Fundamento teórico

En el siguiente apartado se explicará la teoría que hay tras el análisis por elementos finitos de manera resumida, la cual será necesaria para comprender como introducir los parámetros en el software e interpretar sus resultados.

En resumidas cuentas, el análisis por el método de elementos finitos consigue obtener soluciones aproximadas a problemas complejos, lo suficientemente buenas para cumplir con la finalidad del cálculo, de cuyas ecuaciones diferenciales que definen el comportamiento no se pueden obtener soluciones analíticas. Este subdivide el problema en partes más pequeñas y simples conocidas como elementos finitos que se conectan entre sí en los puntos denominados nodos. De este modo se discretiza el objeto elaborando un mallado y las ecuaciones simples que lo forman son ensambladas en un sistema de ecuaciones que modela todo el problema.

6.1.1 Tipologías de análisis

En función del tipo de carga, se distinguen los siguientes tipologías de análisis:

➤ Análisis lineal estático

El análisis estático pretende proporcionar información de las reacciones tanto verticales, longitudinales, como transversales, así como las leyes de los momentos flectores y esfuerzos cortantes. Además de comprobar si existe la posibilidad de fallo por plastificación de la estructura.

➤ Análisis dinámico

El análisis dinámico se deberá realizar cuando se requieran evaluar las frecuencias propias de la estructura, mediante el análisis modal, y cuando se presentan cargas dinámicas siempre y cuando la frecuencia de actuación no sea mucho mayor a la frecuencia propia de la estructura de modo que se garantice que no se activan los fenómenos de inercia. Dentro del análisis dinámico se encuentran los siguientes tipos:

○ Modal

Mediante este se evalúan las formas modales y frecuencias propias de vibración, permitiendo obtener las ventanas de resonancia de la estructura y la participación modal (masa efectiva).

○ Armónico

Con el análisis armónico se obtiene la respuesta forzada (vibratoria) ante una carga externa de naturaleza armónica (senoidal) permitiendo evaluar el riesgo de vibración y posibilita el análisis de fatiga.

○ Transitorio

Permite evaluar lo mismo que en el caso anterior pero ante una carga genérica de naturaleza pulsante o aleatoria.

➤ Análisis cuasiestáticos

Este tipo es una mezcla de los dos anteriores en donde la carga se aumenta con un factor de amplificación dinámica de modo que es posible estar dentro del cálculo estático.

6.1.2 Planteamiento general del problema

El problema parte de las ecuaciones generales de equilibrio del sólido elástico para cada uno de los ejes del sistema de referencia, teniendo en cuenta previamente las siguientes consideraciones:

$$[\sigma] = (\sigma_{xx}, \sigma_{yy}, \sigma_{zz}, \tau_{xy}, \tau_{xz}, \tau_{yz})$$

$$[\varepsilon] = \left(\frac{\partial u}{\partial x}, \frac{\partial v}{\partial y}, \frac{\partial w}{\partial z}, \frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x}, \frac{\partial u}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial x}, \frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial y} \right)$$

$$[\sigma] = [D] \cdot [\varepsilon], \text{ siendo } [D] \text{ la matriz de elasticidad.}$$

Fuerzas volumétricas $\rightarrow (f_x^B, f_y^B, f_z^B)$

Fuerzas superficiales $\rightarrow (f_x^S, f_y^S, f_z^S)$

Fuerzas puntuales $\rightarrow (f_x^i, f_y^i, f_z^i)$

Por tanto, la ecuación general de equilibrio del sólido elástico para el caso del eje x es la siguiente, desarrollándose de forma análoga el resto de ejes:

$$\frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{xz}}{\partial z} + f_x^B + f_x^S + f_x^i = 0$$

El objetivo es determinar el campo de desplazamientos que satisfaga lo anterior. De entre las metodologías que existen para aproximarse a la solución se empleará el método de la mínima energía en el que se busca el valor de los desplazamientos en el equilibrio que minimice la energía del sistema:

$$\text{energía potencial } (\pi) = \text{energía elástica } (\Lambda) + \text{trabajo fuerzas externas } (W)$$

Siendo en el equilibrio:

$$\frac{\partial \pi}{\partial u} = 0$$

Discretizando a un elemento tipo:

Desplazamiento inicial: $u = (u_1, u_2, u_3, u_4)$

Desplazamiento deformado: $u_d = (u_{1d}, u_{2d}, u_{3d}, u_{4d})$

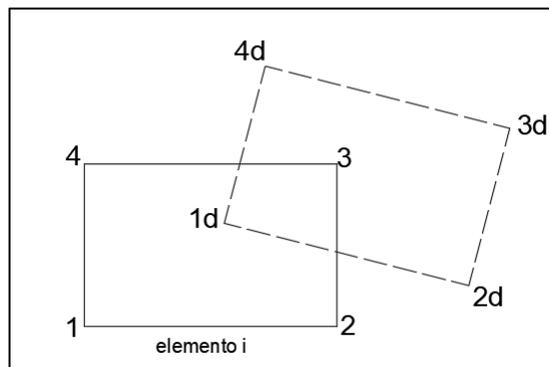


Figura 24. Visualización del desplazamiento inicial y deformado.

Hipótesis de referencia:

Previamente, antes de avanzar en la explicación, conviene conocer que la función de forma ($s_{elemento}$) permite construir cinemáticamente los desplazamientos del elemento a partir de la interpolación del comportamiento en los nodos. Existen diferentes tipos, en función de los cuales se obtendrá una mayor o menor calidad de la interpolación pudiendo ser según el tipo de orden lineal o cuadrática.

$$(u_{elemento}) = (s_{elemento}) \cdot (u_{nodal})$$

A partir de π y $u_{elemento}$, siendo $[B] = \nabla(S_m)$ se tiene la ecuación general:

$$[M] \cdot [\ddot{U}] + [C] \cdot [\dot{U}] + [K] \cdot [U] = [F]$$

Matriz de masa:

$$[M] = \sum_M \left(\int_V \rho_m \cdot [S_m]^T \cdot [S_m] dV_m \right)$$

Matriz de amortiguamiento:

$$[C] = \sum_M \left(\int_V c_m \cdot [S_m]^T \cdot dV_m \right)$$

Matriz de rigidez:

$$[K] = \sum_M \left(\int_V [D_m] \cdot [B_m]^T \cdot [B_m] dV_m \right)$$

Siendo,

$$B = L \cdot u = L \cdot S \cdot u_{nodal}$$

Siendo la función de forma (S) de cada elemento la mostrada a continuación, la cual corresponde al caso lineal (1D) aunque de forma análoga se hace la función de forma de segundo orden (cuadrática):

$$u_{elemento} = c_1 + c_2 \cdot x$$

$$\left. \begin{array}{l} u_i = c_1 + c_2 \cdot x_i \\ u_j = c_1 + c_2 \cdot x_j \end{array} \right\} \rightarrow u_{elemento} = S_i \cdot u_i + S_j \cdot u_j = \left(\frac{x_j - x}{x_j - x_i} \right) \cdot u_i + \left(\frac{x - x_i}{x_j - x_i} \right) \cdot u_j$$

Por último, cabe mencionar que el análisis arrastrará tres tipos de errores derivados del modelado y el mallado:

1. Error numérico o de computación

Es el error derivado de expresar cantidades numéricas exactas de forma aproximada y dentro de este tipo se pueden diferenciar los errores de redondeo y truncamiento.

2. Error de formulación

Este error está relacionado con la formulación interna del elemento y su idoneidad para el problema a resolver (selección del tipo de elemento).

3. Error de discretización

Relacionado con la calidad del mallado, originado por la insuficiencia de capacidad de las funciones de forma para representar con exactitud la geometría real. Existen dos métodos para reducirlo:

Método P: Modificando el orden de la función de forma, es decir, utilizando funciones cuadráticas y de órdenes superiores.

Método H: Modificando el tamaño de malla, haciéndola más refinada en las zonas conflictivas.

6.1.3 Proceso general de cálculo

En resumidas cuentas, los pasos a realizar durante el proceso del cálculo son los siguientes:

1. Comprensión del problema
 - Identificación de los modos de fallos y sus límites
 - Extensión del modelo
 - Previsión del comportamiento de la estructura
 - Valoración de teorías analíticas
2. Preprocesado:
 - Desarrollo de la geometría del modelo
 - Incorporación de propiedades mecánicas
 - Mallado del modelo
 - Cargas y condiciones de contorno
3. Desarrollo del análisis
4. Postprocesado:
 - Procesado e interpretación de resultados
 - Comprobación del error de discretización

6.1.4 Tipos de elementos

A continuación, se presentan los principales tipos de elementos y las cargas que son capaces de reflejar en su comportamiento:

- **SPAR/TRUSS (1D)** → únicamente tensión/compresión uniaxial
- **SPAR/TRUSS (2D)** → tensión/compresión axial. No resistencia a flexión.
- **SPAR/TRUSS (3D)** → extensión del caso 2D a 3D (mayor número de GDL)
- **BEAM (2D)** → elemento lineal con una dimensión predominante sobre el resto. Cargas axiales y de flexión.
- **BEAM (3D)** → elemento lineal con una dimensión predominante sobre el resto. Cargas axiales, de flexión y torsionales.
- **PLAIN STRESS (2D)** → no existe tensión pero sí deformación a lo largo del espesor.
- **PLAIN STRAIN (2D)** → no existe deformación pero sí tensión a lo largo del espesor.
- **AXISYMETRICOS (2D)** → existe un eje de simetría (de revolución) para geometría, cargas y condiciones de contorno.
- **THIN SHELL (3D) / THICK SHELL (3D)** → elemento superficial con capacidades de flexión y cargas en el plano (membrana). El primero no considera tensiones a lo largo del espesor, equivalente al modelo de viga de Navier (Teoría de

Kirchoff). El segundo equivale a la teoría de Timoshenko para vigas (Teoría de Mindlin-Reissner).

- **SOLID (3D)** → elemento volumétrico necesario para aquellos casos en los que el resto de tipologías disponible de elementos no son adecuados para la representación del problema físico en cuestión.

6.1.5 Modos de fallo

En el siguiente apartado se introducirán brevemente los principales modos de fallo:

- **Plastificación**

Es la deformación irre recuperable del material que se produce cuando se supera el límite elástico. Para evaluarlo se puede utilizar el criterio de Von Mises en donde plastifica si la tensión crítica de Von Mises es superior al límite elástico del material teniendo en cuenta un coeficiente de seguridad.

$$\sigma_{Von\ Mises} = (\sigma_x^2 + \sigma_y^2 - \sigma_x\sigma_y + 3\tau_{xy}^2)^{1/2}$$

- **Inestabilidad elástica**

Este análisis pretende proporcionar información sobre la carga crítica que hace que la estructura pierda la estabilidad, teniendo especial importancia en el diseño la proporción y la esbeltez del diseño. El pandeo es una de las formas en las que esta puede manifestarse.

La carga crítica en el cálculo lineal se determina mediante la tensión crítica de Euler, la cual no tiene en cuenta las irregularidades del material, las condiciones de contorno no ideales, así como las excentricidades de la carga, lo cual se cubre mediante el coeficiente Knock Down Factors (KDF) para hacer el problema real partiendo de un cálculo lineal sencillo.

Por otro lado, la inestabilidad no lineal es un análisis complejo pero que permite incorporar todos aquellos aspectos que dotan de mayor aplicabilidad al análisis.

- **Deformaciones**

No es estructural pero también se consideran un modo de fallo aquellas deformaciones o desplazamientos que sean incompatibles con las funcionalidades requeridas, obligando a disponer de un cierto grado de rigidez.

- **Resonancia estructural**

Es un fenómeno que sucede cuando una frecuencia propia de la estructura coincide con una frecuencia de excitación, de modo que la estructura comienza a vibrar aumentando de forma progresiva sin alcanzar un punto máximo llegando a ser destructivo. Las frecuencias propias se obtienen con un análisis modal y mediante un diagrama de Campbell o diagrama de interferencia se representa el espectro de respuesta del sistema en función de su régimen de oscilación.

6.2 Objeto

El objetivo de este estudio mediante cálculo numérico con elementos finitos es analizar y diseñar la estructura del dispositivo y de los soportes de esta que permiten realizar el mantenimiento en la superficie. De este modo se garantizará en términos generales que la estructura tendrá capacidad para desarrollar su función.

6.3 Modos de fallo analizados

Como se comentará en el apartado 6.5, se realizarán dos modelos, uno que representa al dispositivo ubicado en el fondo marino (Modelo 1) y otro que lo representa en la superficie del mar (Modelo 2), en los cuales se analizará lo siguiente, de acuerdo con las recomendaciones del Bureau Veritas, NI 603 DT R01 E, que se han seguido:

- Análisis estático en el Modelo 1 y 2.
- Inestabilidad elástica en el Modelo 1 y 2.
- Análisis modal: se estudiará en el Modelo 1 con el objetivo de obtener las ventanas de resonancia durante su operación.

6.4 Software utilizado

El software que se ha utilizado es el Abaqus/CAE 2019, versión 6.14-3 de Dassault Systemes el cual permite realizar análisis de elementos finitos dando como resultado soluciones potentes y complejas. Este programa es capaz de crear, editar, monitorear, diagnosticar y visualizar análisis de manera rápida y eficiente por lo que es de gran utilidad para la ingeniería en general.

6.5 Descripción del modelo

Con el objetivo de disminuir el tiempo de cálculo de cada iteración se realizarán dos modelos, uno denominado Modelo 1 que representará el dispositivo en el fondo marino conteniendo únicamente la estructura del dispositivo que será mediante el cual se dimensionará esta ya que la estructura en celosía no se encuentra en cargas en las situaciones que en las que se estudiará y un segundo llamado Modelo 2 que contendrá una de las dos estructuras en celosía para representar la situación de mantenimiento en la que el dispositivo estaría en la superficie, teniendo esta que aguantar la posición.

➤ Modelo 1

Este primer modelo se ha realizado empleando elementos tipo Shell mediante Fusion 360 y posteriormente se le añadieron los refuerzos, también de este tipo, en el propio Abaqus. Se ha escogido este tipo de elemento ya que simplifica el tiempo de cálculo y permite variar el espesor de forma simple sin tener que modificar el modelo. En el apartado 5.3 del documento se definen los espesores netos que se han considerado, resultando en un peso total de 440,7 T y un volumen de material de 56,14 m³. El peso bruto de esta estructura añadiendo 1 mm para la corrosión es de 460,6 T. En la siguiente imagen se muestra una imagen del modelo ya ensamblado:

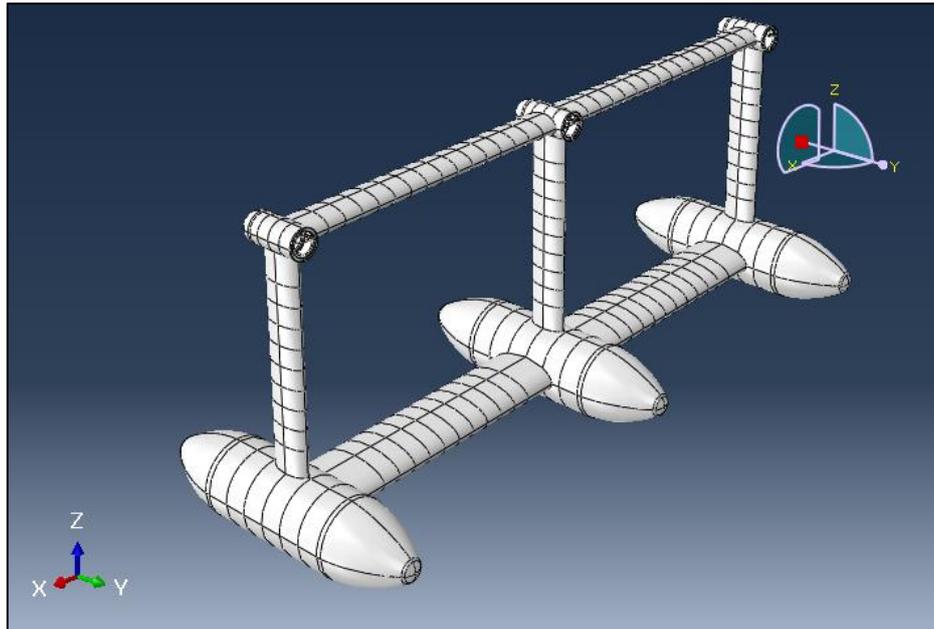


Figura 25. Modelo 1 en Abaqus. Las dimensiones quedan recogidas en el Anexo: *Plano disposición general* y el Anexo: *Planos estructurales*.

➤ Modelo 2

El segundo modelo está compuesto por elementos tipo beam el cual se realizó completamente en Abaqus. En este caso también se simplifica el cálculo, pudiendo modificar tanto espesores como los diámetros de las barras. En el apartado 5.3 del documento se definen los espesores netos que se han considerado, resultando en un peso total de 66,7 T y un volumen de material de 8,5 m³, mientras que el peso bruto es de 72,12 T. A continuación se muestra en primer lugar el modelo global, incorporando el anteriormente presentado, el cual se simplificará para el cálculo como se explica posteriormente:

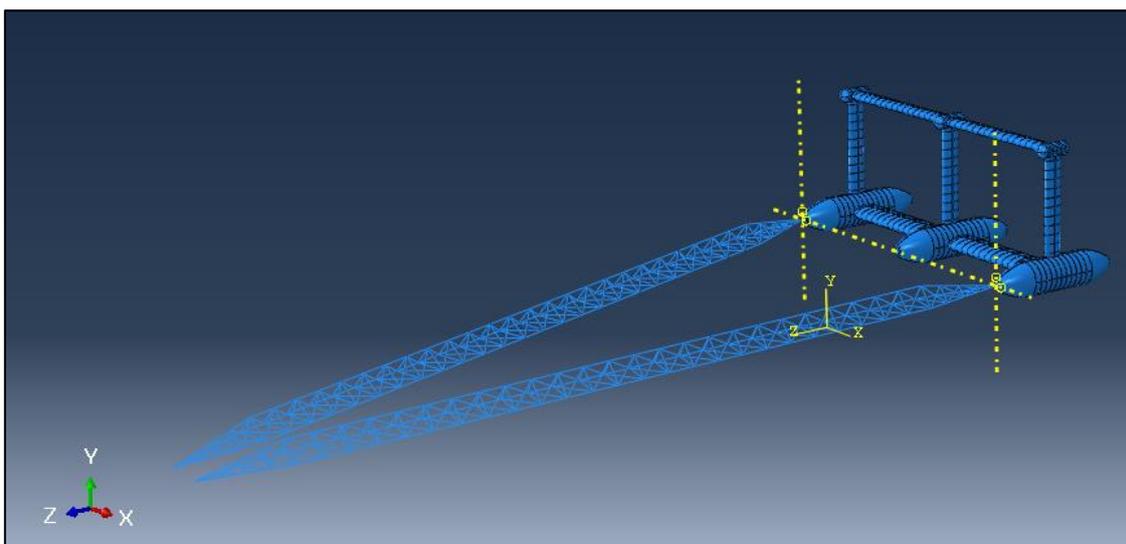


Figura 26. Estructura total del dispositivo.

Simplificando lo mostrado en la Figura anterior, dejando únicamente el brazo derecho, se tiene el Modelo 2:

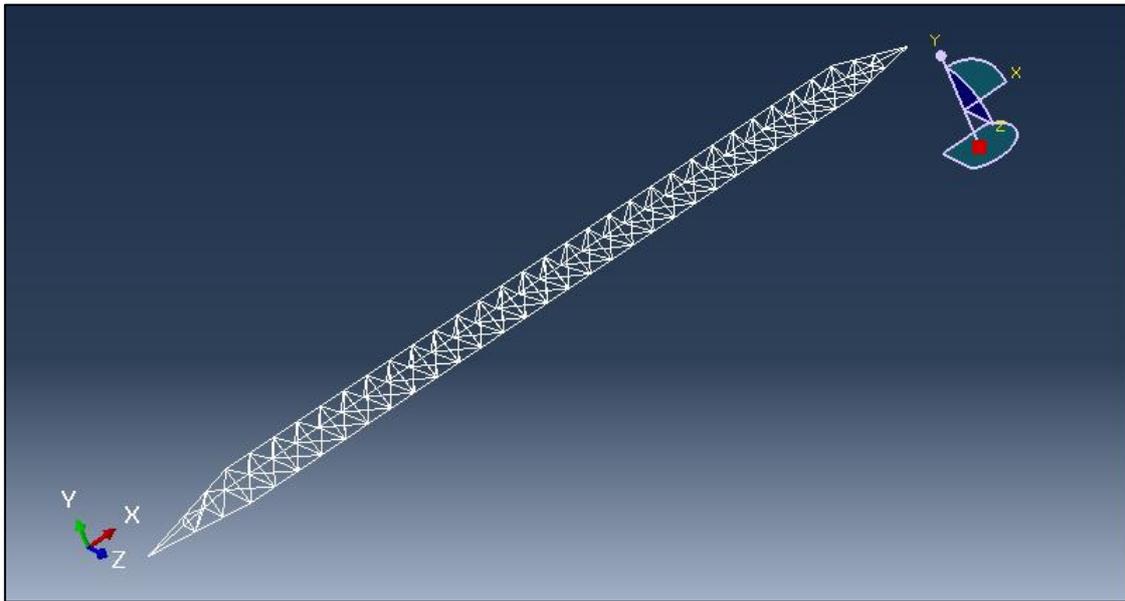


Figura 27. Modelo 2 en Abaqus. Las dimensiones quedan recogidas en el Anexo: Plano disposición general y el Anexo: Planos estructurales.

6.5.1 Tipos de análisis realizados

A continuación se enumeran y se explican brevemente los tipos de análisis realizados:

- **Análisis estático lineal:** en primer lugar se empezó realizando este análisis tanto en el modelo 1 como en el modelo 2, iterando varias veces con el objetivo de lograr asignar espesores que permitan aguantar las condiciones más desfavorables impuestas de modo que no estén sobredimensionados.
- **Análisis modal:** este análisis se realizó en el modelo 1 con el objetivo de garantizar que las frecuencias propias de la estructura se encuentran fuera de las condiciones de operación.
- **Análisis de inestabilidad elástica lineal:** también llamado comúnmente de pandeo lineal aunque es una de las formas en las que se presenta. Se realizó tanto en el modelo 1 como en el 2 con el objetivo de garantizar que no aparecerá este modo de fallo en la estructura.

6.5.2 Extensión

En primer lugar, como se ha introducido en apartados anteriores, el Modelo 1 abarcará todos los elementos estructurales de la estructura del dispositivo a excepción de la estructura en celosía dado que las mayores carga que esta soporta será cuando la estructura se encuentre en mantenimiento y considerarla solo complicaría aún más el modelo. En la Figura 25 se muestra el Modelo 1 en donde se puede apreciar que no se utilizó simetría ya que con el mismo modelo se realizó posteriormente el análisis modal y el de inestabilidad elástica en los cuales se pierde información al emplearla, incluso puede dar información errónea. El entorno del modelo se modeló en forma de cargas, como las hélices no modeladas, y en condiciones de contorno, los soportes de la base.

En segundo lugar se realizó el Modelo 2 que se muestra en la Figura 27 el cual corresponde a la estructura en celosía (brazo derecho) que mantendría la estructura en la posición de mantenimiento. Al igual que en el caso anterior, el entorno será modelado en forma de condiciones de contorno, la base, y en forma de cargas, las correspondientes a la estructura del dispositivo en flotación.

6.5.3 Sistema de referencia

En ambos modelos el sistema de ejes utilizado es el cartesiano 3D, donde en el primero "x" es la extensión perpendicular al flujo de la corriente incidente, "y" es el sentido opuesto de la propia dirección del flujo y "z" es la extensión vertical como se observa en la siguiente imagen:

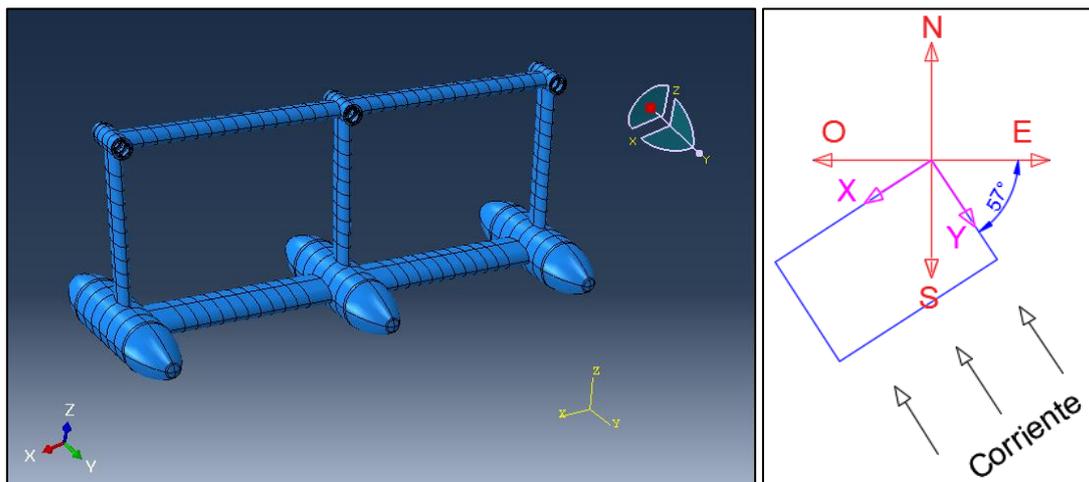


Figura 28. Sistema de referencia del Modelo 1 (izquierda) y comparación del sdr del modelo con los puntos cardinales de la zona (derecha).

En cuanto al Modelo 2, tendrá la misma orientación que el sistema de referencia anterior, teniendo en cuenta la inclinación de la estructura respecto al sistema de referencia como se muestra a continuación en los bocetos realizados:

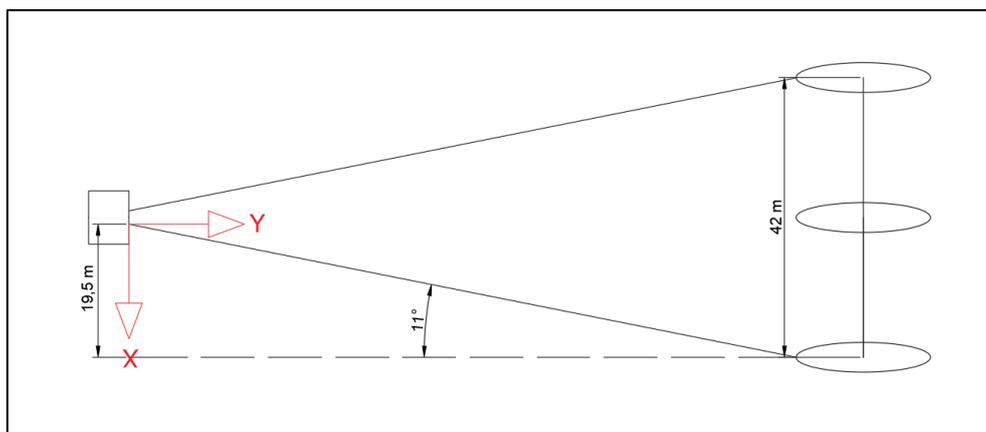


Figura 29. Ángulo entre la estructura y el sdr del Modelo 2 (planta).

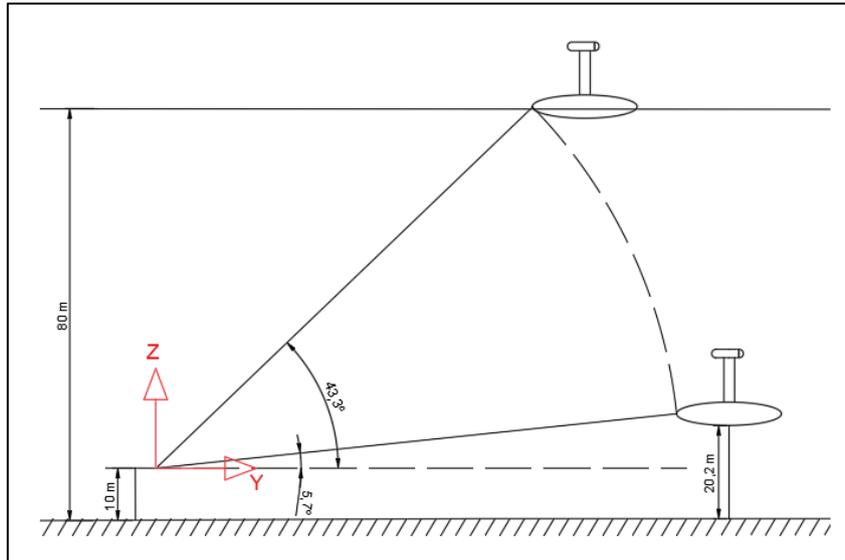


Figura 30. Ángulos entre la estructura y el sdr del Modelo 2 (perfil).

Por tanto, el sistema de referencia introducido en el Modelo 2 se ha girado 11° en "z" y $43,3^\circ$ en "y" respecto al sistema de referencia local de la estructura, quedando del siguiente modo:

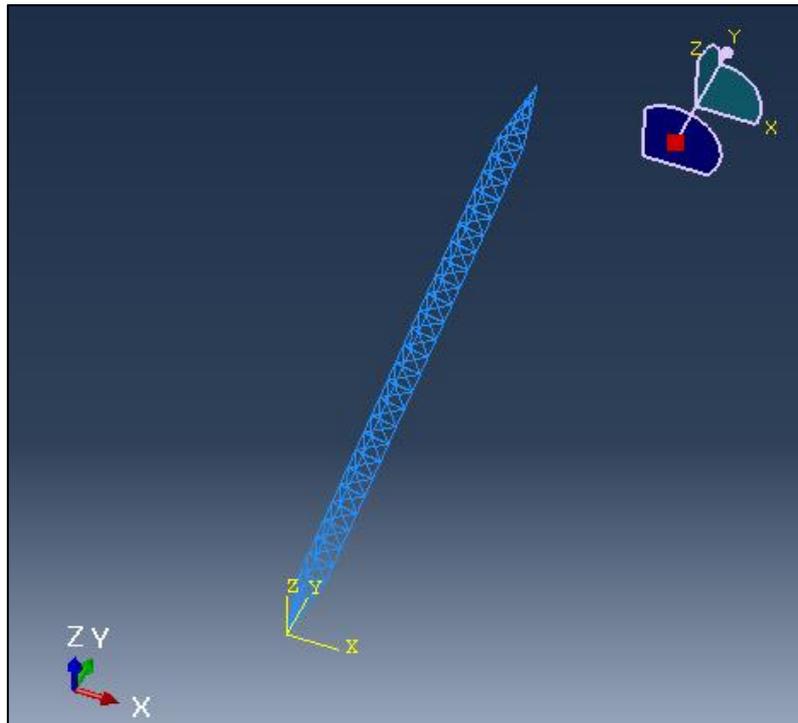


Figura 31. Sistema de referencia del Modelo 2.

6.5.4 Unidades

Las unidades que se han utilizado son las del Sistema Internacional:

- Longitud en metros (m)
- Tiempo en segundos (s)
- Masa en kilogramos (kg)
- Fuerza en Newton ($N = \frac{m \cdot kg}{s^2}$)
- Densidad en ($\rho = kg/m^3$)

Por otro lado, las tensiones resultantes vendrán dadas en Pa, es decir, en N/m^2 .

6.5.5 Definición de materiales

El único material empleado en el modelo se trata de un acero de alta resistencia tipo AH-36 el cual es un acero utilizado mayoritariamente en el sector de la construcción naval. Es un material linealmente elástico e isotrópico dado que sus propiedades son idénticas en todas las direcciones y presenta las siguientes características:

- Densidad (ρ): $7850 \text{ kg}/m^3$
- Módulo de Young (E): $2,1 \cdot 10^{11} \text{ Pa}$, donde $\left(Pa = \frac{N}{m^2} = \frac{kg}{m \cdot s^2} \right)$
- Coeficiente de Poisson (ν): 0,3
- Límite elástico: $355 \text{ MPA} = 3,55 \cdot 10^8 \text{ N}/m^2$

Como excepción se tiene que en aquellos casos en los que se superen los 40 mm de espesor se empleará acero DH-36, de acuerdo con el Bureau Veritas (NR 467.B2 DTM R02 E) como queda recogido en la parte B, Capítulo 4, Sección 1.

6.5.6 Tipo de elemento

Como se ha comentado anteriormente, en el Modelo 1 se han empleado elementos tipo Shell (3D), el cual es denominado por el software Abaqus como SR4 en el caso de elementos cuadriláteros lineales y S3 para elementos triangulares lineales. Ambos son tipo Shell de tensión/desplazamiento, el primero es de 4 nodos, cuadrilátero y de integración reducida mientras que el segundo es de 3 nodos y triangular. A los elementos se les añadirá el espesor correspondiente mediante secciones homogéneas tipo Shell según las especificaciones mostradas en las tablas del apartado 5.3.

En el Modelo 2, teniendo en cuenta que está formado por tubos, se han empleado elementos tipo Beam (3D) lineales los cuales se denominan en el programa como "B31". Este tipo de elemento es lineal con una dimensión predominante sobre el resto y es capaz de simular y representar las cargas axiales, de flexión y torsionales. El perfil empleado en ellos es de tipo tubular en el cual se le asignará el radio y el espesor de estos como queda reflejado en la Tabla 10.

6.5.7 Definición de la malla

Modelo 1

Dado que el modelo no presenta ninguna particularidad y se pretende obtener el comportamiento global, se ha aplicado un mallado uniforme con un espaciado de 0,2 metros generando así 68.442 nodos y 70.873 elementos, de los cuales 68.586 son S4R y 2.287 son S3.

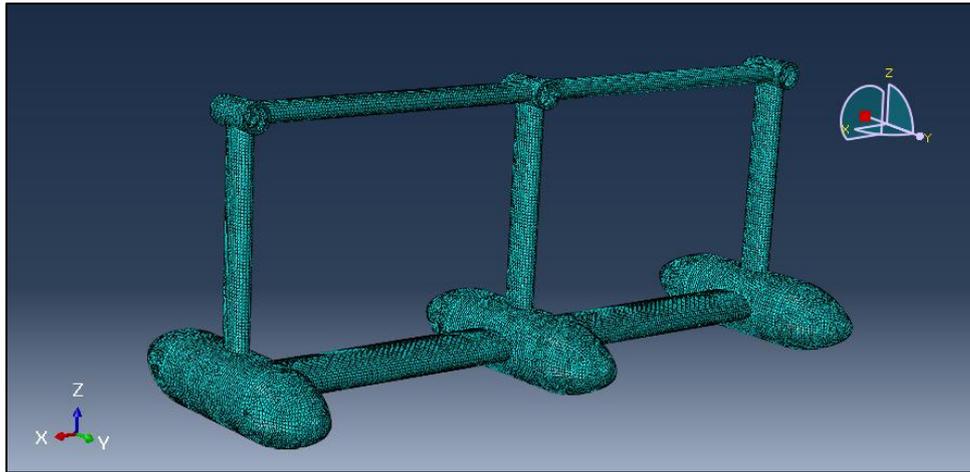


Figura 32. Mallado del Modelo 1.

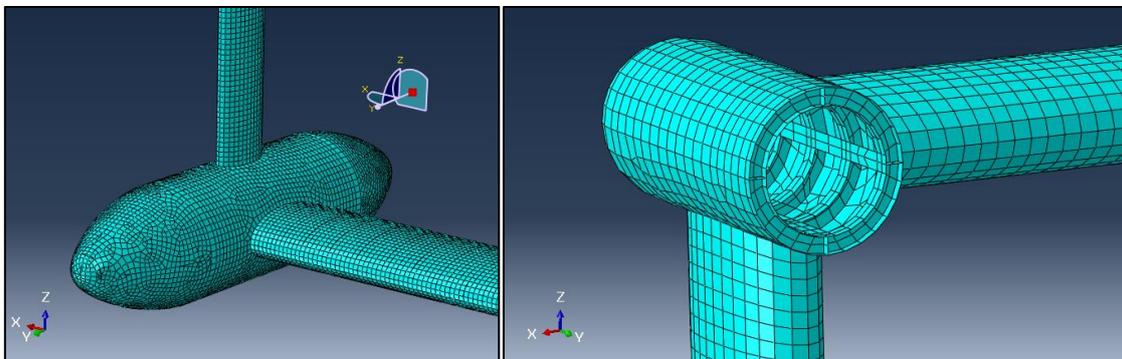


Figura 33. Imágenes en detalle del mallado empleado en el Modelo 1.

Se han revisado los siguientes aspectos relacionados con la calidad del mallado en donde se ha empleado la herramienta “verify mesh” de Abaqus con los valores predeterminados a excepción de la relación de aspecto que en este caso la predeterminada corresponde al requerido en el análisis de desplazamientos:

- Relación de aspecto (ancho(b)/alto(a) ≤ 3 ya que se analizarán las tensiones).
- Distorsión angular.
- Distorsión de curvatura.
- Distorsión volumétrica.
- Distorsión en situación de nodos intermedios.

De los 70.873 elementos con los que se cuenta ninguno contiene errores pero existen 82 con avisos (0,115 %), los cuales se ubican mayoritariamente en la zona de unión en las góndolas y también en el punto donde se encuentran los refuerzos longitudinales. Fuera de las góndolas, solo se cuenta con dos elementos con aviso, los cuales se encuentran en uno de los laterales en dos de los cilindros. No se ha considerado necesaria la modificación de estos ya que realmente se encuentran en zonas lejanas a donde se encontrarán los valores más desfavorables. En la siguiente imagen se aprecian los avisos recibidos:

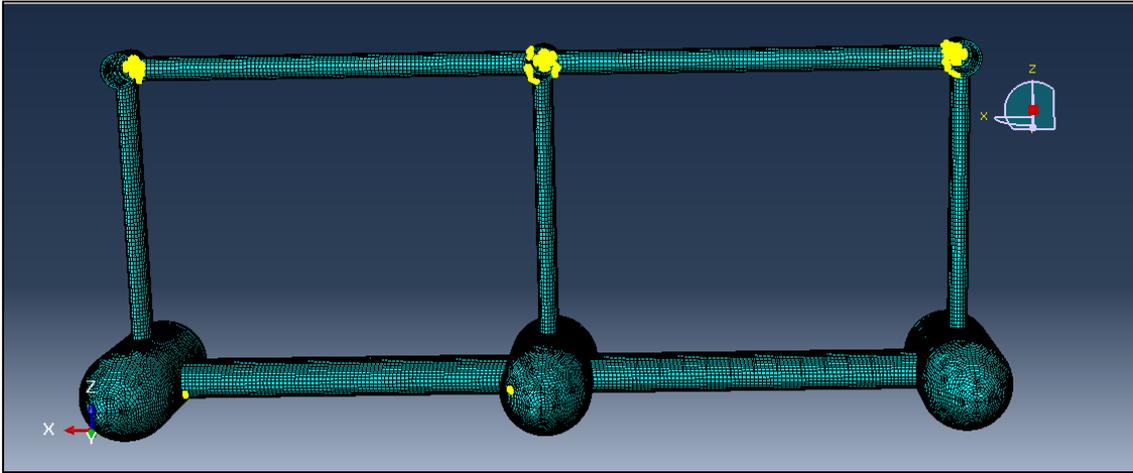


Figura 34. Vista general de los elementos con aviso en amarillo.

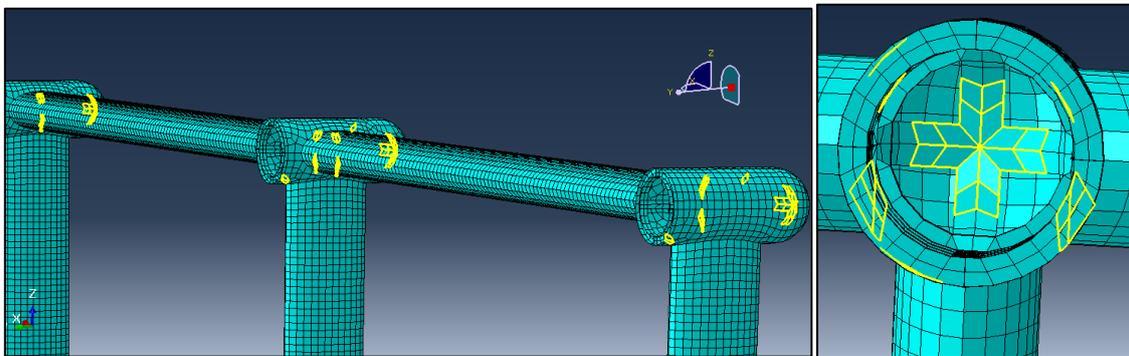


Figura 35. Vista en detalle de los avisos obtenidos en las góndolas (izquierda) y en concreto la góndola central donde se concentra el mayor número de estos (derecha).

Modelo 2

En este segundo modelo también se ha empleado un mallado regular de 0,2 m obteniéndose así 5007 nodos y 5191 elementos tipo B31.

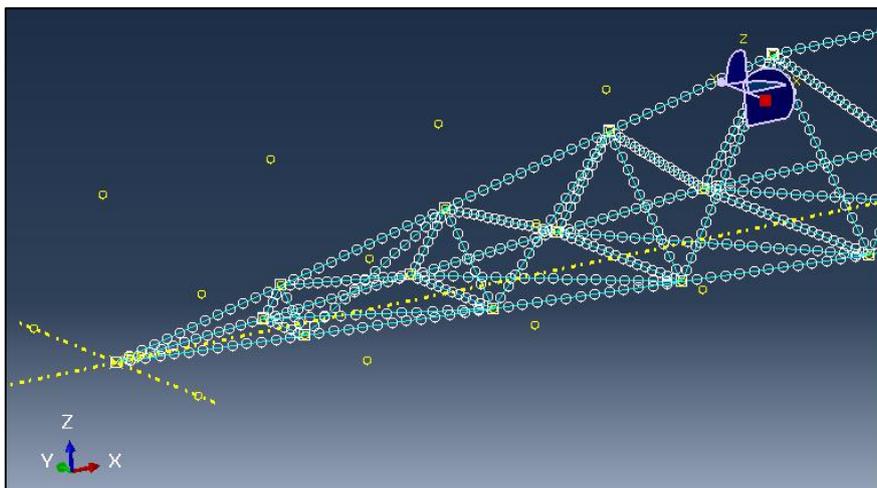


Figura 36. Mallado del Modelo 2.

En este modelo, al estar formado por elementos tipo beam, no está disponible la verificación del mallado con Abaqus dado que los parámetros controlados no se pueden medir en estos elementos.

6.6 Casos de carga

Los casos de carga considerados han sido definidos de acuerdo con la notas orientativas del Bureau Veritas, Ref. (Bureau Veritas, 2015), a excepción de las condiciones accidentales, para las cuales no hay pautas predefinidas sino que quedan a elección del diseñador. En primer lugar se describirá brevemente cada una de las condiciones de carga y posteriormente se presentará una tabla resumen en la que quedan recogidas las diferentes condiciones y las cargas que las componen:

1. **Operación normal:** como su nombre indica, esta situación reflejará las cargas que soportará el dispositivo normalmente durante su operación con la corriente nominal de diseño en el fondo marino.
2. **Condición extrema:** en este caso se considerará la no generación eléctrica, tomando la corriente el valor extremo para la zona. En este caso no se considerará el par de giro de la turbina que se absorbería al estar frenada ya que al disponer de palas de paso controlable, estas se orientarían en posición neutral de modo que el flujo atravesaría las palas sin producir sustentación en estas.
3. **Condición accidental 1:** se considerará el fallo del sistema de control del paso de las hélices en el rotor de la turbina 1 durante no generación con corriente nominal.
4. **Condición accidental 2:** del mismo modo que en el caso anterior pero fallando el sistema de la turbina central.
5. **Condición accidental 3:** del mismo modo que en el caso anterior pero fallando el sistema de la turbina 3.
6. **Mantenimiento:** a diferencia de los casos anteriores, se considerará que el dispositivo está en la superficie, en donde se le realizará el mantenimiento.

Tabla 11. Condiciones de carga consideradas.

| Condición de carga | Cargas fijas | Corriente | Otras |
|---------------------------|--|---|--|
| 1. Operación normal | Peso de los equipos y de la estructura menos el empuje producido | Nominal (flujo) | Presión y olas en el fondo |
| 2. Condición extrema | | Extrema (flujo) | |
| 3. Condición accidental 1 | | Nominal (flujo) | Momento producido por la turbina bloqueada, presión y olas en el fondo |
| 4. Condición accidental 2 | | | Momento producido por la turbina bloqueada, presión y olas en el fondo |
| 5. Condición accidental 3 | | | Momento producido por la turbina bloqueada, presión y olas en el fondo |
| 6. Mantenimiento | | Peso de la estructura menos el empuje producido | Nominal (flujo) |

6.7 Cálculo de las cargas implicadas

La normativa del Bureau Veritas, Ref. (Bureau Veritas, 2015), indica que se deben considerar las siguientes cargas en el diseño de la estructura de soporte de las turbinas aunque solo indica como calcular las cargas de la corriente en el fondo y la presión, pudiendo ser el resto calculadas por otras vías:

- Cargas fijas
- Cargas ambientales
- Cargas accidentales

A continuación se muestra el cálculo de las cargas implicadas en primer lugar para el Modelo 1 y posteriormente para el Modelo 2, el cual se utilizará para representar la condición de mantenimiento. En resumen, en los modelos se aplicarán las siguientes cargas dependiendo de la condición de carga:

- Modelo 1: Fijas (Peso menos empuje), corriente nominal y extrema (en el fondo), presión hidrostática, olas (en el fondo) y cargas accidentales (momento por fallo).
- Modelo 2: Fijas (Peso menos empuje), corriente nominal (en el fondo) y la fuerza resultante en la superficie (corriente, viento y olas).

6.7.1 Cargas fijas (Modelo 1)

Estas cargas corresponden al peso completo de la estructura de las turbinas de corriente con sus equipos, maquinaria y otros componentes. En el caso de estar sumergida se contrarrestará el empuje que generaría la estructura considerando que gran parte del dispositivo irá lastrado con agua.

6.7.1.1 Peso de la estructura

A partir del diseño realizado en Abaqus se obtiene que el peso bruto de la estructura de acero de alta resistencia AH-36 y DH-36 es de 460,6 T.

6.7.1.2 Peso adicional de los equipos y sistemas

A partir de la referencia (López, Morán, Núñez, & Somolinos, 2020) se tiene que el peso del rotor y de la PTO (power take-off) es de 46,7 T. Considerando un 15% adicional para el resto de equipos menores se tiene que el peso por góndola es de 53,7 T y considerando las tres góndolas hace un total de 161,1 T.

6.7.1.3 Empuje generado

El empuje se estimará a partir del volumen de agua de mar que desplaza la estructura al estar sumergida:

$$\text{Empuje} = \rho_{\text{líquido}} \cdot g \cdot V$$

Siendo,

$\rho_{\text{líquido}}$ → Densidad del agua de mar (1027 kg/m³).

g → Aceleración de la gravedad (9,81 m/s²).

V → Volumen de líquido que desplaza la estructura sumergida obtenido del modelo a través de Fusion 360 (1119,5 m³).

Resultando,

$$\text{Empuje} = 11.278.918 \text{ N}$$

6.7.1.4 Lastre

Teniendo en cuenta que a excepción de las góndolas y de un 20% de los cilindros que se ha reservado para el sistema de aire comprimido para ayudar a la emersión, toda la estructura irá inundada de agua, el peso total correspondiente considerando un llenado del 98% es de 954 T para 929 m³ de agua de mar.

6.7.1.5 Modificación de la gravedad

Para incorporar las cargas fijas al modelo realizado se introducirá la gravedad ya corregida por el empuje como se muestra a continuación:

$$P - E = m \cdot g \rightarrow g = \frac{P - E}{m} = \frac{15.454.077 - 11.278.918}{15.454.077/9,81} = 2,65 \frac{m}{s^2}$$

6.7.2 Cargas ambientales en el fondo (Modelo 1)

En esta categoría se encuentran en primer lugar las producidas por el entorno en el fondo:

6.7.2.1 Flujo de corriente (nominal y extrema)

Ocasionadas por el flujo de fluido a través de la estructura de soporte, considerando un desvío en la dirección de incidencia de 10° para ser conservador. Ello se ha calculado de acuerdo con el Capítulo 2, sección 1, apartado 2.1 de la referencia (Bureau Veritas, 2015):

$$F = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_c^2 \cdot (S + A)$$

Siendo,

ρ → Densidad del agua de mar (1027 kg/m³)

v_c → Velocidad de la corriente, tomada como el valor máximo a lo largo de la altura del dispositivo para la condición de carga estudiada que en condición nominal es de 2,5 m/s y en la condición extrema de 3 m/s.

S → Área del rotor (314,2 m²):

$$S = \pi \cdot \frac{D^4}{4} \cdot C_d$$

C_d → Coeficiente de arrastre del rotor que en caso de falta de dato se considera como 1.

A → Área total aparente de la sección transversal del dispositivo en m², calculándose del siguiente modo:

$$A = \sum_{i=1}^n C_{si} \cdot A_i = C_{s1} \cdot A_1 + \dots + C_{sn} \cdot A_n$$

C_{si} → Coeficiente de forma del elemento i de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla 12. Coeficientes de forma. Obtenido del BV (Ref. (Bureau Veritas, 2015))

| Forma de la estructura | Coeficiente de forma |
|------------------------|----------------------|
| Cilíndrica | $C_s = 0,5$ |
| Rectangular | $C_s = 1,5$ |
| Elíptica | $C_s = 0,05$ |

Aplicando los siguientes valores se obtiene un área aparente de la sección de 36,17 m²:

Tabla 13. Valores considerados en el cálculo del área aparente.

| Elemento | Cs | Área (m ²) |
|-----------------------------|------|------------------------|
| Cilindro | 0,5 | 16,6 |
| Góndola | 0,5 | 2,5 |
| Soporte góndola | 0,05 | 13,0 |
| Perfil alar entre góndolas | 0,05 | 23,2 |
| Perfil alar entre cilindros | 0,05 | 31,6 |

Por tanto, sustituyendo en la fórmula se obtiene:

$$F_{nominal} = 3.140.857 N$$

$$F_{extrema} = 4.522.835 N$$

Estas fuerzas se aplicarán en el forro de la estructura como body forces en N/m³, para lo cual será necesario obtener los volúmenes de cada subestructura mediante Abaqus y se ponderará la fuerza total teniendo en cuenta la contribución en el área efectiva de cada subestructura como queda recogido en la siguiente tabla:

Tabla 14. Valores introducidos en el modelo.

| Elemento | Ponderación | Volumen (m ³) | $F_{nominal}$ (N/m ³) | $F_{extrema}$ (N/m ³) |
|-----------------------------|-------------|---------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Rotor y góndola | 96,7% | 2,686 | 1.130.683 | 1.628.184 |
| Perfil alar entre góndola | 0,2% | 7,982 | 933 | 1.344 |
| Perfil alar soporte góndola | 0,2% | 7,79 | 810 | 1.166 |
| Perfil alar entre cilindros | 0,3% | 12,882 | 788 | 1.134 |
| Cilindro | 2,5% | 27,93 | 2.864 | 4.125 |

Introduciendo estas fuerzas en el modelo de Abaqus con la desviación de 10° respecto al flujo incidente (-y) que indica el Bureau Veritas:

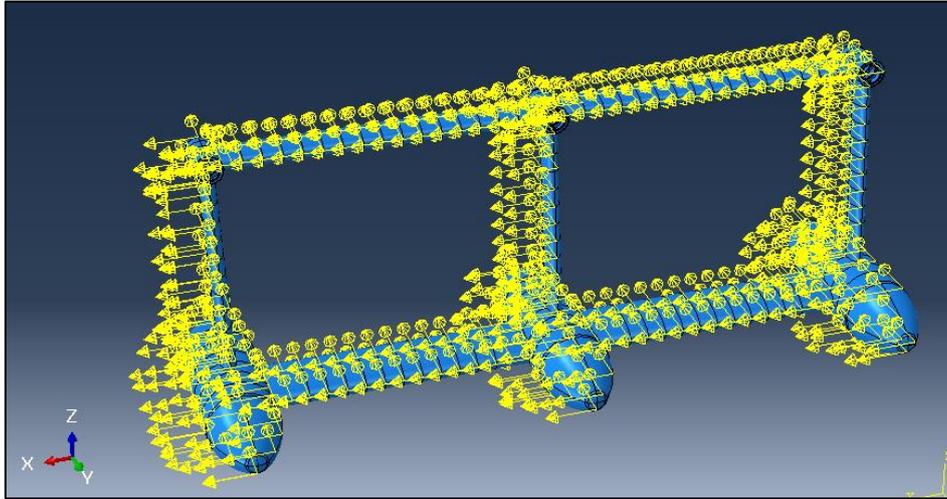


Figura 37. Fuerzas de la corriente en el Modelo 1.

6.7.2.2 Presión hidrostática (Modelo 1)

Carga debido a la presión hidrostática en aquellas estructuras estancas al agua. Se calcula con la siguiente fórmula, recogida en el Capítulo 2, sección 1, apartado 2.2 de la referencia (Bureau Veritas, 2015):

$$P = \rho \cdot g \cdot H$$

Siendo,

ρ → Densidad del agua (1027 kg/m^3).

g → Aceleración de la gravedad ($9,81 \text{ m/s}^2$).

H → Profundidad a la que se encuentra la estructura estanca en metros.

Teniendo en cuenta que la única estructura que no irá inundada se encuentra en las góndolas, siendo su profundidad de 63,3 m, la presión es la siguiente:

$$P_{g\acute{o}ndola} = 462.437 \text{ N/m}^2$$

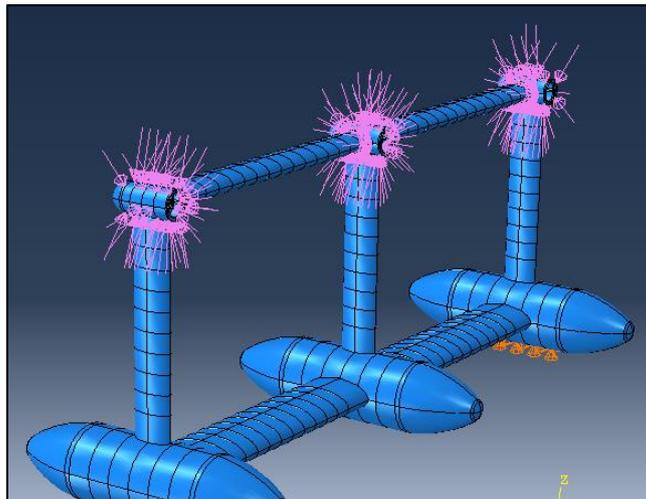


Figura 38. Presión hidrostática en las góndolas (Modelo 1).

6.7.2.3 Olas en el fondo (Modelo 1)

Aunque podrían llegar a ser despreciables teniendo en cuenta que las fuerzas de las olas son máximas en la superficie y a medida que aumenta la profundidad disminuyen por lo que serán pequeñas frente a la magnitud de las fuerzas de la corriente.

Con el fin de estimar la fuerza primero se deben caracterizar las olas de la zona escogida, la cual corresponde con la zona marítima número 11 de la clasificación recogida en el Apéndice B de la referencia (Veritas, 2007). A través del software Octopus se ha obtenido el correspondiente Scatter Diagram de esta zona marítima a partir del cual se escogerá la ola representativa más frecuente obteniendo así la altura significativa, H_s , y periodo, T_z . En cuanto a la dirección de propagación se ha supuesto que coincide con la definida para las corrientes (condición más desfavorable) y respecto al spreading (distribución de la tormenta) y la gamma (dispersión), se han dejado los valores predeterminados del programa, es decir, 8 y 3,3 respectivamente.

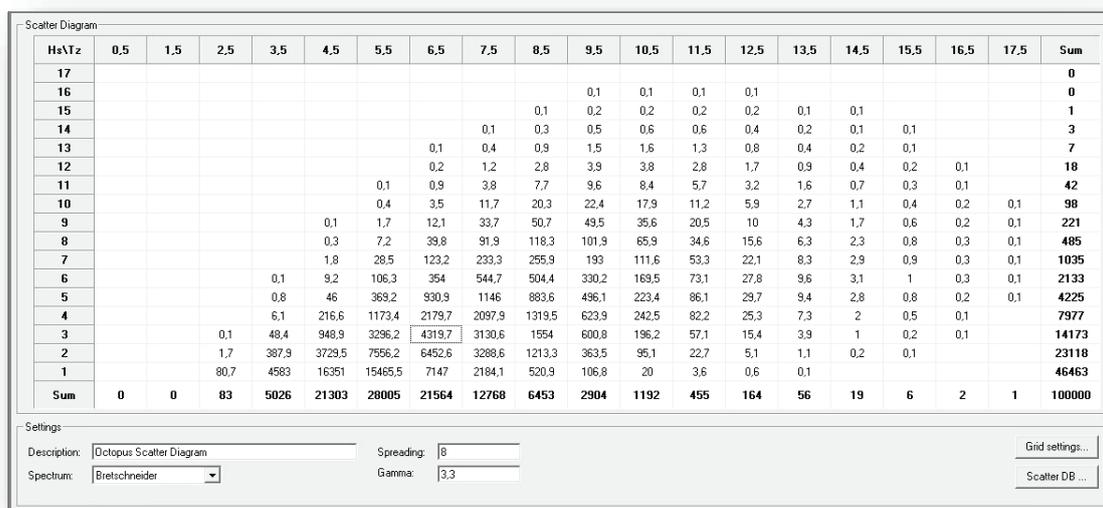


Figura 39. Scatter Diagram de la zona escogida.

De este se ha escogido como ola representativa más frecuente la señalada en la figura anterior la cual tendrá las siguientes características:

Tabla 15. Características de las olas de la zona.

| Zona marítima | Hs (m) | Tz (s) | Dirección (°) |
|---------------|--------|--------|---------------|
| 11 | 3 | 6,5 | 10 |

A partir de estos valores se procede a calcular las aceleraciones máximas producidas en la zona donde la profundidad máxima es de 80 m al nivel de la superficie (0 m), al nivel que se tomarán los resultados (40 m) y en el fondo (80 m).

En primer lugar se debe comprobar que se trata de aguas profundas, intermedias o poco profundas como sigue, a partir de la profundidad de la zona y la ola a una profundidad infinita, siendo las condiciones las siguientes:

$$\frac{d}{Lo} \begin{cases} \geq 0,5 \rightarrow \text{Aguas profundas} \\ < 0,05 \rightarrow \text{Aguas poco profundas} \end{cases}$$

Calculándolo:

$$Lo = \frac{g \cdot T^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 6,5^2}{2\pi} = 65,94 \text{ m}$$

$$\frac{d}{Lo} = \frac{80}{65,94} = 1,21 > 0,5 \rightarrow \text{Aguas profundas}$$

Al tratarse de aguas profundas se simplifica el cálculo suponiendo $L=Lo$ y $H=Ho$. El siguiente paso es calcular el número de Ursell para determinar que teoría se aplicará:

$$U = \frac{H \cdot L^2}{d^3} = \frac{3 \cdot 65,94^2}{80^3} = 0,03$$

Como es menor a 15 se aplicará la teoría de las olas de Stokes (sinusoidales):

$$\text{Velocidad} \rightarrow u_{max} = v_{max} = \frac{\pi \cdot H}{T} \cdot e^{\frac{2\pi}{L}y} = \frac{\pi \cdot 3}{6,5} \cdot e^{\frac{2\pi}{65,94}y}$$

$$\text{Aceleración} \rightarrow \dot{u}_{max} = \dot{v}_{max} = \frac{2\pi \cdot H}{T^2} \cdot e^{\frac{2\pi}{L}y} = \frac{2\pi \cdot 3}{6,5^2} \cdot e^{\frac{2\pi}{65,94}y}$$

Tabla 16. Velocidades y aceleraciones máximas en la zona según la profundidad.

| y | u_{max} | v_{max} | \dot{u}_{max} | \dot{v}_{max} |
|-----|-----------|-----------|-----------------|-----------------|
| 0 | 1,450 | 1,450 | 1,402 | 1,402 |
| -40 | 0,032 | 0,032 | 0,031 | 0,031 |
| -80 | 0,001 | 0,001 | 0,001 | 0,001 |

La fuerza correspondiente a la acción de la ola se calculará a partir de la masa de la estructura asumiendo que la aceleración no se disipa por las formas con el fin de ser conservador de modo que se obtiene lo siguiente tanto en la horizontal como en la vertical:

$$F_{olas} = m \cdot a = 440,7 \cdot 10^3 \text{ kg} \cdot 0,031 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} = 13.662 \text{ N}$$

Se modelará esta fuerza como se hizo con la fuerza de la corriente, es decir, con body forces en N/m^3 aplicadas en el forro de la estructura:

$$F_{olas} = \frac{13.662 \text{ N}}{59,27 \text{ m}^3} = 230,5 \frac{\text{N}}{\text{m}^3}$$

Introduciendo estas fuerzas en el modelo de Abaqus con la misma dirección de la corriente:

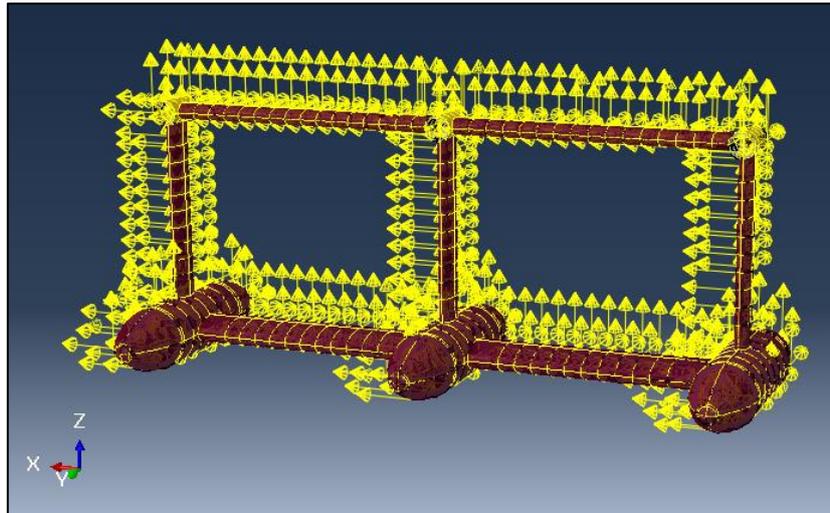


Figura 40. Fuerzas de las olas en el Modelo 1.

6.7.3 Cargas accidentales (Modelo 1)

Teniendo en cuenta que en las condiciones de carga accidentales se ha considerado el fallo del sistema que varía el paso de las hélices durante la no producción en la que estas se encuentran bloqueadas, se calculará el par motor correspondiente o par aerodinámico, el cual afectará a la estructura en forma de torsión. Para ello se utilizará la relación entre la potencia eléctrica y el par motor:

$$P = \eta_m \cdot \eta_e \sum M_z \cdot \Omega$$

Siendo,

$P \rightarrow$ Potencia por rotor ($1 \cdot 10^6$ W)

$M_z \rightarrow$ Par motor o aerodinámico en N·m

$\Omega \rightarrow$ Velocidad de giro (11,5 rpm que equivalen a 1,2 rad/s)

$\eta_m \rightarrow$ Eficiencia eléctrica (96%)*

$\eta_e \rightarrow$ Eficiencia mecánica (90%)*

*NOTA: La eficiencia eléctrica se ha supuesto, siendo el 96% de eficiencia un valor usual. En cuanto a la eficiencia mecánica se ha utilizado la referencia (Legrand et al., 2009) en la que aclara que el rendimiento promedio del tren motriz en este tipo de dispositivos es del 90%.

Despejando y sustituyendo se obtiene:

$$M_z = \frac{P}{\eta_m \cdot \eta_e \cdot \Omega} = 9,61 \cdot 10^5 \text{ N} \cdot \text{m}$$

Suponiendo que el sentido de las turbinas es horario, el momento a aplicar sería negativo. Este se introducirá en el Modelo 1 en la superficie del ala de los dos refuerzos transversales más próximos al rotor de la góndola correspondiente en cada caso de modo que habrá que obtener el momento en forma de fuerza por unidad de superficie teniendo en cuenta que la distancia del centro del eje del rotor al alma es de 0,7 m y la superficie de la superficie de aplicación considerada es de 0,95 m²:

$$P = \frac{M}{d} = \frac{9,61 \cdot 10^5}{0,7} = 1,37 \cdot 10^6 \text{ N}$$
$$\frac{P}{m^2} = \frac{P}{S} = \frac{1.372.972}{0,95} = 1.445.234 \frac{\text{N}}{m^2}$$

A continuación, se muestra un ejemplo visual de la aplicación de la fuerza en el modelo de Abaqus, quedando del siguiente modo para la condición accidental 1:

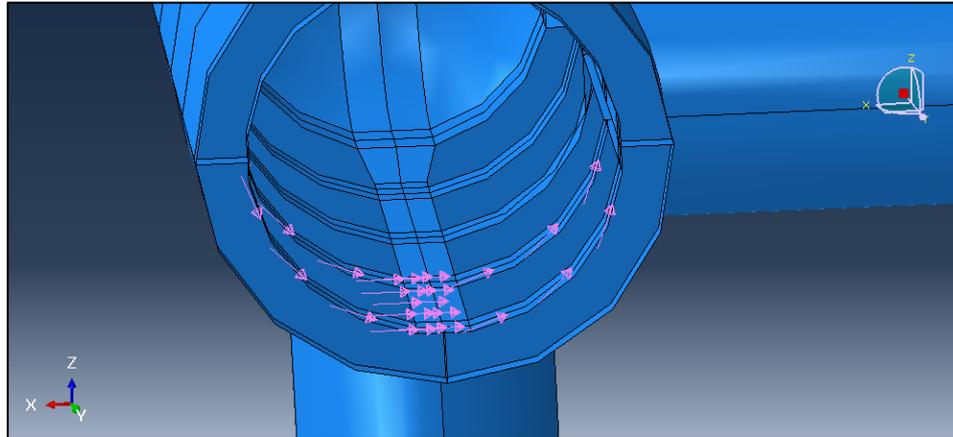


Figura 41. Momento introducido en el modelo 1, condición accidental 1.

6.7.4 Cargas fijas (Modelo 2)

Como en el modelo 1, al estar la estructura en celosía sumergida, se deberá contrarrestar el empuje al peso de la estructura.

6.7.4.1 Peso de la estructura

A partir del modelo 2 realizado en Abaqus se obtiene que el peso bruto de una de las estructuras en celosía de acero de alta resistencia AH-36 es de 36,1 T.

6.7.4.2 Empuje generado

El empuje se estimará a partir del volumen de agua de mar que desplaza la estructura al estar sumergida:

$$\text{Empuje} = \rho_{\text{líquido}} \cdot g \cdot V$$

Siendo,

$\rho_{\text{líquido}}$ → Densidad del agua de mar (1027 kg/m³).

g → Aceleración de la gravedad (9,81 m/s²).

V → Volumen de líquido que desplaza la estructura sumergida obtenido del modelo de Abaqus (4,59 m³).

Resultando,

$$\text{Empuje} = 46.244 \text{ N}$$

6.7.4.3 Modificación de la gravedad

La fuerza resultante se añadirá en el modelo modificando la gravedad a partir de lo calculado en los puntos anteriores:

$$P - E = m \cdot g \rightarrow g = \frac{P - E}{m} = \frac{353.749 - 46.244}{\frac{353.749}{9,81}} = 8,53 \frac{m}{s^2}$$

6.7.5 Flujo de corriente en el fondo (Modelo 2)

Siguiendo lo explicado en el apartado 6.7.2.1, considerando una desviación de 10° y la siguiente área aparente se obtiene la fuerza de la corriente ocasionada en la estructura en celosía:

Tabla 17. Valores considerados en el cálculo del área aparente.

| | Cs | Área (m ²) | Área aparente (m ²) |
|-----------------------|-----|------------------------|---------------------------------|
| Estructura en celosía | 0,5 | 23,58 | 11,79 |

Por tanto, se obtiene:

$$F_{nominal} = 37.839 \text{ N}$$

Estas fuerzas se aplicarán por simplicidad en el perímetro de los tubos exteriores como line loads en N/m:

$$F_{nominal} = \frac{37.839}{228} = 166 \text{ N/m}^3$$

Introduciendo estas fuerzas en el modelo 2 de Abaqus con la desviación de 10° respecto al flujo incidente (-y) que indica el Bureau Veritas:

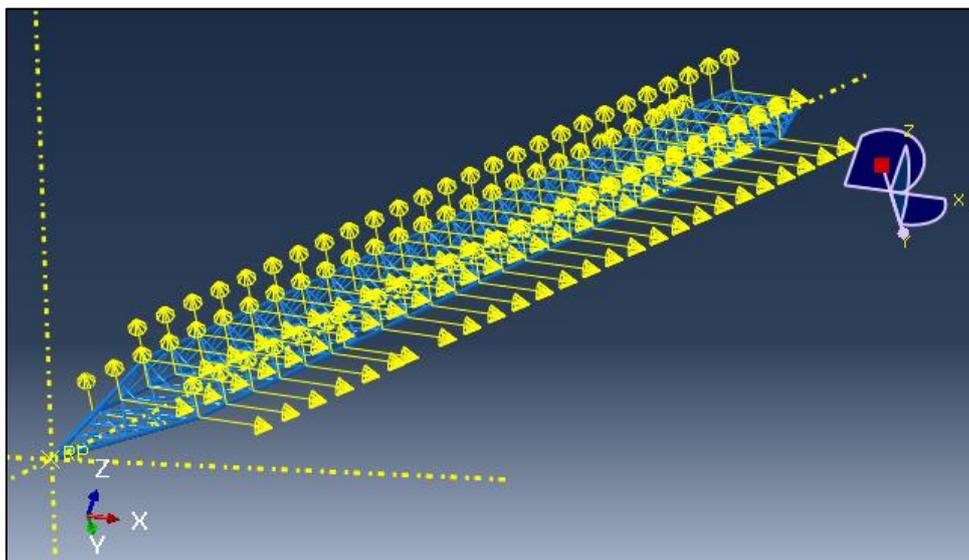


Figura 42. Fuerzas de la corriente en el Modelo 2.

6.7.6 Resultante cargas ambientales en la superficie (Modelo 2)

Durante la operación de mantenimiento la estructura en celosía deberá ser capaz de aguantar las fuerzas del viento, corrientes y olas a las que será sometida. Estas cargas se aplicarán como la resultante, concretamente en el extremo final de la estructura en celosía que mantendría la estructura flotante en la posición.

6.7.6.1 Corriente (superficial)

En primer lugar se calculará la fuerza que la corriente realiza sobre la obra viva de la estructura en flotación considerando que el mantenimiento se realizará durante las mareas muertas y que la dirección será la considerada anteriormente, es decir, incide con un ángulo de desviación de 10 grados. Para ello se parte de la fórmula vista anteriormente en el apartado 6.7.2.1 del documento:

$$F = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_c^2 \cdot \left(\sum_{i=1}^n C_{si} \cdot A_i \right)$$

Siendo,

$\rho \rightarrow$ Densidad del agua (1027 kg/m³).

$v \rightarrow$ Velocidad de la corriente en la superficie (1,5 m/s).

Considerando las siguientes formas y áreas de la obra viva:

Tabla 18. Valores considerados en el cálculo del área aparente.

| Elemento | Cs | Área (m ²) |
|--------------------------------|------|------------------------|
| Cilindros | 0,5 | 18,1 |
| Perfiles alares entre góndolas | 0,05 | 15,0 |

Se tiene entonces la siguiente fuerza:

$$F(\text{corriente}) = 11.312 \text{ N, dirección } (10^\circ)$$

6.7.6.2 Viento

Primeramente, se obtienen los valores promedios anuales para la zona estudiada, lo cual se ha obtenido de la página web windfinder y quedan recogidos en la siguiente tabla:

Tabla 19. Valores promedios anuales para Pentland Firth (fuente windfinder.com).

| Parámetro | Valor |
|-------------------------|----------------|
| Dirección | Oeste (O) |
| Dirección en el sdr (°) | 147° (90°+57°) |
| Velocidad (m/s) | 5,66 |
| Ráfagas (m/s) | 6,69 |

A partir de estos datos, se calculará la fuerza del viento del mismo modo que se ha calculado la fuerza de la corriente (Capítulo 2, sección 1, apartado 2.1 de la referencia (Bureau Veritas, 2015) aunque en este caso como puede tomar cualquier dirección las fórmulas además incorporarán este parámetro:

$$F_x(\text{viento}) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 \cdot \left(\sum_{i=1}^n C_{SFi} \cdot A_{Fi} \right) \cdot \cos(\text{dir})$$

$$F_y(\text{viento}) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 \cdot \left(\sum_{i=1}^n C_{SLi} \cdot A_{Li} \right) \cdot \text{sen}(\text{dir})$$

Siendo,

ρ → Densidad del aire (1,225 kg/m³).

v → Velocidad del viento (5,66 m/s).

dir → Dirección de incidencia del viento (147° que equivalen a 2,566 radianes).

C_{SFi}, C_{SLi} → Coeficientes de las formas transversales y longitudinales de cada elemento estructural respectivamente.

A_{Fi}, A_{Li} → Área transversal y longitudinal de la obra muerta de cada elemento estructural respectivamente.

Se considerarán los siguientes coeficientes a las áreas:

Tabla 20. Valores considerados en el cálculo del área aparente.

| Elemento | C_{SFi} | A_{Fi} (m ²) | C_{SLi} | A_{Li} (m ²) |
|---------------------------------|-----------|----------------------------|-----------|----------------------------|
| Cilindros | 0,5 | 31,773 | 0,5 | 44,248 |
| Góndolas | 0,5 | 7,635 | 0,5 | 7,032 |
| Soportes góndolas | 0,05 | 39,324 | 1,5 | 31,46 |
| Perfiles alares entre góndolas | 0,05 | 46,426 | - | - |
| Perfiles alares entre cilindros | 0,05 | 31,394 | - | - |

Sustituyendo se obtiene lo siguiente:

$$F_x(\text{viento}) = -486 \text{ N}$$

$$F_y(\text{viento}) = 783 \text{ N}$$

$$F_{total}(\text{viento}) = \sqrt{F_x^2 + F_y^2} = 922 \text{ N, dirección } (147^\circ)$$

6.7.6.3 Olas

A partir de las características de las olas de la zona escogida mostradas en la Tabla 15 el siguiente paso es calcular las fuerzas que ocasionarían en la estructura en la superficie para lo cual como la normativa seguida deja a libre elección al diseñador la estimación de estas se ha aplicado la formulación recogida en la norma DNVGL-ST-0111, en el apartado 3.1.7 teniendo en cuenta que se aplicaría por separado tanto a los cilindros y a los perfiles alares entre estos, obteniendo para cada uno de ellos los parámetros necesarios de dichas estructuras:

$$F_{X,wave} = -\frac{1}{2} \cdot \rho_{water} \cdot g \cdot H_s^2 \cdot B \cdot h(direction, bow_{angle}, C_{WLaf}) \cdot f(T'_{surge})$$

$$F_{Y,wave} = -\frac{1}{2} \cdot \rho_{water} \cdot g \cdot H_s^2 L_{OS} \cdot (0.09 \cdot \sin(direction)) \cdot f(T'_{sway})$$

Siendo los parámetros de los que dependen:

$$h(direction, bow_{angle}, C_{WLaf}) = 0.09 \cdot h_1(direction, bow_{angle}, C_{WLaf}) \cdot h_2(direction)$$

$$dir(direction) = \begin{cases} direction, & 0 \leq direction \leq \pi \\ 2\pi - direction, & \pi \leq direction \leq 2\pi \end{cases}$$

$$h_1(direction, bow_{angle}, C_{WLaf}) = h_{1A}(bow_{angle}) + \frac{dir(direction)}{\pi} (h_{1B}(C_{WLaf}) - h_{1A}(bow_{angle}))$$

$$h_{1A}(bow_{angle}) = 0.8 \cdot bow_{angle}^{0.45}$$

$$h_{1B}(C_{WLaf}) = 0.7 \cdot C_{WLaf}^2, C_{WLaf} \in [0.85, 1.15]$$

$$h_2(direction) = 0.05 + 0.95 \cdot \arctan(1.45 \cdot (dir(direction) - 1.75))$$

$$f(T') = \begin{cases} 1, & si \ T' < 1 \\ T'^{-3} \cdot e^{1-T'^{-3}}, & si \ T' \geq 1 \end{cases}$$

$$T'_{surge} = \frac{T_Z}{0.9 \cdot L_{pp}^{0.33}}$$

$$T'_{sway} = \frac{T_Z}{0.75 \cdot B^{0.5}}$$

Donde,

H_s = altura de ola significativa.

L_{OS} = distancia longitudinal entre el punto más bajo y más a popa debajo del agua.

L_{pp} = eslora entre perpendiculares.

bow_{angle} = ángulo entre el eje x y una línea trazada desde el punto más a proa de la línea de flotación hasta el punto en $y=B/4$ (delante de $L_{pp}/2$) en la línea de flotación.

C_{WLaf} = coeficiente del área de flotación del área de flotación detrás de la sección media.

$$C_{WLaf} = A_{WLaf} / (L_{pp} / 2 \cdot B)$$

A_{WLaf} = área de flotación para $x < 0$.

$direction$ = dirección de donde provienen las olas.

Introduciendo los siguientes parámetros de entrada:

Tabla 21. Parámetros de entrada en el cálculo de las olas.

| | Cilindro | Perfil alar |
|--------------------------|----------|-------------|
| Descripción | Valor | Valor |
| Los (m) | 17,71 | 3,83 |
| Lpp (m) | 17,71 | 3,83 |
| Bow angle (radianes) | 0,504 | 0 |
| Awlaft (m ²) | 26,35 | 1,22 |

Obteniendo así los siguientes resultados, los cuales se aplicarán en el centro de flotación de cada uno de ellos con la dirección de la corriente ya que es el caso más desfavorable:

Tabla 22. Resultados de las fuerzas de las olas.

| | Cilindro | Perfil alar | Total (considerando todos los elementos) |
|-------------------|-----------|-------------|--|
| Descripción | Valor (N) | Valor (N) | Valor (N) |
| Fx (olas) | 1306 | 0 | 3918 |
| Fy (olas) | -491 | -685 | -2843 |
| Resultante (olas) | 1395 | 685 | 4841 |

6.7.6.4 Resultante de las fuerzas superficiales

Tabla 23. Resultados de las fuerzas de las olas.

| Descripción | Fx (N) | Fy (N) |
|-------------|--------|---------|
| Corriente | -1.964 | 11.140 |
| Viento | -486 | 783 |
| Olas | 3.918 | -2.843 |
| Total | 5.396 | -13.201 |

Realmente, como estas fuerzas se repartirán entre ambos brazos y el modelo representa uno de ellos la fuerza aplicada será la mitad, es decir, 2.698 N en x y -6.601 N en y. Se aplicará en el extremo ubicado en la superficie como se muestra a continuación:

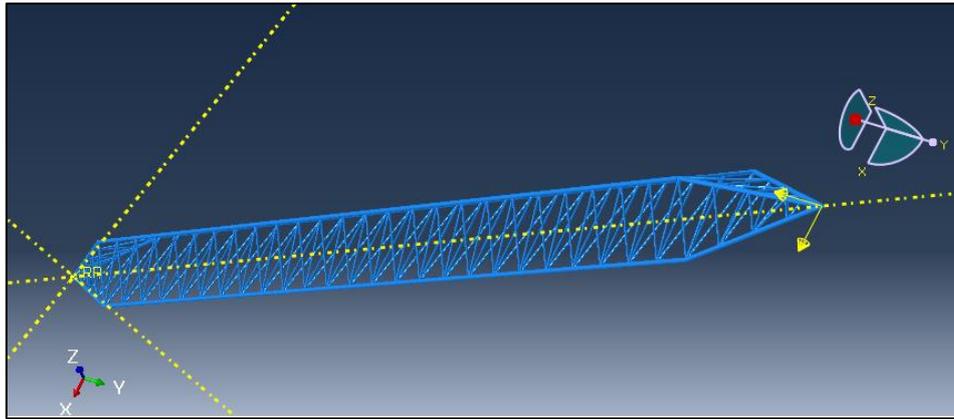


Figura 43. Fuerza resultante en la superficie.

6.8 Condiciones de contorno

Las condiciones de contorno se dividen entre las propias del modelo que se encuentra en el fondo y el que se encuentra flotando para realizar el mantenimiento:

- 1 Dispositivo ubicado en el fondo marino:

Con el objetivo de simular la interacción de la estructura con los cimientos situados en el fondo, se añadirá la condición en la superficie de la base donde apoyaría del tipo apoyo, es decir, Pinned, quedando de este modo restringidos los desplazamientos.

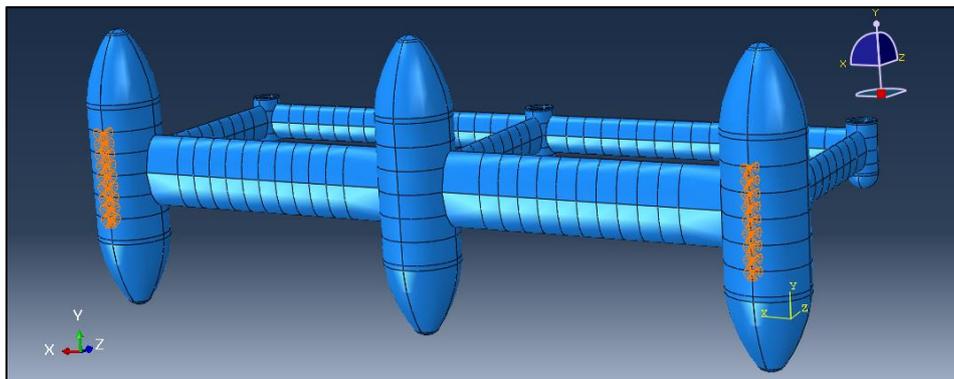


Figura 44. Condiciones de contorno impuestas en el Modelo 1.

- 2 Dispositivo flotando durante el mantenimiento:

La estructura en celosía que mantiene en el sitio la estructura del dispositivo irá articulada en la base pero contará con algún sistema de fijación que permita mantener la posición del dispositivo en la superficie. Para ello se impondrá la condición de empotrado en la base y se restringirán los movimientos en “z” del extremo ubicado en la superficie de modo que únicamente se permiten los movimientos en el plano de flotación en ese punto.

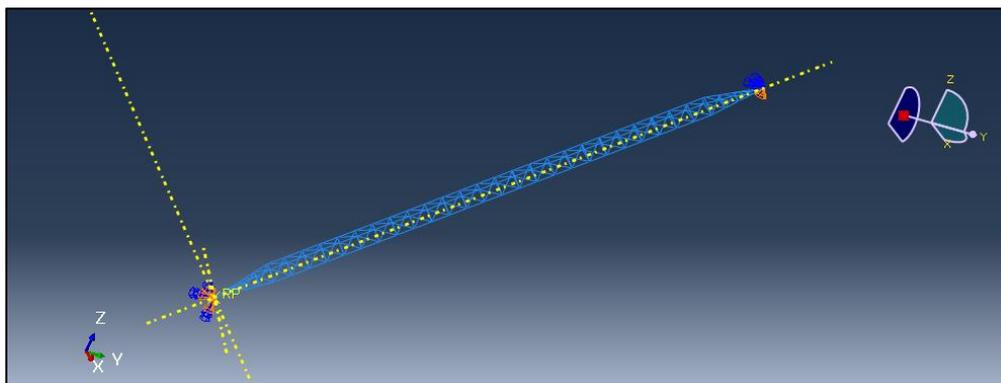


Figura 45. Condiciones de contorno impuestas en el Modelo 2.

6.9 Criterios de aceptación

En el análisis estático realizado tanto en el Modelo 1 como en el Modelo 2 se comprobará que la totalidad de la estructura no presenta el modo de fallo por plastificación, lo cual se comprobará comparando la tensión equivalente de Von Mises en cada uno de los elementos del modelo con el límite elástico del material, teniendo en cuenta un coeficiente de seguridad de 1,2, es decir, un margen del 20% por encima de 355 MPa pese a que las recomendaciones del Bureau Veritas (Bureau Veritas, 2015) no especifican criterios de aceptación aplicables a la estructura de soporte pero se hará con el fin de contener posibles factores que incrementen las solicitaciones en la estructura.

En segundo lugar, el criterio de aceptación para el modo de fallo por pandeo, realizado en ambos modelos, será obtener un factor de multiplicación de pandeo, considerando la condición más desfavorable, de un valor superior a 3 en cada uno de ellos.

Por último se analizarán las frecuencias propias de la estructura del Modelo 1 con el fin de determinar los tramos de revoluciones críticas del eje de cola que se deberían evitar en caso de tener 2, 3 y 4 palas teniendo en cuenta un margen de seguridad del 20%.

6.10 Resultados análisis estático (Modelo 1)

A continuación se muestran los resultados obtenidos para las diferentes condiciones de carga estudiadas en este modelo con los espesores netos recogidos en el apartado 5.3 y posteriormente se presentan gráficamente los resultados más relevantes, quedando recogidas el resto de imágenes en el *Anexo: Resultados análisis estático (Modelo 1)*.

Tabla 24. Resultados obtenidos en el análisis estático del Modelo 1.

| CC | $\sigma_{(VM)max}$ | $\sigma_{(VM)mr}$ | $\sigma_{+20\%}$ | σ_{lim} | Unidades | Notas | d (mm) |
|----|--------------------|-------------------|------------------|----------------|----------|-------|--------|
| 1 | 213,3 | 213,3 | 256,0 | 355 | Mpa | a) | 121 |
| 2 | 305,9 | 285,0 | 342,0 | | Mpa | b) | 85 |
| 3 | 292,1 | 292,1 | 350,5 | | Mpa | a) | 129 |
| 4 | 299,0 | 282,2 | 339,0 | | Mpa | c) | 127 |
| 5 | 304,6 | 249,0 | 298,8 | | Mpa | d) | 124 |

Notas referentes a los hot spots, elevaciones virtuales de la tensión derivadas de uniones perpendiculares de elementos, encontrados en el modelo realizado, los cuales se analizarán después de las notas mostradas a continuación:

- a) Hot spot en la unión cilindro-soporte de la góndola pero cumple.
- b) Hot spot en el alma del refuerzo transversal del cilindro de la turbina 3 y la 1 (Figura 48). Se toma como valor máximo representativo 285 MPa (Figura 49).

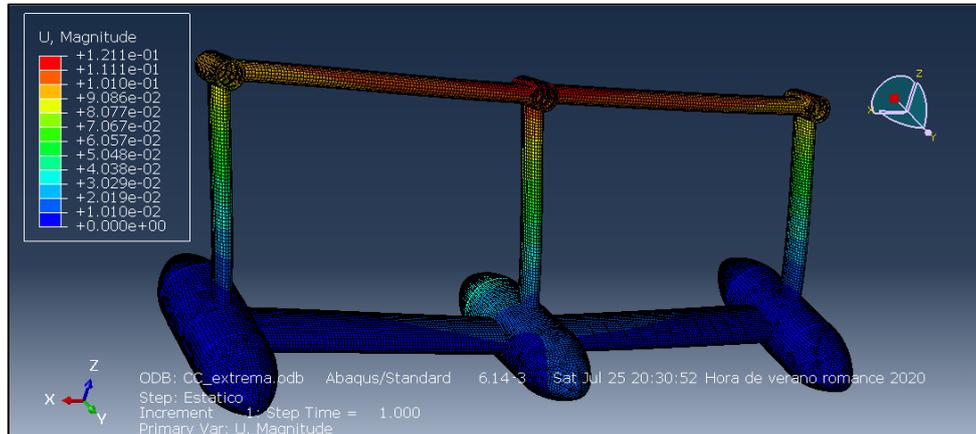


Figura 46. Desplazamientos condición extrema (Modelo 1).

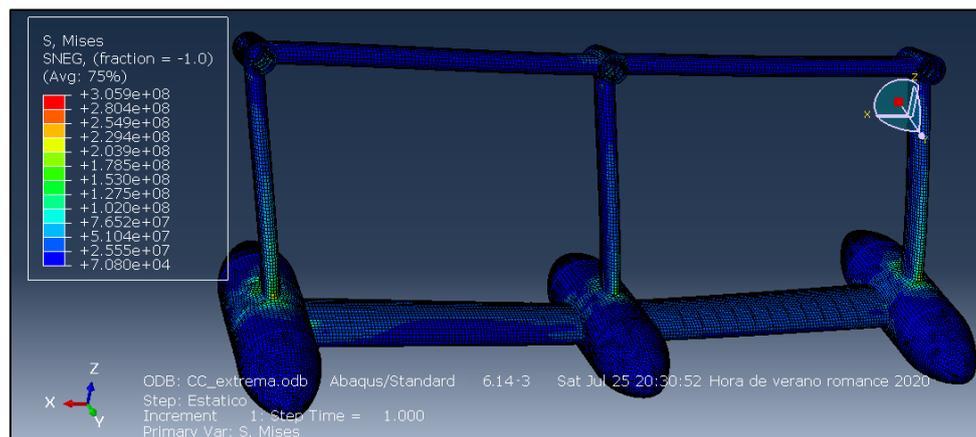


Figura 47. Tensiones de Von Mises en el forro para la condición extrema (Modelo 1).

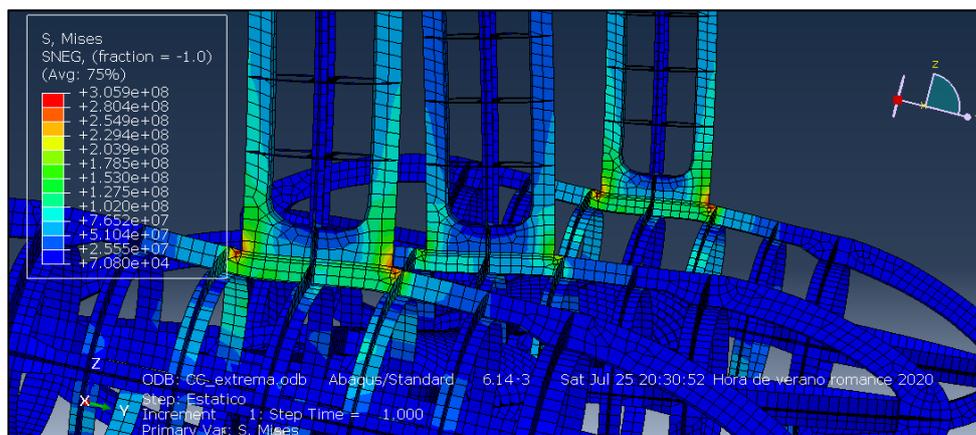


Figura 48. Tensiones de Von Mises en los refuerzos, condición extrema (Modelo 1).

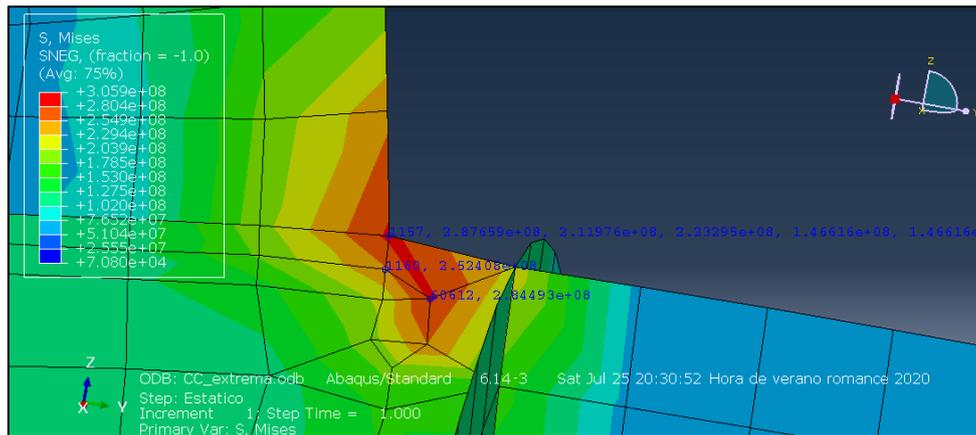


Figura 49. Tensión máxima representativa, condición extrema (Modelo 1).

c) Hot spot en el alma del refuerzo transversal del cilindro de la turbina 3 (Figura 50). Se toma como valor máximo representativo 249 MPa (Figura 51).

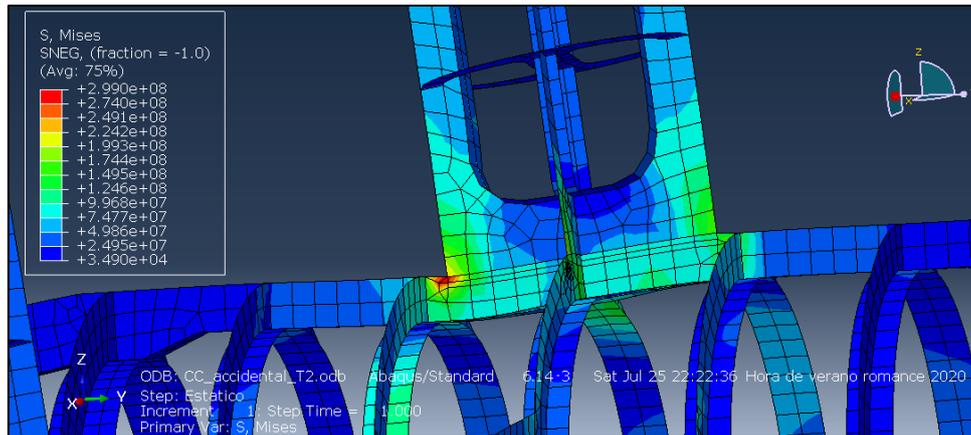


Figura 50. Hot spot en el soporte de la turbina 3, condición accidental 2 (Modelo 1).

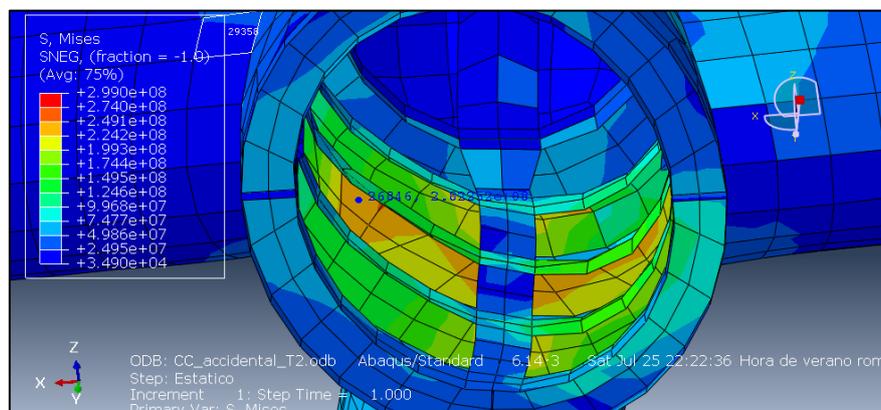


Figura 51. Tensión máxima representativa, condición accidental 2 (Modelo 1).

- d) Hot spot en el alma del refuerzo transversal del cilindro de la turbina 2 (Figura 50). Se toma como valor máximo representativo 249 MPa (Figura 51) ubicado en la góndola de la Turbina 2.

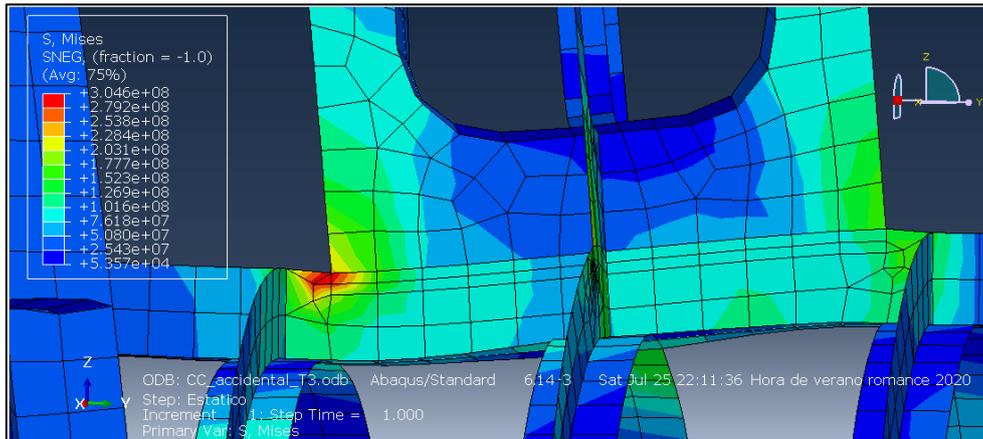


Figura 52. Hot spot en el soporte de la turbina 3, condición accidental 3 (Modelo 1).

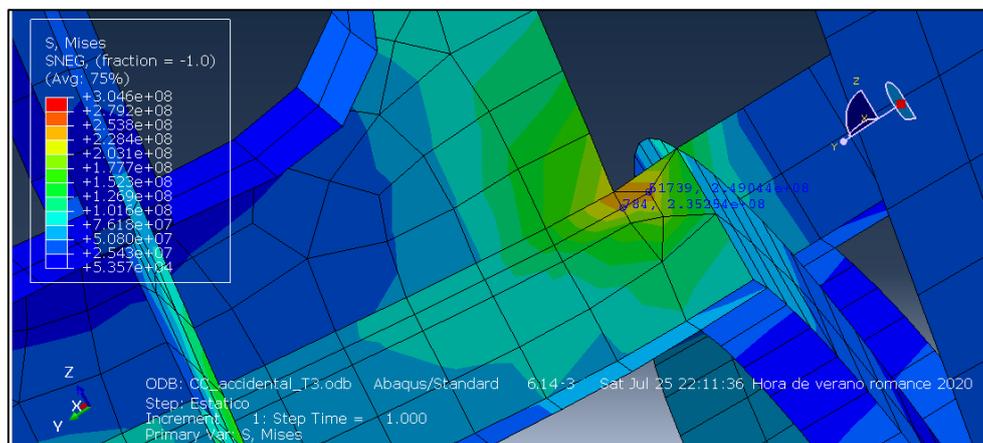


Figura 53. Tensión máxima representativa, condición accidental 3 (Modelo 1).

Con el fin de comprobar los hotspots encontrados en la unión del cilindro y el soporte de la góndola tanto de la turbina 1 como de la 3 (Figura 1) se ha ido refinando el mallado para ver la extensión de estas tensiones como se refleja a continuación.

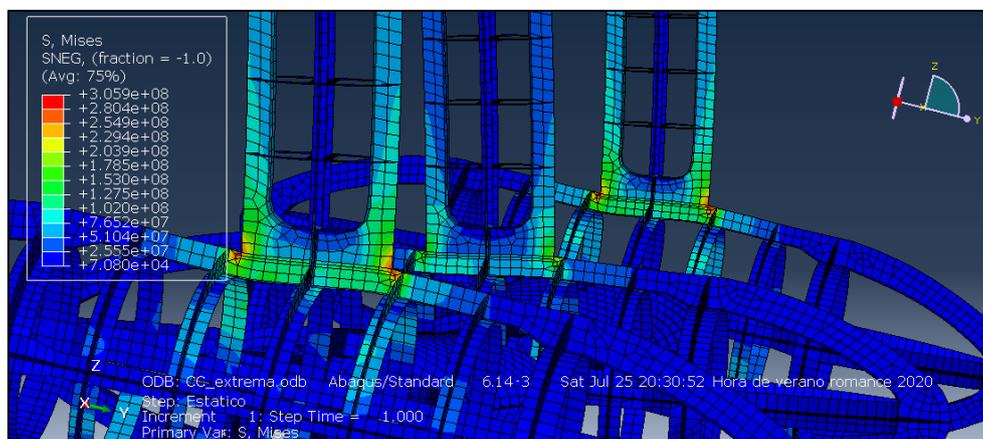


Figura 54. Hot spots en el soporte de las turbinas 1 y 3.

Tabla 25. Resultados numéricos del proceso de refinamiento de las zonas de los hotspots.

| Mallado | Hotspot | | | |
|---------|--------------|---------------|--------------|---------------|
| | T1 Izq (MPa) | T1 Dcha (MPa) | T3 Izq (MPa) | T3 Dcha (MPa) |
| 0,2 | 299 | 267,5 | 305,9 | 284,5 |
| 0,15 | 324 | 329,7 | 307,1 | 332,5 |
| 0,1 | 399,7 | 417,4 | 398,7 | 420,4 |
| 0,08 | 451,6 | 483 | 464,4 | 497,5 |
| 0,05 | 533,4 | 584,2 | 546,9 | 562,9 |
| 0,03 | 634,7 | 715,8 | 660,8 | 709,7 |

Expresando la evolución gráficamente:

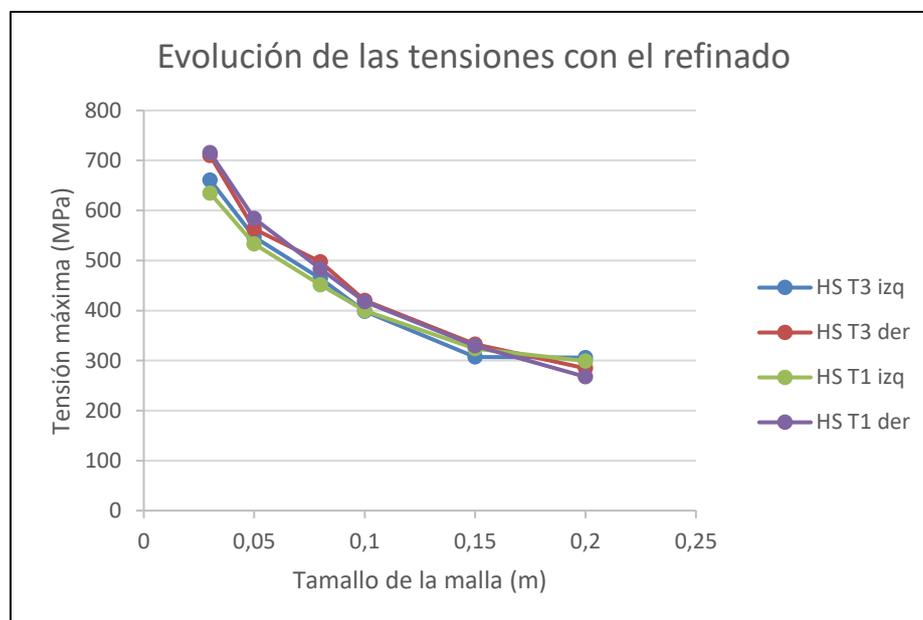


Figura 55. Evolución de las tensiones con el refinamiento del mallado.

A la vista de los resultados se puede concluir que los cuatro puntos considerados se tratan de hotspots dado que las tensiones tienden al infinito a medida que el tamaño de la malla se reduce. De todas formas, se trata de una zona de la estructura muy pequeña por lo que no compensaría penalizar al resto con un espesor mayor que no trabajaría. Ello se solucionaría óptimamente mediante el empleo de detalles suavizados que rebajen esta tensión, lo cual quedará para futuras vueltas en la espiral del proyecto dado que no se pretende cerrar el diseño desde esta etapa.

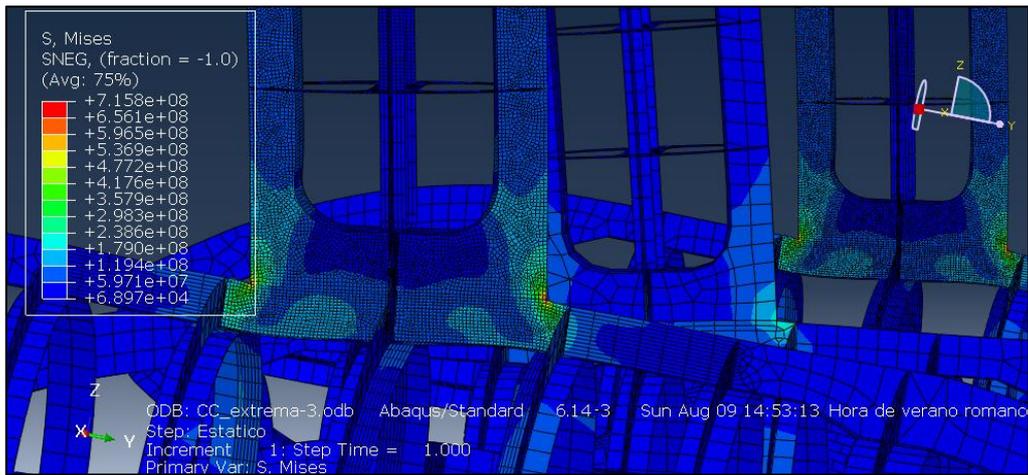


Figura 56. Resultados obtenidos para el mallado de 0.03 m.

6.11 Resultados análisis estático (Modelo 2)

En el siguiente apartado quedan recogidos los resultados para la condición de carga 6 correspondiente a la situación del mantenimiento en la superficie para lo que se ha empleado el segundo modelo.

Tabla 26. Resultados obtenidos en el análisis estático del Modelo 2.

| CC | $\sigma_{(VM)max}$ | $\sigma_{(VM)mr}$ | $\sigma_{+20\%}$ | $\sigma_{lím}$ | Unidades | d (mm) |
|----|--------------------|-------------------|------------------|----------------|----------|--------|
| 6 | 220,8 | 220,8 | 265,0 | 355 | Mpa | 911 |

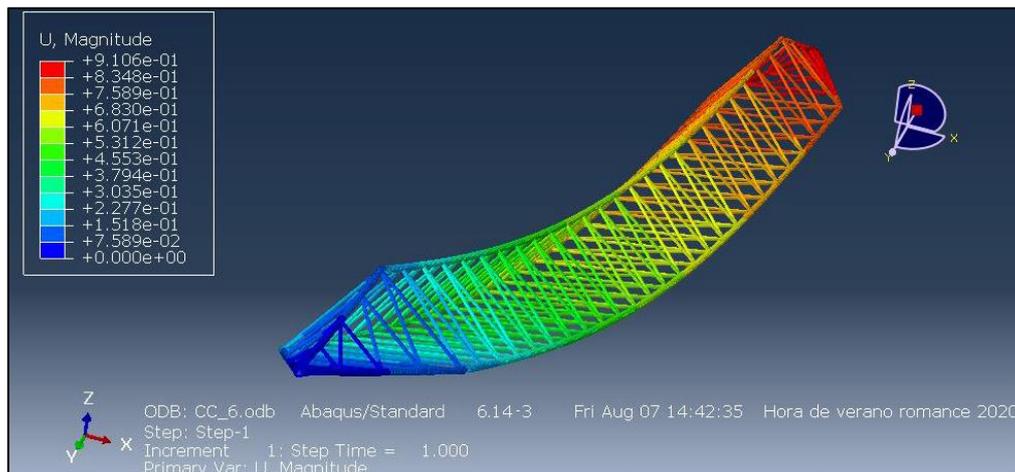


Figura 57. Desplazamientos condición 6 (Modelo 2).

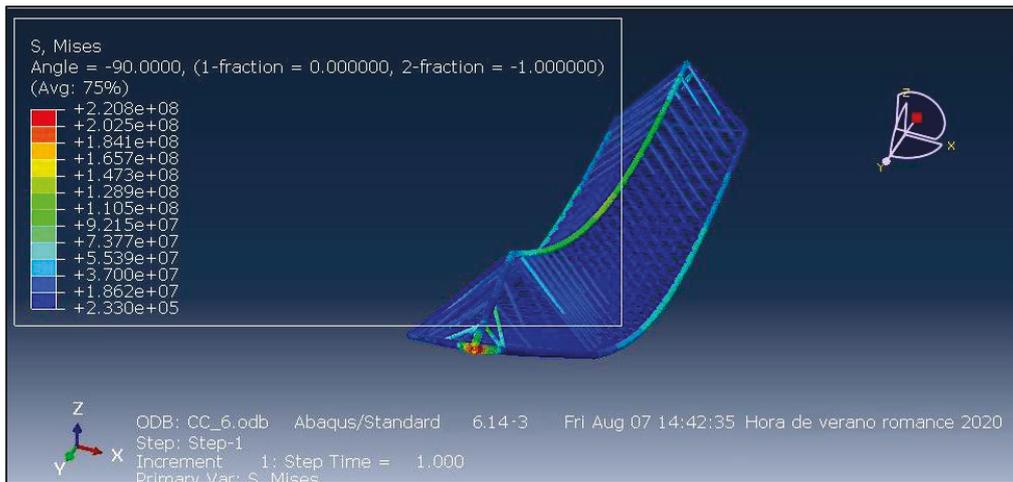


Figura 58. Tensiones de Von Mises para la condición 6 (Modelo 2).

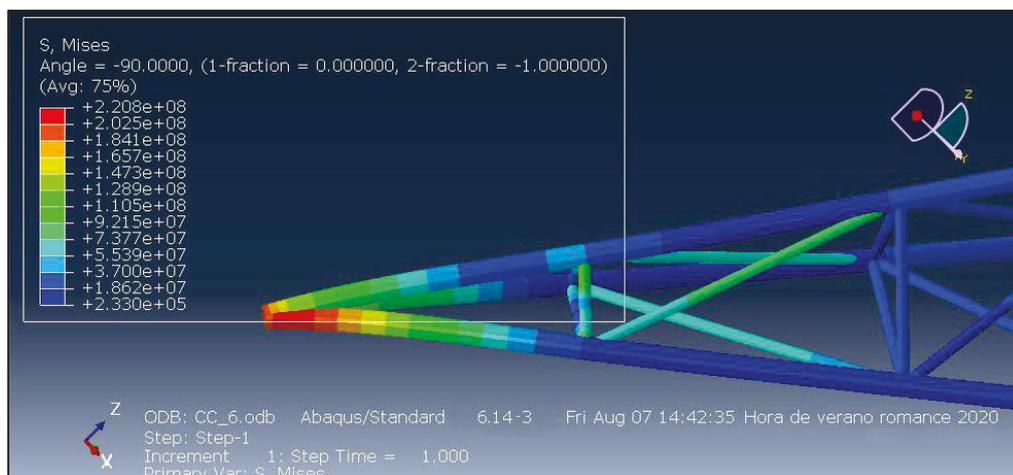


Figura 59. Vista en detalle de los valores máximos obtenidos.

6.12 Resultados pandeo lineal (Modelo 1)

Realizando el análisis de inestabilidad elástica lineal o pandeo lineal para las cargas de la condición extrema, la más desfavorable, y aplicando las mismas condiciones de contorno se obtienen los siguientes factores de multiplicación para las tres primeras formas modales de pandeo que son superiores al mínimo establecido como muestra el margen en valor absoluto:

Tabla 27. Resultados del análisis de pandeo lineal para la condición extrema.

| Forma modal de pandeo | Factor de multiplicación | Margen |
|-----------------------|--------------------------|--------|
| 1 | 18,619 | 621% |
| 2 | 18,700 | 623% |
| 3 | 18,844 | 628% |

Gráficamente se pueden observar que en ambos casos ocurre el fenómeno de colapso de panel de la chapa próxima al cilindro central:

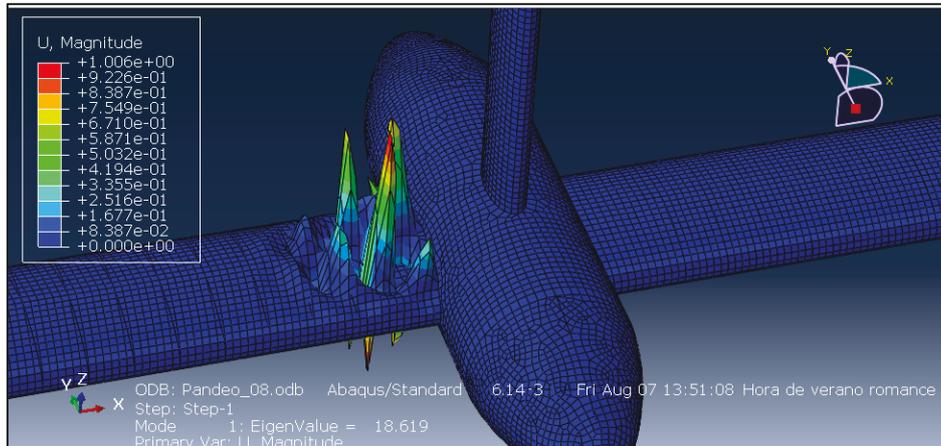


Figura 60. Forma modal de pandeo 1 (Modelo 1).

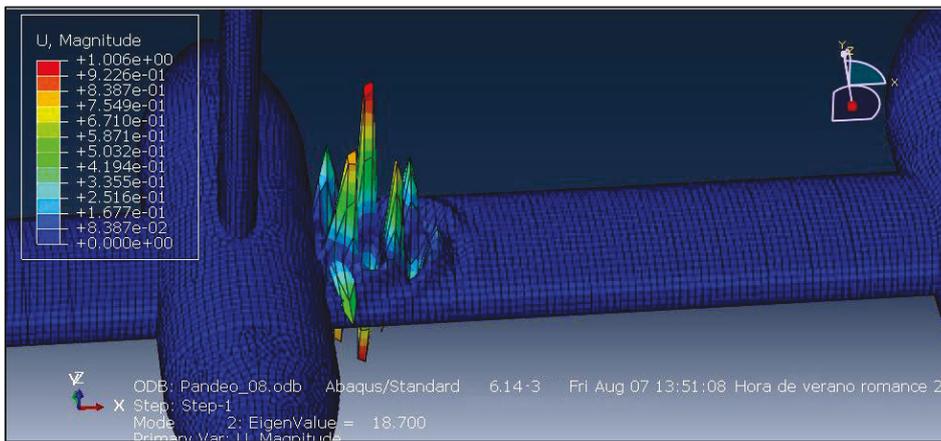


Figura 61. Forma modal de pandeo 2 (Modelo 1).

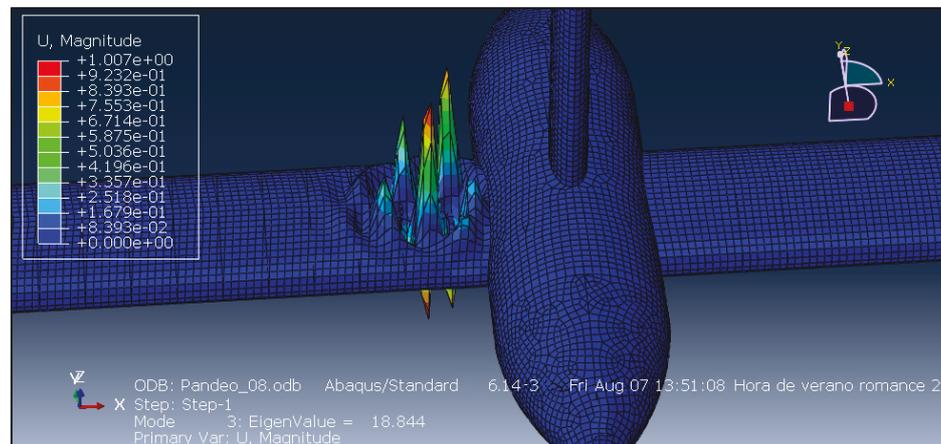


Figura 62. Forma modal de pandeo 3 (Modelo 1).

6.13 Resultados pandeo lineal (Modelo 2)

Realizando el análisis de pandeo lineal en el modelo 2 para la condición de carga en mantenimiento se obtienen los siguientes factores de multiplicación para las cinco primeras formas modales de pandeo, siendo todos superiores al factor mínimo establecido como apto que es 3:

Tabla 28. Resultados del análisis de pandeo lineal para la condición de mantenimiento.

| Forma modal de pandeo | Factor de multiplicación | Margen |
|-----------------------|--------------------------|--------|
| 1 | -8,2635 | 275% |
| 2 | 8,3511 | 278% |
| 3 | 8,3539 | 278% |
| 4 | -8,5519 | 285% |
| 5 | 9,0657 | 302% |

Gráficamente se pueden observar que en ambos casos ocurre el fenómeno de colapso de panel de la chapa próxima al cilindro central:

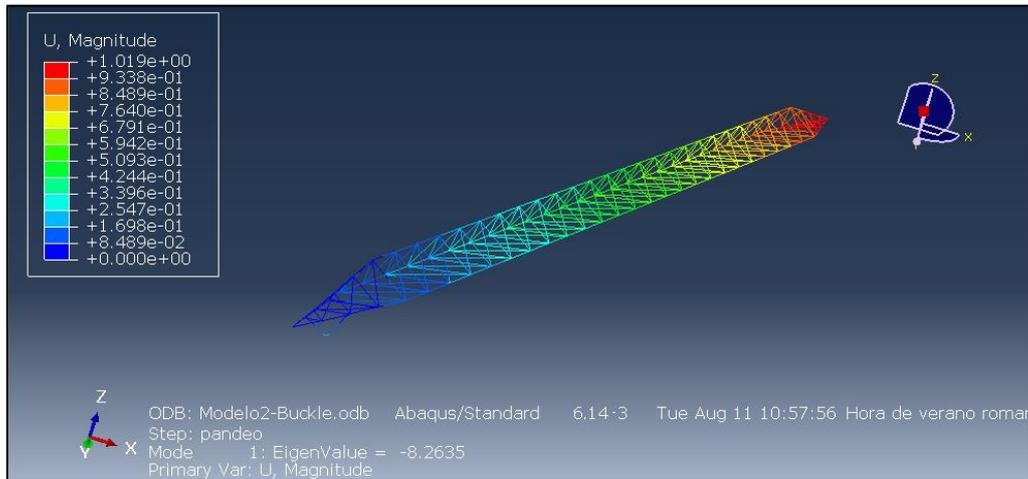


Figura 63. Forma modal de pandeo 1 (Modelo 2).

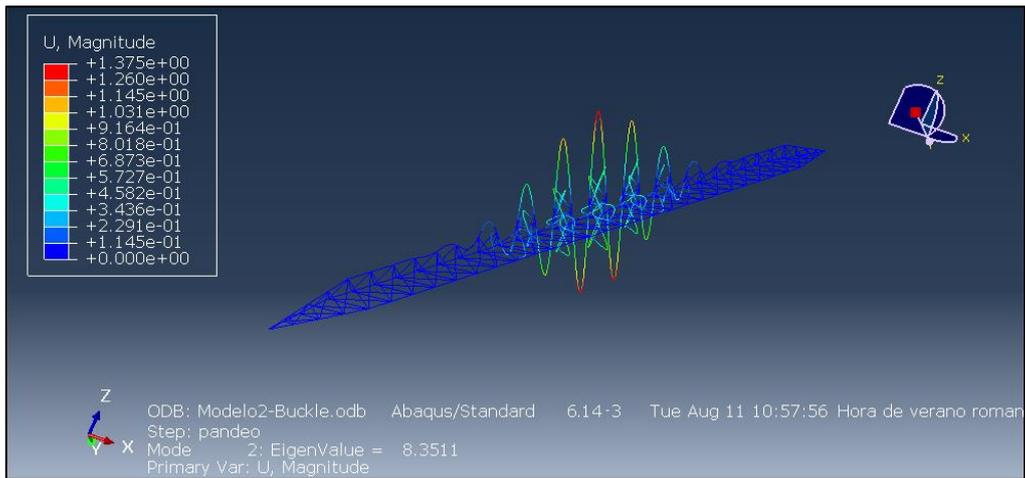


Figura 64. Forma modal de pandeo 2 (Modelo 2).

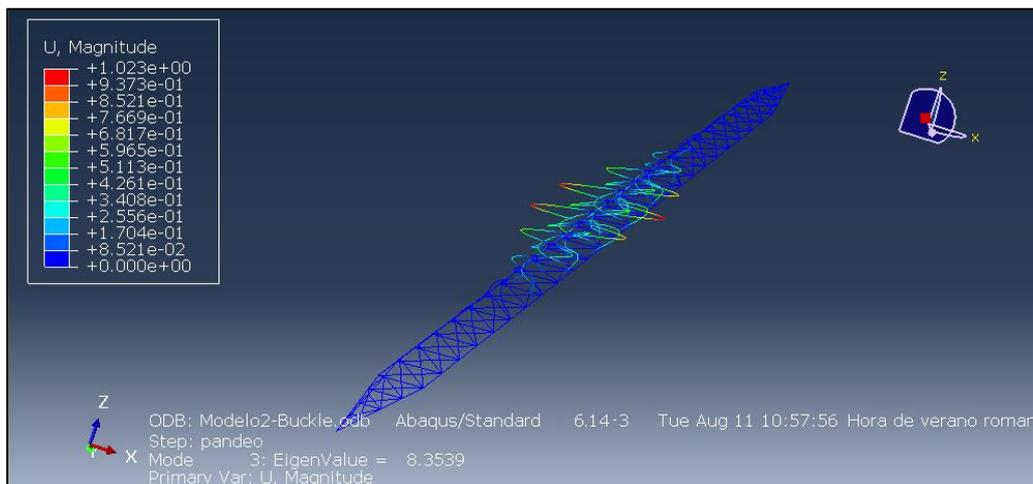


Figura 65. Forma modal de pandeo 3 (Modelo 2).

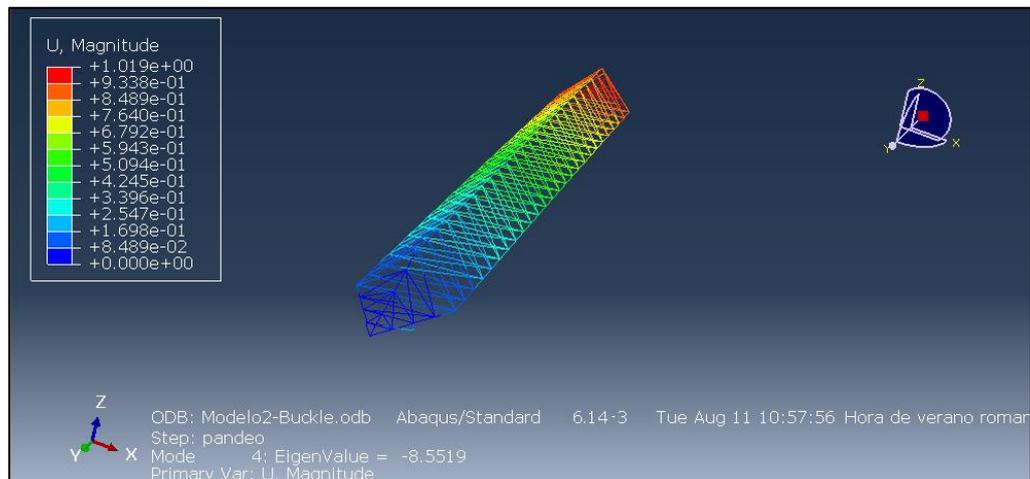


Figura 66. Forma modal de pandeo 4 (Modelo 2).

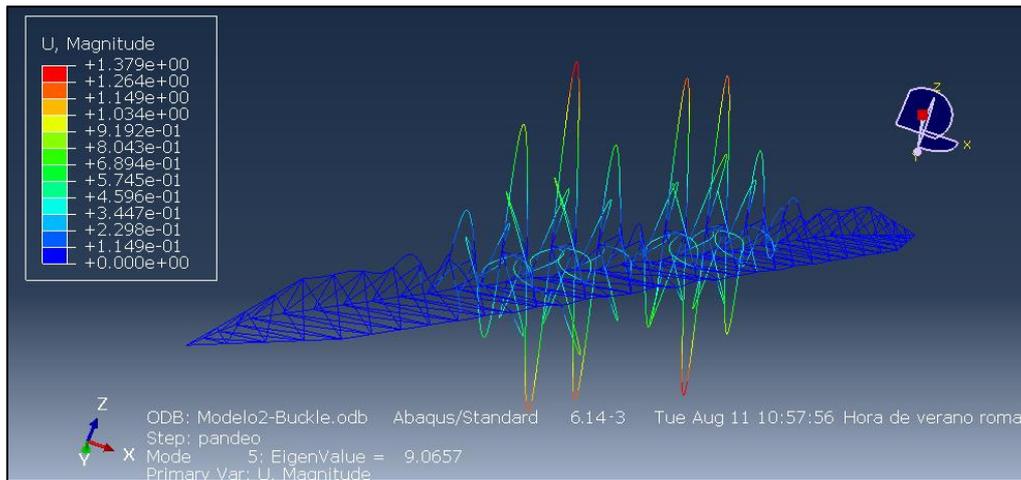


Figura 67. Forma modal de pandeo 5 (Modelo 2).

6.14 Resultados análisis modal (Modelo 1)

En el análisis modal se obtendrán las 10 primeras frecuencias propias de vibración del modelo aplicando las condiciones de contorno recogidas en el apartado 6.8. Teniendo en cuenta que la estructura estará sumergida en un fluido viscoso como es el agua, se hace necesario considerar la fuerza de inercia que ejerce el fluido sobre el sólido debido cuando este se acelera a través de la masa añadida como se muestra a continuación:

A partir de la fórmula de Morrison de la fuerza de inercia:

$$F_I = (m + m_a) \cdot \ddot{x}$$

Siendo,

$\ddot{x} \rightarrow$ Aceleración (m/s^2)

$m \rightarrow$ masa de la estructura (kg)

$m_a \rightarrow$ masa añadida (kg) = $C_M \cdot y = c_m \cdot \rho \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot y$

$y \rightarrow$ altura (m)

$c_m \rightarrow$ coeficiente de forma (A partir de la Tabla 29. Ref (Méndez Díaz, 2011))

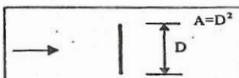
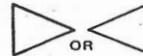
$\rho \rightarrow$ densidad del agua de mar (kg/m^3)

$D \rightarrow$ ancho (m)

Para obtener los coeficientes de masa se hará uso de la siguiente tabla, la cual ha sido obtenida de la referencia (Méndez Díaz, 2011):

Tabla 29. Coeficiente de forma (c_m), ref. (Méndez Díaz, 2011).

| Section shape | C_m |
|---|-------|
|  | 2.0 |
|  | 2.5 |
|  | 2.5 |

| | |
|--|-----|
|  | 1.6 |
|  | 2.3 |
|  | 2.2 |

Obtenida la masa añadida se calcula la teniendo en cuenta la de la estructura y se procede a calcular la densidad modificada a partir de su volumen. Aplicando los diferentes parámetros para cada elemento estructural se tienen las distintas densidades modificadas debido a la masa añadida:

Tabla 30. Resultados obtenidos para las densidades modificadas por la masa añadida.

| Elemento | c_m | D (m) | y (m) | m_a (kg) | m_t (kg) | v (m ³) | ρ_{mod} (kg/m ³) |
|-----------------------------|-------|---------|---------|------------|------------|-----------------------|-----------------------------------|
| Góndola | 2 | 1,8 | 1,8 | 9.408 | 30.493 | 2,69 | 11.353 |
| Perfil alar entre góndola | 1,6 | 1,2 | 19,2 | 35.682 | 98.340 | 7,98 | 12.320 |
| Perfil alar soporte góndola | 1,6 | 1 | 13,108 | 16.917 | 78.068 | 7,79 | 10.022 |
| Perfil alar entre cilindros | 1,6 | 1,9 | 16,523 | 76.980 | 178.103 | 12,88 | 13.826 |
| Cilindro | 2 | 4,6 | 4,6 | 157.023 | 376.274 | 27,93 | 13.472 |

Introduciendo estas densidades modificadas se obtienen las siguientes frecuencias propias, quedando las imágenes de las formas modales de vibración recogidas en el *Anexo: Resultados análisis modal (Modelo 1)*:

Tabla 31. Frecuencias propias de vibración de la estructura.

| Modo | Frecuencia propia (Hz) | Modo | Frecuencia propia (Hz) |
|------|------------------------|------|------------------------|
| 1 | 1,342 | 6 | 4,609 |
| 2 | 1,644 | 7 | 4,644 |
| 3 | 1,873 | 8 | 6,230 |
| 4 | 3,047 | 9 | 6,423 |
| 5 | 3,423 | 10 | 7,527 |

En segundo lugar, se determinan los tramos de revoluciones críticas de las turbinas que se deberían evitar en caso de tener 2, 3 y 4 palas teniendo en cuenta un margen de seguridad del 20% para lo cual se empleará la siguiente fórmula:

$$\text{Velocidad de rotación} = \frac{\text{Frecuencia} \cdot 60}{n^\circ \text{ de palas}} \text{ (rpm)}$$

La frecuencia será la obtenida para cada uno de los modos, teniendo en cuenta un margen del 20% como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 32. Tramos de revoluciones críticas a evitar.

| Modo | Frecuencia (Hz) | 2 palas | | 3 palas | | 4 palas | |
|------|-----------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | | Rpm (-20%) | Rpm (+20%) | Rpm (-20%) | Rpm (+20%) | Rpm (-20%) | Rpm (+20%) |
| 1 | 1,342 | 32,2 | 48,3 | 21,5 | 32,2 | 16,1 | 24,1 |
| 2 | 1,644 | 39,4 | 59,2 | 26,3 | 39,4 | 19,7 | 29,6 |
| 3 | 1,873 | 44,9 | 67,4 | 30,0 | 44,9 | 22,5 | 33,7 |
| 4 | 3,047 | 73,1 | 109,7 | 48,7 | 73,1 | 36,6 | 54,8 |
| 5 | 3,423 | 82,1 | 123,2 | 54,8 | 82,1 | 41,1 | 61,6 |
| 6 | 4,609 | 110,6 | 165,9 | 73,7 | 110,6 | 55,3 | 83,0 |
| 7 | 4,644 | 111,4 | 167,2 | 74,3 | 111,4 | 55,7 | 83,6 |
| 8 | 6,230 | 149,5 | 224,3 | 99,7 | 149,5 | 74,8 | 112,1 |
| 9 | 6,423 | 154,2 | 231,2 | 102,8 | 154,2 | 77,1 | 115,6 |
| 10 | 7,527 | 180,7 | 271,0 | 120,4 | 180,7 | 90,3 | 135,5 |

Representando estos resultados gráficamente se observan coloreados los rangos de revoluciones a evitar para cada modo de vibración:

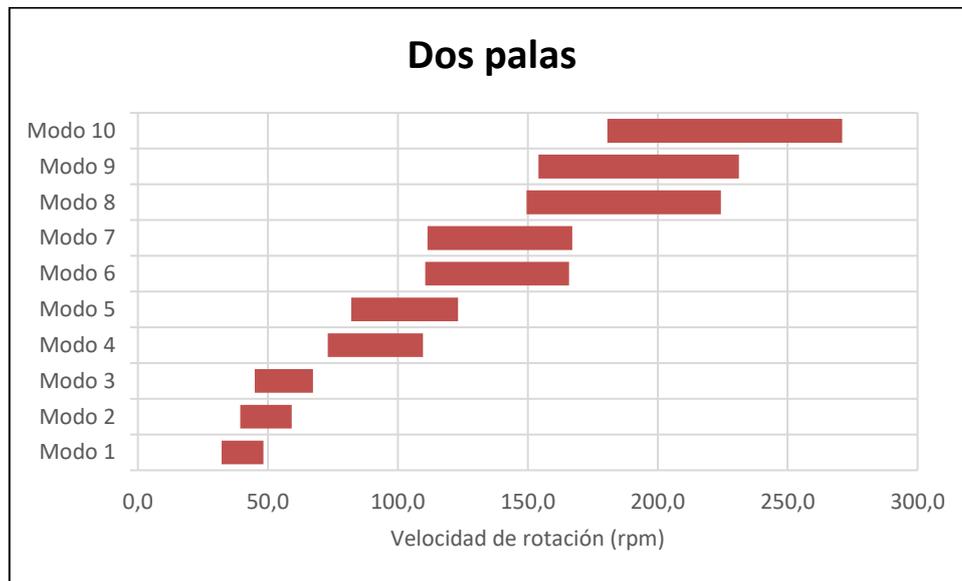


Figura 68. Rango de revoluciones a evitar en el caso de dos palas.

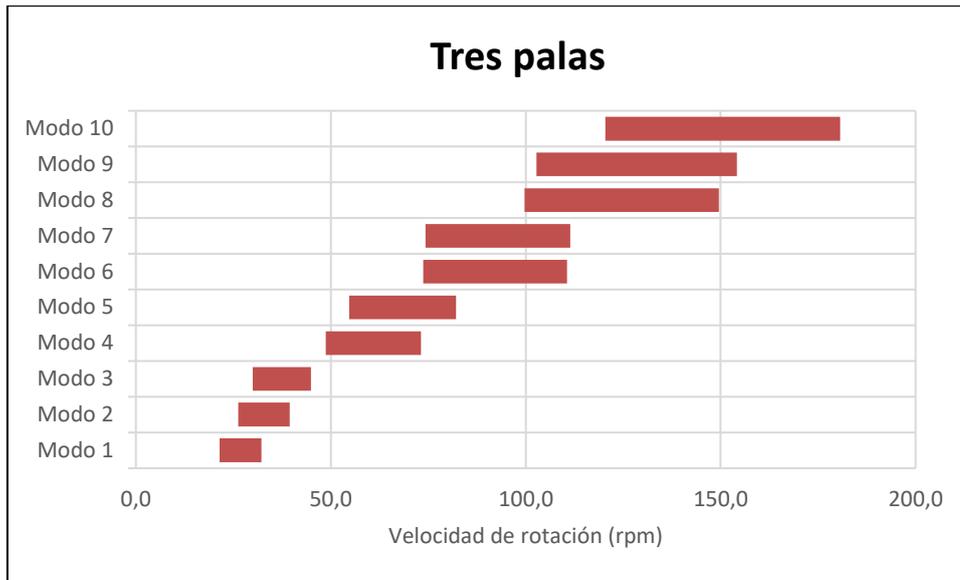


Figura 69. Rango de revoluciones a evitar en el caso de tres palas.

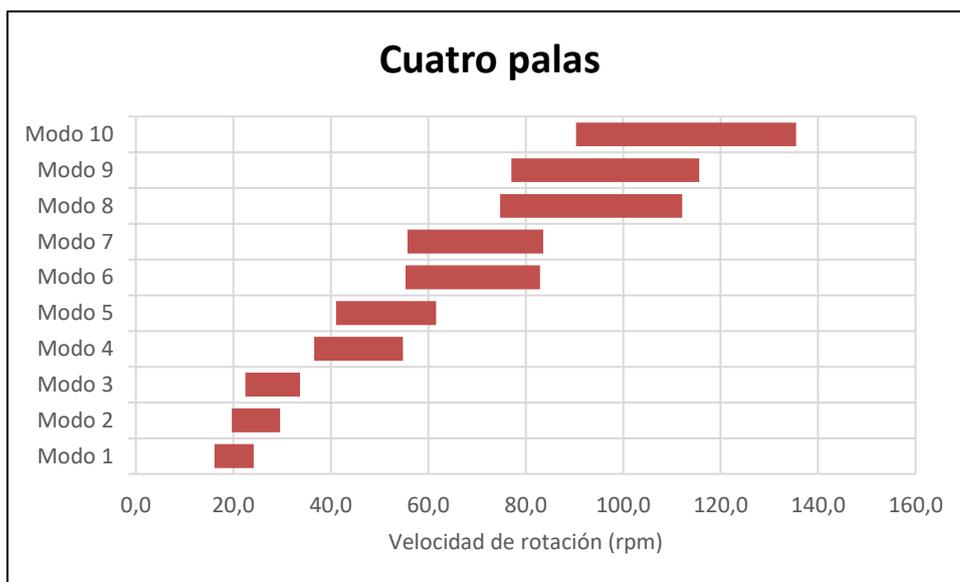


Figura 70. Rango de revoluciones a evitar en el caso de cuatro palas.

Como se puede observar, las ventanas de resonancia aparecen a revoluciones superiores a 32,2 rpm para el caso de dos palas que es el que emplea el SeaGen U por lo que no existiría riesgo de resonancia por el funcionamiento de las hélices dado que estas operarán a revoluciones de entre 4 y 11,5 rpm y por tanto no ocurrirá tampoco en el proceso de llegar a las revoluciones de régimen.

Además del riesgo de resonancia debido al giro de las hélices también es importante valorar la posible resonancia con la frecuencia de separación de vórtices. De acuerdo con la referencia (Halse, 1997), esta separación se produce, por ejemplo, al circular un flujo alrededor de un cilindro circular separándose de la superficie de este, excepto a pequeñas velocidades, formando vórtices aguas abajo en forma de calle característica denominada calle de vórtices de Von Karman. Como consecuencia de los vórtices

generados la velocidad del flujo fluctúa en esta zona produciendo fuerzas alternantes que para el caso de un cilindro fijo se puede estimar su frecuencia mediante la siguiente fórmula, la cual depende principalmente de la velocidad del flujo incidente y de la geometría del cuerpo que este atraviesa:

$$f_s = \frac{S_t \cdot U}{D}$$

Siendo,

f_s → Frecuencia de desprendimiento.

S_t → Constante de proporcionalidad, número de Strouhal.

D → Diámetro del cilindro.

U → Velocidad del flujo incidente.

A medida que la frecuencia de desprendimiento se aproxima a la frecuencia natural del cuerpo el modo de vibración puede tomar control en el desprendimiento de vórtices bloqueando las oscilaciones de estela con la vibración natural del cilindro, cuyo fenómeno es denominado bloqueo.

En el caso estudiado, las formas complejas de la estructura de apoyo complican la estimación, quedando ello fuera del alcance del proyecto ya que requeriría un análisis más avanzado.

6.15 Conclusiones

En primer lugar, en el análisis estático realizado en ambos modelos se puede observar que los desplazamientos obtenidos son coherentes y, por lo tanto, representan el comportamiento real de los dos modelos. Ello queda reflejado en las figuras mostradas en el apartado 6.10 para el caso del primer modelo y el apartado 6.11 en el caso del segundo modelo.

En cuanto al modo de fallo por plastificación, se puede concluir que no ocurrirá dado que la tensión máxima de Von Mises representativa es menor al límite elástico del Acero AH-36 y DH-36, teniendo un factor de seguridad del 20%. Los resultados del modelo 1 quedan recogidos en la Tabla 24, donde el máximo valor no se ha tenido en cuenta ya que en este modelo se han encontrado diversos hotspots en la unión entre el cilindro y el soporte de las turbinas como se aprecia en la Figura 55, donde se observan estas elevaciones virtuales de la tensión a medida que se refinó el mallado. Por otro lado, los resultados del modelo 2 se encuentran en la Tabla 26 del documento.

Asimismo, también se ha analizado la inestabilidad elástica en ambos modelos, obteniendo resultados favorables ya que se supera notablemente el criterio de aceptación que es obtener un factor de multiplicación mayor a 3 en ambos casos. Estos resultados quedan recogidos en la Tabla 27 y Tabla 28, mostradas en los apartados anteriores.

Respecto al análisis modal realizado en el modelo 1, también se obtienen resultados favorables ya que en las ventanas de resonancia no hay riesgo debido a la rotación de las hélices dado a que la velocidad de giro de estas es baja.

Por tanto, tras analizar los diversos puntos comentados se puede concluir que la estructura cumple con los modos de fallo requeridos por lo que se acepta el diseño realizado en esta etapa del proyecto, quedando a disposición de mejoras e introducción de detalles estructurales que mejoren los resultados obtenidos.

7 ESTUDIO ECONÓMICO

7.1 Cálculo energético

Según las recomendaciones recogidas en la referencia (Legrand et al., 2009), la estimación de la energía extraíble se debe realizar a partir de la curva de potencia del dispositivo y de la probabilidad de ocurrencia de cada velocidad de corriente, lo cual requiere de una gran cantidad de datos históricos a los que no se tiene acceso. Por tanto, se simplificará el cálculo de modo que se obtenga la velocidad media de las corrientes en el área escogida a partir de los valores medios que toma durante las mareas vivas (spring tides) y las muertas (neap tides). A partir de ella, teniendo en cuenta la densidad y el área de barrido se puede obtener la potencia disponible en esta área como sigue:

$$P(t) = \left(\frac{1}{2}\right) \rho A_0 U^3$$

Siendo,

$U \rightarrow$ Velocidad de las corrientes $\left(\frac{m}{s}\right)$

$\rho \rightarrow$ Densidad del agua (kg/m^3)

$A_0 \rightarrow$ Área de barrido (m^2)

$A_0 = 2 \cdot \pi \cdot r^2 \cdot n$

$r \rightarrow$ Radio desarrollada por la turbina (m^2)

$n \rightarrow$ Número de turbinas por dispositivo (m^2)

Teniendo en cuenta que este dispositivo utiliza las mismas turbinas que el proyecto SeaGen S se utilizará la curva de potencia de esta, obtenida del documento (Simec Atlantis Energy, 2019), escalándola ya que el dispositivo SeaGen U en el que se ha basado cuenta con tres turbinas en lugar de dos y, por tanto, la curva se ha escalado para 3MW. A continuación se muestra la curva de potencia que se utilizará, en donde también se representa la potencia disponible del área del rotor.

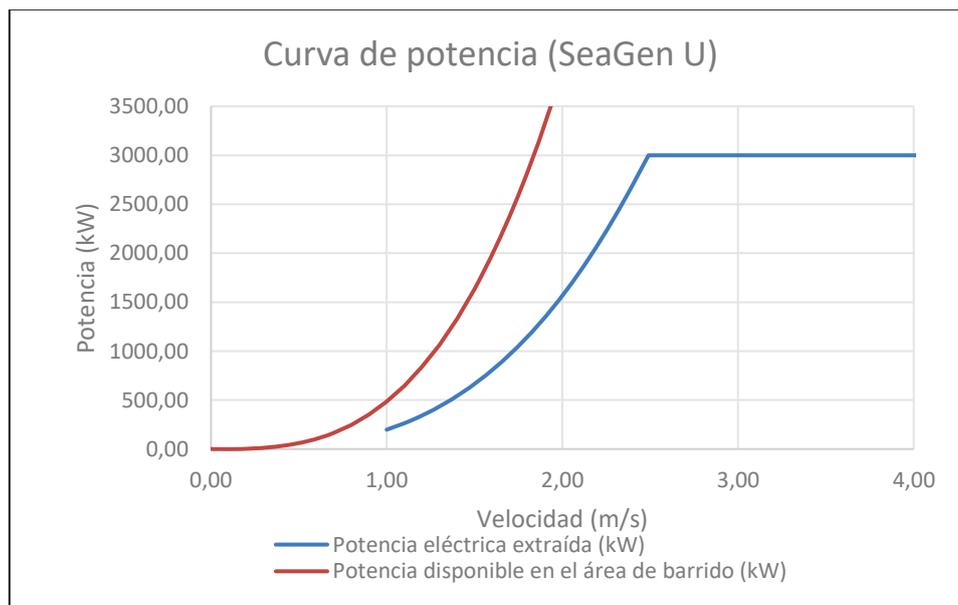


Figura 71. Curva de potencia del dispositivo escalada a partir de la correspondiente al SeaGen S, elaboración propia a partir de los datos de la ref. (Simec Atlantis Energy, 2019).

A partir del documento (Scottish Government, 2015) se obtiene que las velocidades en la zona escogida son las siguientes, de las cuales se obtendrá la velocidad media de las corrientes y también la media teniendo en cuenta una caída de la velocidad del 15% por cada fila, es decir, una caída media del 21% debido a las pérdidas entre las filas de los dispositivos, que es el dato que se empleará para calcular la energía producida:

Tabla 33. Valores medios utilizados para la zona escogida, ref. (Scottish Government, 2015).

| | Velocidad (m/s) | P/Ao (kW/m ²) |
|----------------------|-----------------|---------------------------|
| Spring (vivas) | 3 | 13,86 |
| Neap (muertas) | 1,5 | 1,73 |
| Media | 2,25 | 7,80 |
| Media (Con pérdidas) | 1,78 | 2,88 |

A partir de la velocidad de corriente media, teniendo en cuenta las pérdidas, se obtiene la potencia media de funcionamiento con la curva de potencia del dispositivo, la cual corresponde a 965 kW. Ello da lugar a un factor de capacidad, cociente entre la potencia media de funcionamiento y la potencia a plena carga, del 32,17% lo cual es un valor esperado para este tipo de tecnología ya que de acuerdo con la Ref. (López et al., 2020) este se encuentra entre el 26,6% y 36,3%. Considerando el funcionamiento del dispositivo durante 24 h al día y reservando 20 días para mantenimiento de los 365,25 días al año se tiene total de 8292 horas al año. Por tanto, la energía que extraerá un dispositivo SeaGen U en esta zona sería de 8 GWh al año, por lo que el parque haría un total de 608 GWh al año.

7.2 Definición del escenario

7.2.1 Inversión

7.2.1.1 Presupuesto del proyecto

Para calcular el presupuesto del proyecto se han tomado de referencia los resultados obtenidos en el documento *"Influence of automated maneuvers on the economic feasibility of tidal energy farms"* correspondiente a la referencia (Segura, Morales, & Somolinos, 2019) y el documento *"Marine current energy devices: Current status and posible future applications in Ireland"*, Ref. (Rourke, Boyle, & Reynolds, 2010). En el primero se calculan los costes de un parque de corrientes de marea de 50,4 MW con 42 dispositivos de 1,2 MW y en el segundo caso 30 MW distribuidos en 30 dispositivos de 1 MW, disponiendo cada dispositivo de una turbina de flujo axial. La duración del ciclo de vida escogida por la Ref. (Segura et al., 2019) es de 20 años mientras que la Ref. (Rourke et al., 2010) es de 25 años, como la que se tomará en el presente proyecto. A continuación se presentan las diferentes partidas en las que se desglosarán los costes, siguiendo la clasificación propuesta por la Ref. (Segura et al., 2019), que servirá para obtener a su vez el coste de la inversión inicial teniendo en cuenta que este corresponde a la suma de los costes C1, C2, C3 y C4:

- C1: Costes de concepto y definición.
- C2: Costes de diseño y desarrollo.
- C3: Costes de fabricación.
- C4: Costes de instalación.
- C5: Costes de operación y mantenimiento.
- C6: Costes de retirada de servicio.

En la siguiente tabla se recogen los resultados obtenidos por ambas referencias siguiendo la clasificación anterior, los cuales se han expresado en £/MW de potencia instalada, teniendo en cuenta un factor de 1,14 (correspondiente al día 5 de mayo de 2020) para la conversión de libras a euros:

Tabla 34. Desglose de costes de los documentos de referencia en £/MW. Obtenido de Ref. (Segura et al., 2019) y Ref. (Rourke et al., 2010).

| Ítem | Sub-ítem | Ref. (Rourke et al., 2010) (£/MW) | Ref. (Segura et al., 2019) (£/MW) |
|-------|--|--------------------------------------|--------------------------------------|
| C1 | - | 1.292.606 | 131.405 |
| C2 | - | | 5.221 |
| C3 | C3.1 Góndola | | 721.532 |
| | C3.2 Estructura de apoyo | | 381.827 |
| | C3.3 Sistemas de exportación de la energía | | 733.842 |
| C4 | C4.1 Convertidores y plataformas | | 161.250 |
| | C4.2 Cables submarinos | 125.313 | |
| | C4.3 Dispositivo (TECs) | 234.754 | |
| C5 | - | 519.055 | 72.792 |
| C6 | - | 25.000 | - |
| TOTAL | | 1.997.910 | 2.471.083 |

A partir de estos costes, se puede estimar el correspondiente al proyecto en los dos primeros ítems mediante el promedio de ambas referencias en donde se ha aplicado una reducción del 20% en el coste de concepto y definición debido al factor de aprendizaje. Por otro lado, el coste de las góndolas también se puede estimar teniendo en cuenta que el dispositivo proyectado dispone de tres turbinas y aplicando una reducción por aprendizaje del 10%. De este modo los tres primeros costes son los siguientes:

$$C_1 = 86.983 \text{ £/MW} = 19.832.204 \text{ £}$$

$$C_2 = 4.320 \text{ £/MW} = 985.043 \text{ £}$$

$$C_{3,1} = 537.320 \text{ £/MW} = 122.508.935 \text{ £}$$

El resto de costes se calcularán de acuerdo a los siguientes apartados.

➤ **Coste de la estructura de apoyo:**

Este coste se ha obtenido aplicando la formulación propuesta por la Ref. (Antonio et al., 2012), la cual depende de las toneladas de acero que se obtienen directamente del diseño y de las horas implicadas, para lo cual se ha empleado el valor de horas por tonelada propuesto por esta referencia para la estructura de un molino eólico offshore flotante, el cual presenta características similares.

$$C_{estructura} = C_{acero} \cdot Peso_{est} + C_{mano\ obra} \cdot h_{necesarias} \cdot Peso_{est}$$

Siendo,

$$C_{acero} \rightarrow 538 \text{ €/T (Valor obtenido de la Ref. (Antonio et al., 2012))}$$

$$Peso_{est} \rightarrow 532,7 T \text{ (A partir del diseño estructural realizado sumando los espesores brutos de los dos modelos realizados)}$$

$$C_{mano obra} \rightarrow 40 \text{ €/h (Valor obtenido de la Ref. (Antonio et al., 2012))}$$

$$h_{necesarias} \rightarrow 40 \text{ h/T (Valor obtenido de la Ref. (Antonio et al., 2012))}$$

Sustituyendo:

$$C_{estructura} = 1.138.913 \text{ €}$$

Adicionalmente se ha añadido a esta partida el coste del pilote que sujeta la base de la estructura en celosía y el de la base de la estructura a partir de las toneladas del dispositivo mediante la fórmula propuesta por el estudio (López et al., 2020) el cual elabora un modelo para obtener los costes de una turbina de corrientes de marea. El coste de cada pilote se ha obtenido de la Ref. (Antonio et al., 2012), siendo de 130.000 € cada uno.

$$C_{base} = 150 \cdot Peso_{estructura} = 79.905 \text{ €}$$

Total coste estructura de apoyo teniendo en cuenta que se tendrán 76 TECs:

$$C_{3,2} = 102.510.138 \text{ €} = 89.921.173 \text{ £}$$

➤ Coste del sistema de exportación de la energía:

Este coste estará formado por el coste de los cables submarinos de exportación de 250 M, el de los cables de la línea interna del parque de 3MW, la subestación offshore (33 kV) y la subestación en tierra (33/132 kV) para lo cual se emplearán las fórmulas propuestas en la referencia Ref. (López et al., 2020).

Coste cables submarinos

Las distancias implicadas se han obtenido a partir del plano de la localización de la granja, en el caso del cable de exportación de 250 MW, mientras que el cable de la línea interna se ha estimado a partir de la disposición de la granja de modo que de cada dispositivo vaya un cable hasta la subestación submarina.

$$C_{cables submarinos} = C_{ce} + C_{cli}$$

$$C_{cables submarinos} = 230.000 \cdot l_{ce} \cdot P_{ce}^{0,52} + 50.000 \cdot l_{cli} \cdot P_{cli}^{0,5}$$

Siendo,

$$l_{ce} \rightarrow \text{Longitud del cable de exportación de 250 MW (2,5 km)}$$

$$l_{cli} \rightarrow \text{Longitud de la línea interna de 3 MW (53,2 km)}$$

$$P_{ce} \rightarrow \text{Potencia nominal del cable de exportación (250 MW)}$$

$$P_{cli} \rightarrow \text{Potencia nominal del cable de la línea interna (3 MW)}$$

Sustituyendo:

$$C_{cables submarinos} = 14.760.308 \text{ €}$$

Coste subestación offshore (33 kV)

$$C_{subt} = 80.000 \cdot P_{ce} = 20.000.000 \text{ €}$$

Coste subestación en tierra (33/132 kV)

$$C_{subt} = 20.000 \cdot P_{ce} = 5.000.000 \text{ €}$$

Coste total del sistema de exportación de energía

$$C_{3,3} = 14.760.308 + 20.000.000 + 5.000.000 = 39.760.308 \text{ €} = 34.877.463 \text{ £}$$

➤ Coste instalación convertidores y plataformas

Para obtener el coste de instalar los convertidores y plataformas se estimará a partir del coste de emplear un buque de trabajos submarinos y un buque de mantenimiento de tamaño medio, cuyos costes serán obtenidos de la referencia (López et al., 2020). Para ello se ha estimado por dispositivo un día de trabajo del buque de trabajos submarinos y 4 días del buque de mantenimiento.

$$C_{4.1} = C_{bts} \cdot días_{bts} + C_{bm} \cdot días_{bm}$$

Siendo,

$C_{bts} \rightarrow$ Coste diario trabajos submarinos ($60.000 \frac{\text{€}}{\text{día}} = 52.632 \frac{\text{£}}{\text{día}}$. Ref. (López et al., 2020))

$días_{bts} \rightarrow$ Se ha estimado un total de 40 días.

$C_{bm} \rightarrow$ Coste diario buque mantenimiento ($4.000 \frac{\text{€}}{\text{día}} = 3.509 \frac{\text{£}}{\text{día}}$. Ref. (López et al., 2020))

$días_{bm} \rightarrow$ Se ha estimado un total de 40 días.

$$C_{4.1} = 2.245.614 \text{ £}$$

➤ Coste instalación cables submarinos

El coste de instalar los cables submarinos se obtendrá a partir del tiempo empleado por el buque instalador además del coste asociado a adaptar la salida del cable a tierra (Obtenido de la Ref. (López et al., 2020)), el cual es de 2 M€ o en libras esterlinas 1.754.386 £ empleando la conversión 1,14 a día 5 de mayo de 2020.

$$C_{4.2} = C_{bics} \cdot días_{bics} \cdot l + C_{oat}$$

$C_{bics} \rightarrow$ Coste del buque cableero ($120.000 \frac{\text{€}}{\text{día}} = 105.263 \frac{\text{£}}{\text{día}}$. Ref. (López et al., 2020))

$días_{bics} \rightarrow$ De la Ref. (Antonio et al., 2012) se obtiene que se tardan 1,35 días por km de cable.

$l \rightarrow$ Longitud total de cable a instalar (55,7 km)

$C_{oat} \rightarrow$ Obra adaptación cable en la costa 1.754.386 £. Ref. (Antonio et al., 2012))

Sustituyendo,

$$C_{4.2} = 9.649.123 \text{ £}$$

➤ **Coste instalación TECs**

El coste de la instalación de los TECs se determinará como en casos anteriores a partir del coste y días empleados de los diferentes tipos de buques implicados, además del coste correspondiente a instalar los pilotes. En este caso se contará con buques de trabajos submarinos, buques de mantenimiento de tamaño medio, un remolcador, una grúa flotante de alta capacidad con posicionamiento dinámico y los que requiere la instalación de los pilotes.

Para estimar el número de días que se requieren los buques remolcadores y los de mantenimiento, que son los que se encargarán de transportar los dispositivos hasta la zona, así como de proporcionar apoyo durante el resto de tareas, se proponen los siguientes astilleros cercanos al punto donde se ubicará el proyecto con el correspondiente tiempo de navegación calculado suponiendo una velocidad de 8 nudos:

- Harland and Wolff Heavy Industries Limited, Belfast (13h)
- Dales Marine Services, Aberdeen (1d 20h)
- UK Docks Whitehaven (2d 4h)
- South Shields Shipyard (1d 5h)

Ello conlleva un valor medio por trayecto de 34,5h o 1d 11h y teniendo en cuenta que por trayecto se pueden llevar dos dispositivos conllevaría un total de 0,72 días por dispositivo. A este valor habría que sumarle un día por TEC para el montaje en el buque y el desmontaje en la zona de operación y además, se ha supuesto 1,28 días extra para cubrir el transporte de las palas, las tareas de apoyo que ellos realizarían entre otras cosas de modo que se tiene un total de 4 días por TEC en estos dos buques. Por tanto, el coste de instalación se calcula como sigue:

$$C_{4.3} = C_{bts} \cdot d_{bts} + C_{bm} \cdot d_{bm} + C_{gf} \cdot d_{gf} + C_r \cdot d_r + C_{pilotes} \cdot n_{pilotes}$$

Siendo,

C_{bts} → Coste buque trabajos submarinos ($60.000 \frac{\text{€}}{\text{día}} = 52.632 \frac{\text{£}}{\text{día}}$. Ref. (López et al., 2020))

d_{bts} → Se estima un día y medio por TECs, es decir, 114 días en total.

C_{bm} → Coste buque de mantenimiento ($4.000 \frac{\text{€}}{\text{día}} = 3.509 \frac{\text{£}}{\text{día}}$. Ref. (López et al., 2020))

d_{bm} → Se estiman 4 días por TECs, es decir, 304 días en total.

C_{gf} → Coste grúa flotante ($320.000 \frac{\text{€}}{\text{día}} = 280.702 \frac{\text{£}}{\text{día}}$. Ref. (López et al., 2020))

d_{gf} → Se estima un día por TECs, es decir, 76 días en total.

C_r → Coste buque remolcador ($4.000 \frac{\text{€}}{\text{día}} = 3.509 \frac{\text{£}}{\text{día}}$. Ref. (López et al., 2020))

d_r → Se estiman 4 días por TECs, es decir, 304 días en total.

$C_{pilotes}$ → Coste de instalar un pilote (200.000 € = 175.439 £. Ref. (Antonio et al., 2012))

$n_{pilotes}$ → Número de pilotes a instalar (76)

Sustituyendo:

$$C_{4.3} = 32.133.333 \text{ £}$$

➤ **Coste desinstalación TECs:**

El coste de la desinstalación de los TECs se calculará a partir del uso de los diferentes tipos de buques necesarios para ello:

$$C_6 = C_{bts} \cdot días_{bts} + C_{bm} \cdot días_{bm} + C_r \cdot días_r$$

Siendo,

$C_{bts} \rightarrow$ Coste buque trabajos submarinos ($60.000 \frac{€}{día} = 52.632 \frac{£}{día}$. Ref. (López et al., 2020))

$días_{bts} \rightarrow$ Se estima un día por TECs, es decir, 76 días en total.

$C_{bm} \rightarrow$ Coste buque de mantenimiento ($4.000 \frac{€}{día} = 3.509 \frac{£}{día}$. Ref. (López et al., 2020))

$días_{bm} \rightarrow$ Se estiman 4 días por TECs, es decir, 304 días en total.

$C_r \rightarrow$ Coste buque remolcador ($4.000 \frac{€}{día} = 3.509 \frac{£}{día}$. Ref. (López et al., 2020))

$días_r \rightarrow$ Se estiman 4 días por TECs, es decir, 304 días en total.

Sustituyendo:

$$C_6 = 6.133.333 £$$

Coste de operación y mantenimiento

En cuanto al coste de operación y mantenimiento, este se obtendrá a partir del desglose y los resultados recogidos en la Ref. (Segura et al., 2019), en el que los dispositivos suben a la superficie de manera automatizada de manera similar al actual proyecto. Estos valores se han expresado en £/dispositivo para que la comparación sea equitativa y a partir de estos se obtendrán los aplicables al proyecto teniendo en cuenta que el proyecto dispone de tres turbinas por dispositivo por lo que se han triplicado los costes por dispositivo de material, de las horas de trabajo y de las pérdidas productivas, las cuales se han estimado como el 15% de la suma de las mencionadas anteriormente, junto con el coste del transporte. En cuanto a este último se ha obtenido incrementándolo dos tercios, siendo esto un valor conservador ya que realmente el tiempo no aumentaría en gran medida al existir tres turbinas por cada uno de los TECs. Por último, el coste del seguro y de los gastos fijos será el 1% del CAPEX de modo que los valores finales del costo de operación y mantenimiento al año teniendo en cuenta los 76 TECs son los siguientes:

Tabla 35. Desglose del coste de operación y mantenimiento anual obtenido de la referencia (Segura et al., 2019) de acuerdo con las adaptaciones descritas anteriormente.

| Descripción | Material (£) | Transporte (£) | Horas trabajo (£) | Pérdidas productivas (£) | Total (£) |
|----------------------------------|--------------|----------------|-------------------|--------------------------|------------------|
| Limpieza de palas | - | 43.779 | 11.852 | 8.345 | 63.976 |
| Mantenimiento preventivo (Light) | 709.052 | 293.572 | 163.533 | 174.924 | 1.341.082 |
| Mantenimiento preventivo (High) | 1.103.171 | 477.170 | 124.000 | 255.651 | 1.959.993 |
| Mantenimiento correctivo | - | 146.017 | 23.895 | 25.487 | 195.399 |
| Seguro y gastos fijos | - | - | - | - | 3.182.862 |
| TOTAL C₅ | | | | | 6.743.312 |

Resumen costes del proyecto

En la siguiente tabla se presentan los resultados obtenidos para el ciclo de vida de la central por MW y total.

Tabla 36. Desglose de costes estimados para el proyecto.

| Ítem | Sub-ítem | Coste ciclo de vida por MW (£/MW) | Coste ciclo de vida (£) |
|--------------|--|-----------------------------------|-------------------------|
| C1 | - | 86.983 | 19.832.204 |
| C2 | - | 4.320 | 985.043 |
| C3 | C3.1 Góndola | 537.320 | 122.508.935 |
| | C3.2 Estructura de apoyo | 394.391 | 89.921.173 |
| | C3.3 Sistemas de exportación de la energía | 152.971 | 34.877.463 |
| C4 | C4.1 Convertidores y plataformas | 9.849 | 2.245.614 |
| | C4.2 Cables submarinos | 42.321 | 9.649.123 |
| | C4.3 Dispositivo (TECs) | 140.936 | 32.133.333 |
| C5 | - | 739.398 | 168.582.803 |
| C6 | - | 26.901 | 6.133.333 |
| TOTAL | | 2.135.390 | 486.869.025 |

Comparando los resultados obtenidos de las referencias (Segura et al., 2019) y (Rourke et al., 2010) se puede observar como el coste por MW construido obtenido es algo menor a la primera referencia a pesar de contar con 5 años más de ciclo de vida debido principalmente a la reducción de costes que conlleva el disponer de tres turbinas por dispositivo, así del aprendizaje que conlleva instalar más potencia. En cambio, el coste

por MW de potencia instalada es menor en la Ref. (Rourke et al., 2010) debido a posiblemente a contar con valores más conservadores en la operación y mantenimiento, así como en el coste de instalación:

Tabla 37. Comparativa del coste total.

| | Coste total (£) | LCC (£/MW) | Coste por dispositivo (£/dispositivo) |
|--|-----------------|------------|---------------------------------------|
| Coste ciclo de vida 25 años (Ref. (Rourke et al., 2010)) | 59.937.312 | 1.997.910 | 1.997.910 |
| Coste ciclo de vida 20 años (Ref. (Segura et al., 2019)) | 124.542.607 | 2.471.083 | 2.965.300 |
| Coste ciclo de vida 25 años (Proyecto) | 486.869.025 | 2.135.390 | 6.406.171 |

Gráficamente, dentro del CAPEX se observa el claro predominio del coste de fabricación frente al resto, seguido por el coste de instalación:

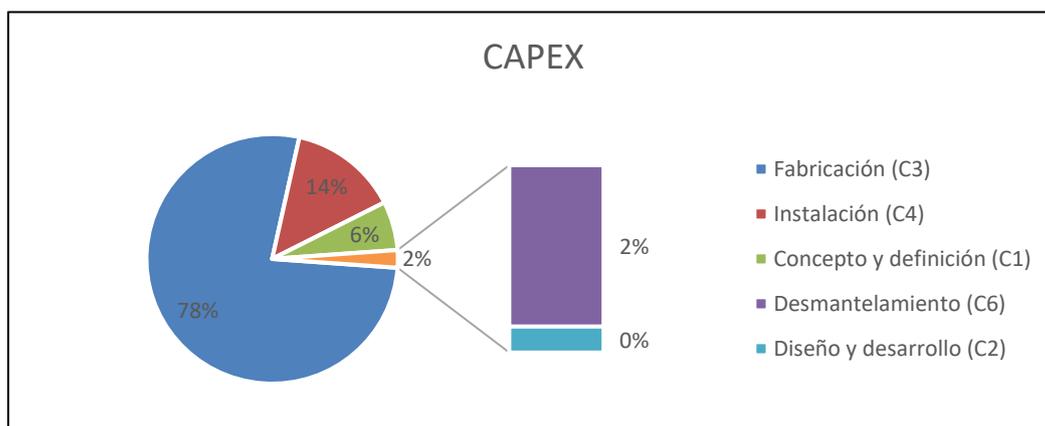


Figura 72. Distribución del CAPEX.

Desglosando el coste de fabricación se observa la gran importancia del coste de las góndolas, seguido por el coste de la estructura de soporte:

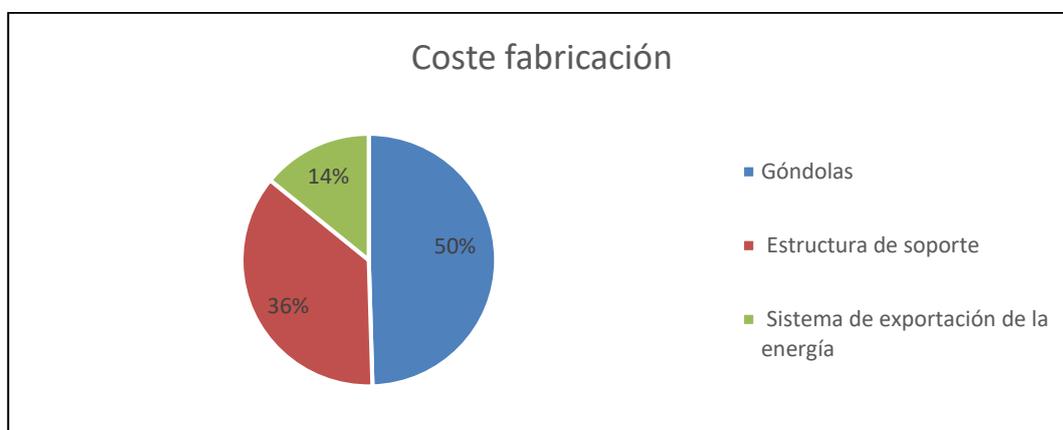


Figura 73. Distribución del coste de fabricación.

En cuanto a los costes operativos y de mantenimiento se tiene que el coste de los seguros y gastos fijos es el mayor, seguido por el coste del mantenimiento preventivo High, en el que se hace necesario desmontar la góndola y el mantenimiento preventivo, Light, el correspondiente al mantenimiento general de los equipos:

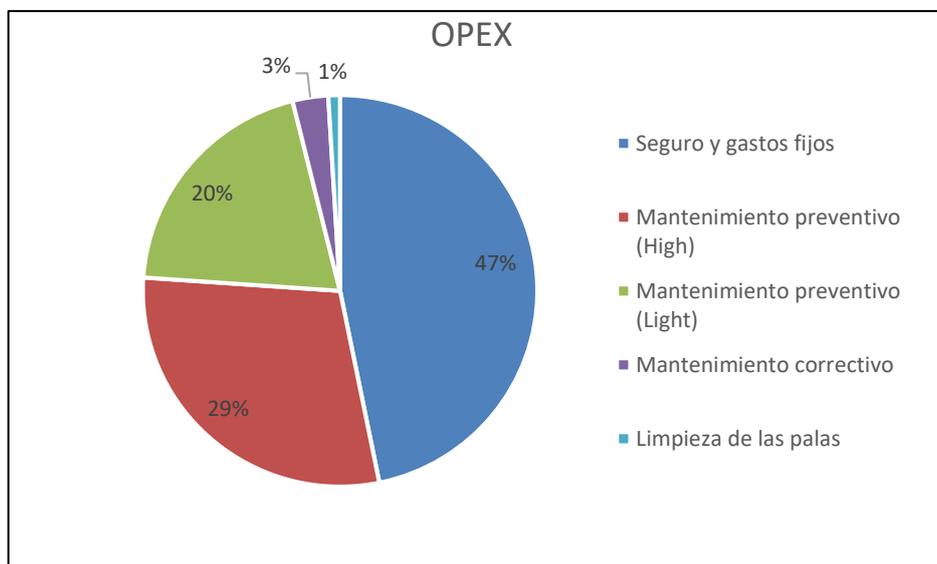


Figura 74. Distribución del OPEX.

7.2.1.2 Inversión inicial

Partiendo del apartado anterior, se tiene que la inversión que requiere el proyecto será de 312.152.889 £, inversión que se realizará durante los dos años que durará su construcción y que se compone de las siguientes partidas:

Tabla 38. Inversión inicial.

| Inversión inicial | Valor (£) | Valor Residual (£) |
|--|-------------|--------------------|
| Coste de concepto, definición, diseño y desarrollo (C1+C2) | 20.817.247 | 0 |
| Coste de fabricación (C3) | 247.307.571 | 0 |
| Coste de instalación (C4) | 44.028.070 | 0 |
| TOTAL | 312.152.889 | 0 |

7.2.1.3 Coste nivelado de la energía (LCOE)

El coste nivelado de la energía es el valor del coste total actual de construir y operar en este caso la central de aprovechamiento de corrientes marinas a lo largo su ciclo de vida para la zona escogida. Ello se obtendrá a partir de la fórmula recogida en la Ref. (Antonio et al., 2012):

$$LCOE = \frac{C_{CAPEX} + \sum_{t=1}^n C_{OPEX_t} \cdot (1+k)^{-t}}{\sum_{t=1}^n E_t \cdot (1+k)^{-t}}$$

Siendo,

C_{CAPEX} → Coste de inversión al año (12.731.449 £/año)

C_{OPEX} → Costes de operación y mantenimiento anuales (6.743.312 £/año)

E_t → Generación de energía actual (608.154 MWh/año)

t → Años de ciclo de vida (25 años)

k → Tasa de descuento o coste de capital (7,89 %, apartado 7.2.3.2)

Sustituyendo se obtiene lo siguiente:

$$LCOE = 150,85 \text{ £/MWh} = 171,97 \text{ €/MWh}$$

Comparando el valor obtenido con los otros estudios de dispositivos de corrientes marinas se tiene que es algo superior a estos pero realmente existe una gran dependencia del LCOE al variar la tasa de descuento o coste de capital como se puede ver en la siguiente gráfica obtenida manteniendo el resto de los parámetros mostrados anteriormente constantes:

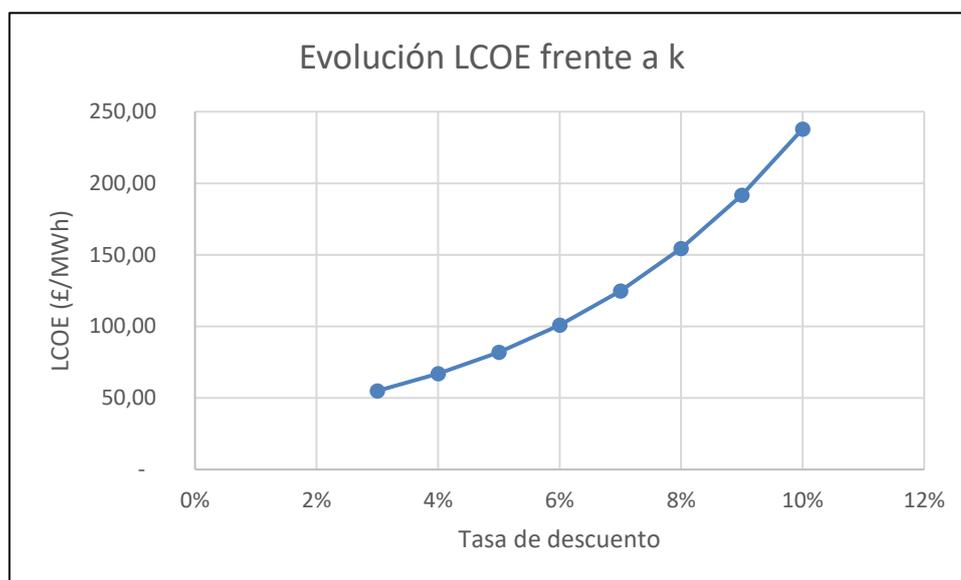


Figura 75. Evolución del LCOE del proyecto frente a la tasa de descuento (k).

Como se puede observar, para una tasa de descuento del 3% se tiene un LCOE de 54,92 £/MWh mientras que para una del 10% se obtiene 237,91 £/MWh. Comparando los resultados del proyecto, por tener una idea global únicamente ya que este depende principalmente de la zona, con otras referencias de turbinas de flujo axial para el aprovechamiento de corrientes de marea se tiene que los valores obtenidos están próximos a ellos aunque según el estudio (Jackson & Persoons, 2012) en un futuro cercano, el tipo de dispositivo SeaGen U que se ha empleado en el proyecto logrará alcanzar 37,34 £/MWh lo que implicaría llegar a ser menor incluso que el de la energía nuclear (55,39 £/MWh según esta misma fuente) por lo que probablemente los resultados obtenidos en este proyecto han sido algo conservadores aunque ello se hace necesario al carecer de suficientes datos debido al estado actual de la tecnología. Sin embargo, comparando otras referencias se obtienen valores menos optimistas como por ejemplo si se realiza la media del LCOE de las TECs de paso controlable de las referencias (López et al., 2020), (Segura et al., 2019), (Rourke et al., 2010) y (Antonio

et al., 2012), se obtiene 124,60 £/MWh lo cual se trata de un valor más realista actualmente ya que estaría equiparado con la eólica offshore. Frente a otro tipo de tecnologías extractoras de energía, en diferentes zonas geográficas por lo que el LCOE variará en función de ello, de manera general aún se encuentran con un coste de la energía superior como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 39. Diferentes LCOE según la fuente y el tipo de energía.

| Tipo de energía | Descripción | Valor | Zona geográfica | Fuente |
|--------------------|----------------------------------|--------------|----------------------------|----------------------------|
| Corriente de marea | Paso fijo | 178,95 £/MWh | Alderney Race, Reino Unido | (López et al., 2020) |
| | Paso controlado | 144,74 £/MWh | Alderney Race, Reino Unido | (López et al., 2020) |
| | Paso controlado | 126,32 £/MWh | Alderney Race, Reino Unido | (Segura et al., 2019) |
| | Paso controlado | 94 £/MWh | Irlanda | (Rourke et al., 2010) |
| | SeaGen S (futuro cercano) | 61,26 £/MWh | Irlanda | (Jackson & Persoons, 2012) |
| | SeaGen U (futuro cercano) | 37,34 £/MWh | Irlanda | (Jackson & Persoons, 2012) |
| Eólica offshore | Eólica offshore (futuro cercano) | 60,74 £/MWh | Irlanda | (Jackson & Persoons, 2012) |
| | Eólica offshore | 122,81 £/MWh | Galicia, España | (Antonio et al., 2012) |
| Nuclear | Nuclear (Futuro cercano) | 55,39 £/MWh | No especificado | (Jackson & Persoons, 2012) |
| | Nuclear | 44,37 £/MWh | No especificado | (Antonio et al., 2012) |
| Otros | Hidráulica | 39 £/MWh | No especificado | (Antonio et al., 2012) |
| | Ciclo combinado | 68,64 £/MWh | No especificado | (Antonio et al., 2012) |
| | Carbón | 71,83 £/MWh | No especificado | (Antonio et al., 2012) |

7.2.1.4 Amortización

La amortización es la expresión contable de la depreciación que sufren los bienes que integran el activo fijo por el uso, el paso del tiempo o la obsolescencia tecnológica. Según el artículo (EY, 2018) en el Reino Unido para equipos, maquinaria y plantas no existe un periodo máximo de amortización y el coeficiente lineal máximo será del 18%. Esto quiere decir que la amortización anual no puede ser mayor al 10% de su inversión. Estableciendo un sistema de amortización en cuotas constantes se tiene:

$$Cuota\ anual = \frac{Vc}{25} = \frac{312.152.889}{25} = 12.486.116\ £$$

Como excepción se tiene el último año (número 27) en el que además de lo anterior se amortizará el coste del desmantelamiento. Por tanto, la cuota total de ese año será de 18.619.449 £.

7.2.2 Operación

En el siguiente apartado quedan definidos los costes e ingresos derivados de la operación, la cual empezaría en el año 2 cuando los dispositivos estén construidos e instalados en la zona.

7.2.2.1 Costes operación y mantenimiento

Los costes de operación y mantenimiento (C5) ya se obtuvieron en el presupuesto del coste del ciclo de vida del proyecto, apartado 937.2.1.1 del documento. Este, incluyendo tanto el costo de operación y mantenimiento como el de los seguros y los gastos fijos, resulta de 6.743.312 £ libras anuales.

7.2.2.2 Ingresos

A partir del documento (DECC, 2015) se tiene que el pago por generar electricidad en el Reino Unido para el caso de tecnologías de conversión y eólica offshore es de entre 0,11439 £/kWh y 0,11989 £/kWh para el año 2012, de los cuales se tomará el valor más pequeño. Actualizando este valor de acuerdo con el IPC del Reino Unido desde enero de 2012 hasta junio de 2020, variación de un -3,1% se tiene un valor actualizado de 0,11084 £/kWh.

7.2.3 Entorno

7.2.3.1 Impuesto sobre sociedades

Teniendo en cuenta que la empresa tributará en el Reino Unido, siguiendo lo indicado en la página web del gobierno (Government of United Kingdom, 2020), se aplicará el tipo impositivo general del impuesto de sociedades el cual tiene un valor del 19%.

7.2.3.2 Coste de capital

El coste capital o también conocido como tasa de descuento (k), es una medida financiera que se aplica para determinar el valor actual de un capital futuro y evaluar proyectos de inversión, es decir, representa la rentabilidad media que un inversor exigirá a un proyecto actualizado a valor de hoy. Para su cálculo es necesario previamente calcular el coste de oportunidad de los fondos propios (k_{RP}) y, debido a la falta de datos se ha optado por estimarlo a un 10%. De este modo el coste de capital se calcularía como sigue:

$$k = CMPC = \frac{k_{RP} \cdot RP + i \cdot (1 - T_s) \cdot RA}{RP + RA}$$

Donde,

- k_{RP} → Coste de oportunidad (Estimado a un 10%)
- RP → Recursos propios, aportación de fondos del promotor (40%)
- RA → Recursos ajenos, crédito (60%)
- i → Coste de los intereses medios de la deuda (8%)
- T_s → Impuesto de sociedades (19%)

Sustituyendo:

$$k = 7,89 \%$$

7.2.4 Financiación

Se establecerá, a partir de valores usuales, que el 40% del proyecto será financiado a través de capital propio, mientras que el 60% restante lo será a través del capital ajeno aportado por el banco, el cual se devolverá a 9 años con un interés del 8% y se empleará el sistema de amortización francés donde el pago de principal es creciente y los intereses decrecientes. El crédito también conllevará un 0,5% de corretaje y un 1,5% de comisión los cuales se pagarán el año 1 a la vez que se recibe este.

7.3 Definición de los criterios de evaluación de proyectos

7.3.1 Valor actual neto (VAN)

El VAN se utiliza para comprobar si la inversión es realizable y para comparar inversiones. Representa el valor neto que le proporciona el proyecto al inversor por lo que para abordarlo deberá ser positivo o al menos nulo (no produciría ni pérdidas ni ganancias en este caso).

$$VAN = -I_o + \frac{FC_1}{(1+k)^1} + \frac{FC_2}{(1+k)^2} + \dots$$

Donde,

I_o → Inversión inicial del proyecto

k → Tasa de descuento

FC_1 → Flujo de caja del primer año (de igual manera con el resto de años)

7.3.2 Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión, es decir, el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto. El criterio será el siguiente:

- Si $TIR > k$, se aceptará el proyecto.
- Si $TIR = k$, indiferencia. Se podría llevar a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.
- Si $TIR < k$, se rechazará el proyecto. La rentabilidad mínima no es alcanzada.

7.3.3 Período de Recuperación (PR)

Se trata de otra herramienta de evaluación de proyectos la cual mide el tiempo que se tarda en devolver el desembolso inicial y se determina buscando el año en el que el VAN pasa a ser positivo. Lo deseable es que el período de recuperación sea lo menor posible ya que la incertidumbre de los factores que influyen en el estudio será mayor a medida que se este se prolongue en el tiempo y siempre se evitará que sea superior a la vida útil del proyecto. Hay que tener en cuenta que esta herramienta puede dar lugar a resultados engañosos ya que no detecta los resultados posteriores a la recuperación del desembolso inicial.

7.4 Resultados obtenidos de la viabilidad económica

7.4.1 Cash Flow Extraoperativo del Proyecto Sin Financiar (CFE PSF)

Como queda recogido en la Ref. (Castro-Santos, 2019), el Cash Flow Extraoperativo es la suma entre la inversión en el fondo de maniobra y el activo no corriente, que es la suma entre el inmovilizado intangible y el inmovilizado material. El primero está formado por el coste de concepto, definición, diseño y desarrollo, el de instalación y el de desmantelamiento, mientras que el segundo está compuesto por el coste de fabricación.

El activo corriente en este caso estará formado por el activo de la cuenta de clientes media (estimado como el equivalente a 1,5 meses de ingresos por explotación) y las necesidades de la tesorería (se estima como equivalente al costo de dos meses de explotación).

De manera general las fórmulas son las siguientes, de acuerdo con la Ref. (Castro-Santos, 2019):

$$(1) \text{Inmovilizado intangible}_{\text{año } 0 \text{ y } 1} = -\left(\frac{C_{\text{cddd}} + C_{\text{instalación}} + C_{\text{desm}}}{\text{Plazo}_{\text{construcción}}}\right) = -32.422.659 \text{ £}$$

$$\text{Inmovilizado intangible}_{\text{año } 27} = -C_{\text{desm}} = -6.133.333 \text{ £}$$

$$C_{\text{cddd}} = 20.817.247 \text{ £}$$

$$C_{\text{instalación}} = 44.028.070 \text{ £}$$

$$C_{\text{desm}} = 6.133.333 \text{ £}$$

$$(2) \text{Inmovilizado material} = \frac{-C_{\text{fabricación}}}{\text{Plazo}_{\text{construcción}}} = \frac{-247.307.571}{2} = -123.653.786 \text{ £}$$

$$(3) \text{Activo no corriente (ANC)} = (1) + (2)$$

$$(4) \text{Activo corriente (AC)} = \text{Deudores}_{\text{clientes}} + \text{Efectivo}_{\text{tesorería}}$$

$$\text{Deudores}_{\text{clientes}}(1,5 \text{ meses } \text{I explotación}) = \frac{1,5 * 67.410.127}{12} = 8.426.266 \text{ £}$$

$$\text{Efectivo}_{\text{tesorería}}(2 \text{ meses } \text{C explotación}) = \frac{2 * 6.743.312}{12} = 1.123.885 \text{ £}$$

$$(5) \text{Activo pasivo corriente (PC)} = \text{Deudas corto plazo} + \text{Acreedores comerciales}$$

$$(6) \text{Fondo de maniobra (FM)} = (4) - (5)$$

$$(7) \text{Inversión en fondo de maniobra} = FM_{\text{año } (i-1)} - FM_{\text{año } (i)}$$

$$(8) \text{Cash Flow extraoperativo (CFE)} = (3) + (7)$$

Aplicado a los años del proyecto se obtiene lo siguiente:

Tabla 40. CFE PSF en £ (fórmulas obtenidas de la ref. (Castro-Santos, 2019)).

| Año | [0,1] | [2] | [3, ..., 26] | [27] |
|-------------------------|--------------|------------|--------------|------------|
| (1) II (£) | -32.422.659 | 0 | 0 | -6.133.333 |
| (2) IM (£) | -123.653.786 | 0 | 0 | 0 |
| (3) ANC (£) | -156.076.444 | 0 | 0 | -6.133.333 |
| (4) AC (£) | 0 | 9.550.151 | 9.550.151 | 9.550.151 |
| (5) PC (£) | 0 | 0 | 0 | 0 |
| (6) FM (£) | 0 | 9.550.151 | 9.550.151 | 9.550.151 |
| (7) Inversión en FM (£) | 0 | -9.550.151 | 0 | 9.550.151 |
| (8) CFE PSF (£) | -156.076.444 | -9.550.151 | 0 | 3.416.818 |

7.4.2 Cash Flow Operativo del Proyecto Sin Financiar (CFO PSF)

A continuación se muestra el flujo de caja operativo del proyecto sin financiar:

Tabla 41. CFO PSF en £ (fórmulas obtenidas de la ref. (Castro-Santos, 2019)).

| Año | [0,1] | [2, ..., 26] | [27] |
|--|-------|--------------|-------------|
| (9) Ventas (£) | 0 | 67.410.127 | 67.410.127 |
| (10) Costes variables (£) | 0 | 0 | 0 |
| (11) Margen bruto (£): (9)+(10) | 0 | 67.410.127 | 67.410.127 |
| (12) Costes Fijos Desembolsables (£) | 0 | -6.743.312 | -6.743.312 |
| (13) Amortizaciones (£) | 0 | -12.486.116 | -18.619.449 |
| (14) Total costes fijos (£): (12)+(13) | 0 | -19.229.428 | -25.362.761 |
| (15) Beneficio Antes de Impuestos (£): (11)+(14) | 0 | 48.180.699 | 42.047.366 |
| (16) Impuesto de Sociedades (£) | 0 | -9.154.333 | -7.988.999 |
| (17) Beneficio después de Impuestos (£): (15)+(16) | 0 | 39.026.366 | 34.058.366 |
| (18) Cash Flow Operativo (£): (17)-(13) | 0 | 51.512.482 | 52.677.815 |

7.4.3 Cash Flow Total del Proyecto Sin Financiar (CFT PSF)

El flujo de caja total del proyecto sin financiar resulta de sumar los resultados obtenidos en el apartado 4.1 y 4.2 del documento. Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 42. CFT PSF (£)

| Año | [0, 1] | [2] | [3, ..., 26] | [27] |
|------------------|--------------|------------|--------------|------------|
| (19) CFT PSF (£) | -156.076.444 | 41.962.331 | 51.512.482 | 56.094.633 |

7.4.4 VAN, TIR, PR (Proyecto Sin Financiar)

A partir del CFT PSF se obtienen los valores de las principales herramientas de evaluación del proyecto:

Tabla 43. Resultados obtenidos para el proyecto sin financiar (VAN, TIR y PR)

| | |
|---------------------------------------|-------------|
| TIR | 14,58% |
| VAN (£) | 212.870.205 |
| Período de recuperación (años) | 11 |

A la vista de los resultados obtenidos, el proyecto sin financiar sería viable dado que cuenta con un TIR superior a la tasa de descuento, que en este caso es un 7,89%. Desde el punto de vista del VAN se tiene que el proyecto es aceptable ya que el VAN es positivo. Por último, el periodo de recuperación es aceptable ya que en 11 años estaría recuperada la inversión inicial, quedándole 14 años más de vida útil.

7.4.5 Préstamo

Como se comentó anteriormente, sistema de amortización del crédito será el francés, pudiendo obtenerse fácilmente con la fórmula PAGOPRIN para la devolución de principal y PAGOINT para los intereses. Por otro lado, el escudo fiscal se obtiene aplicando la siguiente fórmula, obtenida de (Castro-Santos, 2019):

$$\text{Escudo fiscal} = -\text{Impuesto de sociedades} \times \text{intereses de cada ejercicio}$$

Tabla 44. Desglose del crédito (£)

| Año | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| (20) Entradas (£) | 190.971.733 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| (21) Corretaje (£) | -954.859 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| (22) Comisiones (£) | -2.864.576 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| (23) Devolución de principal (£) | 0 | -15.292.961 | -16.516.398 | -17.837.710 | -19.264.726 |
| (24) CFE crédito (£) = (20)+(21)+(22)+(23) | 187.152.299 | -15.292.961 | -16.516.398 | -17.837.710 | -19.264.726 |
| (25) Intereses (£) | 0 | -15.277.739 | -14.054.302 | -12.732.990 | -11.305.973 |
| (26) Escudo fiscal (£) | 0 | 2.902.770 | 2.670.317 | 2.419.268 | 2.148.135 |
| (27) CFO crédito (£) = (25)+(26) | 0 | -12.374.968 | -11.383.984 | -10.313.722 | -9.157.838 |
| (28) CFT crédito (£) = (24)+(27) | 187.152.299 | -27.667.929 | -27.900.382 | -28.151.431 | -28.422.565 |

Tabla 45. Desglose del crédito (£) (Continuación)

| Año | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| (20) Entradas (£) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| (21) Corretaje (£) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| (22) Comisiones (£) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| (23) Devolución de principal (£) | -20.805.904 | -22.470.377 | -24.268.007 | -26.209.447 | -28.306.203 |
| (24) CFE crédito (£) = (20)+(21)+(22)+(23) | -20.805.904 | -22.470.377 | -24.268.007 | -26.209.447 | -28.306.203 |
| (25) Intereses (£) | -9.764.795 | -8.100.323 | -6.302.693 | -4.361.252 | -2.264.496 |
| (26) Escudo fiscal (£) | 1.855.311 | 1.539.061 | 1.197.512 | 828.638 | 430.254 |
| (27) CFO crédito (£) = (25)+(26) | -7.909.484 | -6.561.261 | -5.105.181 | -3.532.614 | -1.834.242 |
| (28) CFT crédito (£) = (24)+(27) | -28.715.388 | -29.031.638 | -29.373.188 | -29.742.062 | -30.140.445 |

7.4.6 Cash Flow Total del Proyecto Financiado (CFT PF)

El CFT PF será el resultado de sumar el CFT PSF 19 (tabla 33) y el CFT del crédito 28 (tabla 34):

Tabla 46. CFT PF (£)

| Año | (29) CFT PF (£) |
|-----|-----------------|-----|-----------------|-----|-----------------|-----|-----------------|
| 0 | -156.076.444 | 7 | 22.480.844 | 14 | 51.512.482 | 21 | 51.512.482 |
| 1 | 31.075.854 | 8 | 22.139.294 | 15 | 51.512.482 | 22 | 51.512.482 |
| 2 | 14.294.401 | 9 | 21.770.420 | 16 | 51.512.482 | 23 | 51.512.482 |
| 3 | 23.612.100 | 10 | 21.372.036 | 17 | 51.512.482 | 24 | 51.512.482 |
| 4 | 23.361.050 | 11 | 51.512.482 | 18 | 51.512.482 | 25 | 51.512.482 |
| 5 | 23.089.917 | 12 | 51.512.482 | 19 | 51.512.482 | 26 | 51.512.482 |
| 6 | 22.797.093 | 13 | 51.512.482 | 20 | 51.512.482 | 27 | 56.094.633 |

7.4.7 VAN, TIR, PR (Proyecto Financiado)

A partir del CFT PF se obtienen los valores de las principales herramientas de evaluación del proyecto:

Tabla 47. Resultados obtenidos para el proyecto financiado (VAN, TIR y PR)

| | |
|---------------------------------------|-------------|
| TIR | 17,89% |
| VAN (£) | 254.697.040 |
| Período de recuperación (años) | 10 |

En conclusión, en el caso del proyecto financiado se logran mejores resultados respecto al no financiado, siendo este también viable al contar con un TIR del 17,89% el cual es superior a la tasa de descuento, además de que el VAN obtenido es positivo y el periodo de recuperación es de 10 años por lo que se recuperaría la inversión inicial en menos de la mitad de su vida útil.

Por tanto, se podría invertir en el proyecto al ser viable y preferiblemente se debería hacer de manera financiada ya que en este caso los resultados son más favorables, debido principalmente a la reducción de impuestos derivada de contar con deuda, además de que al entregarse el dinero más tarde este va perdiendo su valor con el paso de los años.

7.5 Estudio de sensibilidad

En este apartado se estudiará el grado de incidencia de las variables de las que depende el proyecto y se determinarán los indicadores económicos en diferentes escenarios para lo que se empleará un modelo estático de Excel y un modelo dinámico de Crystal Ball de Oracle que realiza simulaciones a través de distribuciones de probabilidad con el objetivo de reducir la incertidumbre del modelo anterior.

7.5.1 Simulación mediante un modelo dinámico de Crystal Ball de Oracle

El modelo de simulación se ha creado introduciendo las siguientes distribuciones de probabilidad a las variables en donde se ha empleado la distribución normal en aquellos casos en los que se conoce el valor más probable, se tiene la misma probabilidad de estar por encima o por debajo de este y los valores tienen más probabilidad de estar cerca del valor medio, mientras que la distribución triangular se ha utilizado cuando se pueden estimar los valores mínimos, máximos y más probables:

Tabla 48. Distribuciones de probabilidad asignadas a las variables del proyecto.

| Variable | Tipo de distribución | Características |
|---------------------------|----------------------|---|
| Energía producida por TEC | Normal | Desviación estándar: 20% del valor original |
| Tarifa eléctrica | Normal | Desviación estándar: 20% del valor original |
| Coste de capital | Normal | Desviación estándar: 20% del valor original |
| Coste de implantación | Triangular | Mín.: 85% del valor; máx.: 120% del valor |
| Tipo de interés | Normal | Desviación estándar: 10% del valor original |
| Costes O&M | Triangular | Mín.: 90% del valor; máx.: 120% del valor |
| Impuesto de sociedades | Triangular | Mín.: 90% del valor; máx.: 110% del valor |

Con estos valores se ha realizado una simulación de 1000 casos, cuyos resultados se comentarán a continuación, comenzando por la contribución de las variables estudiadas en el VAN y en el TIR:

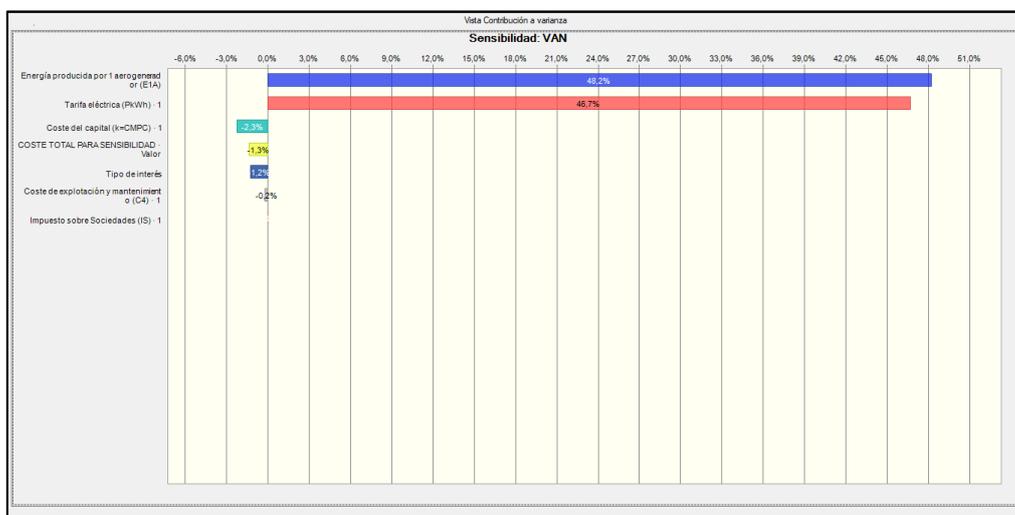


Figura 76. Contribución de las variables en el VAN.

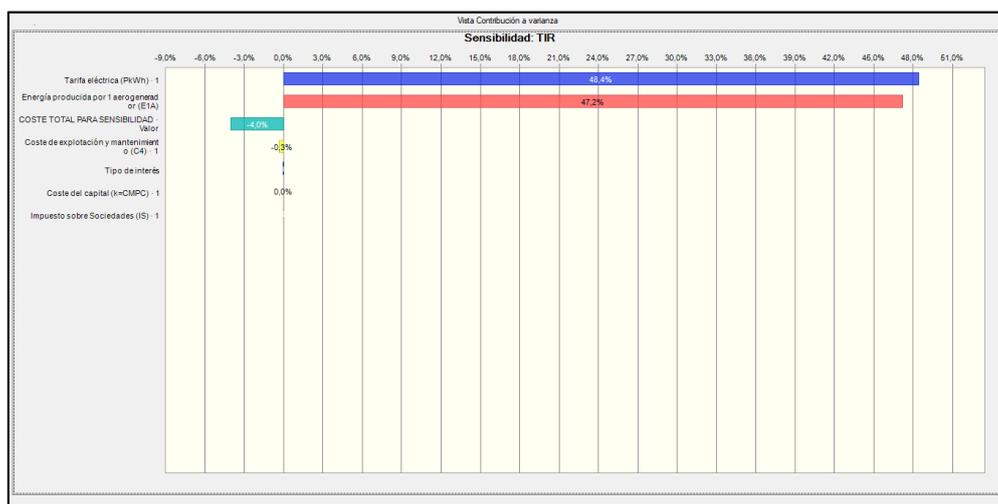


Figura 77. Contribución de las variables en el TIR.

Expresando estos resultados en forma de tabla:

Tabla 49. Contribución de las distintas variables en el VAN y en el TIR.

| Variable | Contribución VAN | Contribución TIR |
|---------------------------|------------------|------------------|
| Energía producida por TEC | 48,2 % | 47,2 % |
| Tarifa eléctrica | 46,7 % | 48,4 % |
| Coste de capital | -2,3 % | 0 % |
| Coste de implantación | -1,3 % | -4 % |
| Tipo de interés | 1,2 % | 0 % |
| Costes O&M | -0,2 % | -0,3 % |
| Impuesto de sociedades | 0 % | 0 % |

A partir de estos resultados se puede observar claramente que las dos variables más influyentes tanto en el VAN como en el TIR son la energía producida por dispositivo instalado y el valor de la tarifa eléctrica siendo este el valor que más contribuye en el TIR. En el *Anexo: Resultados análisis de sensibilidad (correlaciones)* quedan recogidas las gráficas correspondientes a las contribuciones y a las correlaciones de las variables. A continuación se muestran las gráficas de las previsiones obtenidas para el VAN y el TIR en los distintos casos:

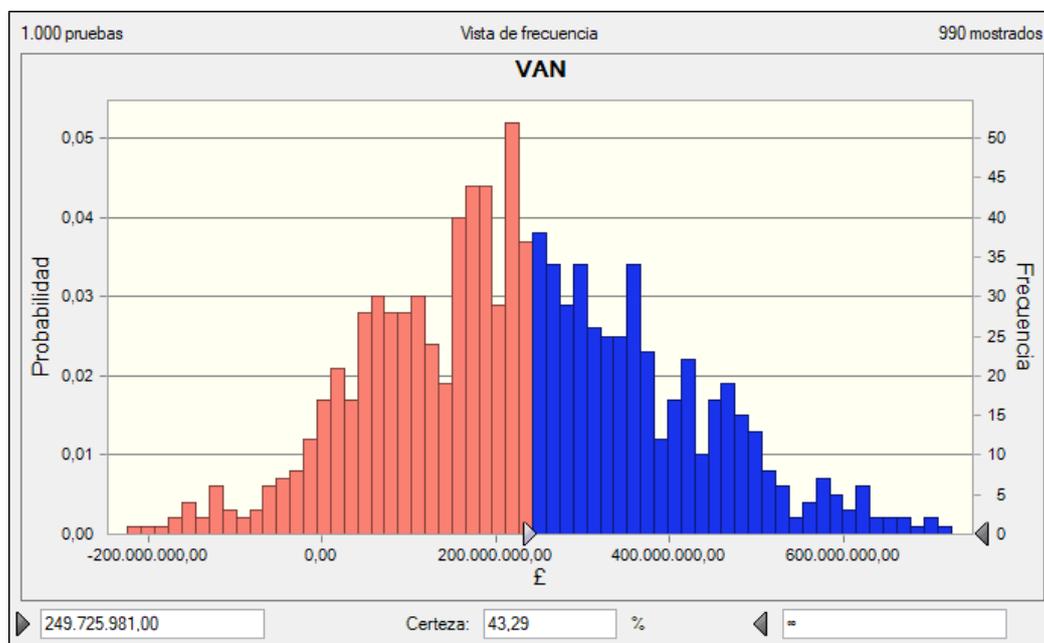


Figura 78. Probabilidades de los diferentes casos (VAN).

De la gráfica anterior se puede observar que el nivel de certeza de que el proyecto obtenga un valor igual o superior al VAN obtenido en el estudio económico (249.725.981 £) es del 43,29%.

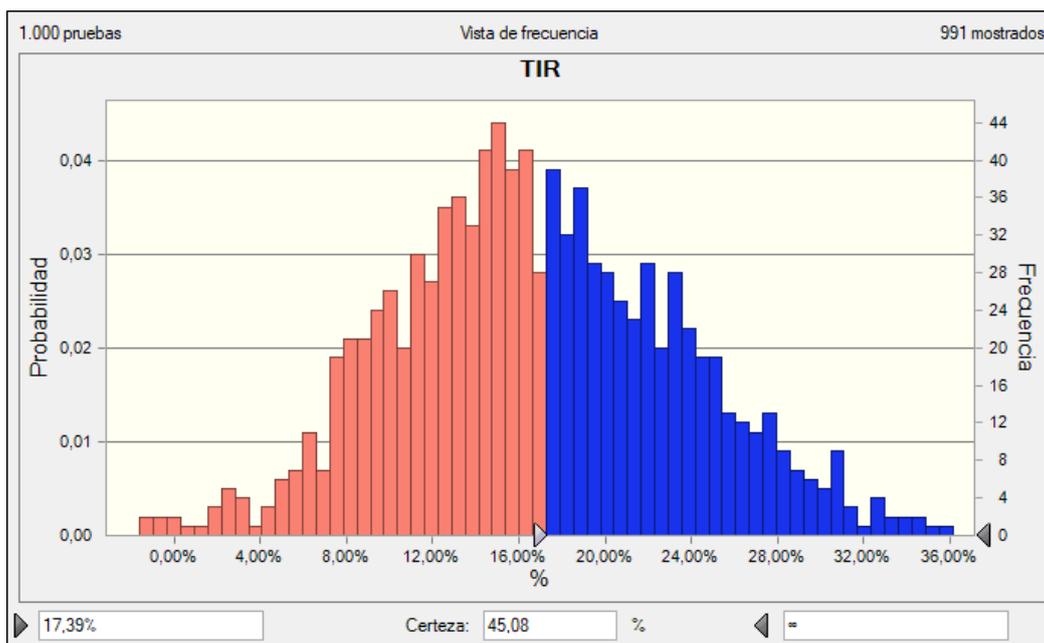


Figura 79. Probabilidades de los diferentes casos (TIR).

En este caso la probabilidad de conseguir una tasa interna de retorno igual o superior a la calculada (17,39 %) es del 45,08 %.

Por último, comprobando la probabilidad de obtener un VAN igual o superior a 0 se tiene que el nivel de certeza es del 93,83 %.

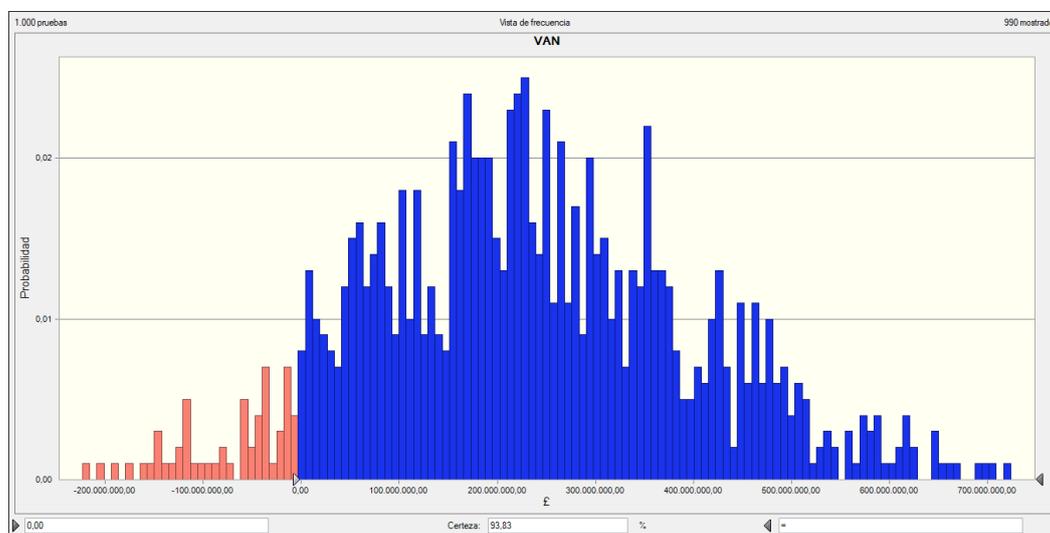


Figura 80. Probabilidad de obtener un VAN igual o superior a cero.

7.5.2 Simulación empleando un modelo estático de Excel

Adicionalmente se ha realizado una simulación mediante Excel para comparar los resultados donde además de estudiar la incidencia relativa de las variables y varios posibles escenarios han calculado los valores críticos, que anulan el VAN, de las variables más influyentes. En primer lugar se tiene que la incidencia relativa de estas es la siguiente:

Tabla 50. Incidencia relativa de las variables.

| | VAN | TIR | PR |
|----------------------------------|--------|--------|-------|
| Energía producida por TEC (-20%) | -46,8% | -27,6% | 40,0% |
| Tarifa eléctrica (-20%) | -46,8% | -27,6% | 40,0% |
| Coste de implantación (+20%) | -21,6% | -20,2% | 30,0% |
| Tipo de interés (+20%) | -16,5% | -3,1% | 10,0% |
| Coste capital (+20%) | -13,6% | 0,0% | 10,0% |
| Costes O&M (+20%) | -4,7% | -2,7% | 10,0% |
| Impuesto de sociedades (+20%) | -3,9% | -3,8% | 10,0% |

De la tabla anterior se puede observar que las variables que inciden en mayor medida en la viabilidad del proyecto son la energía producida por estos, la tarifa eléctrica, el coste de implantación del proyecto y el tipo de interés. Como es de esperar tanto la variación de la energía producida como la tarifa eléctrica influyen en igual medida dada la relación directa que existe entre estas en la fórmula de los ingresos de explotación.

Esta variación del 20% de la energía extraída si se diera únicamente por la modificación de la velocidad de la corriente manteniendo las pérdidas constantes implicaría una velocidad media anual para la zona de 1,58 m/s.

Se propone analizar también diferentes escenarios pesimistas y optimistas para ver la evolución de los indicadores económicos para lo cual se variará en un $\pm 10\%$, $\pm 15\%$ y 20% las variables más influyentes anteriormente mencionadas, las cuales dependen de factores ambientales y económicos, entre otras cosas. En la siguiente gráfica se pueden observar los resultados obtenidos:

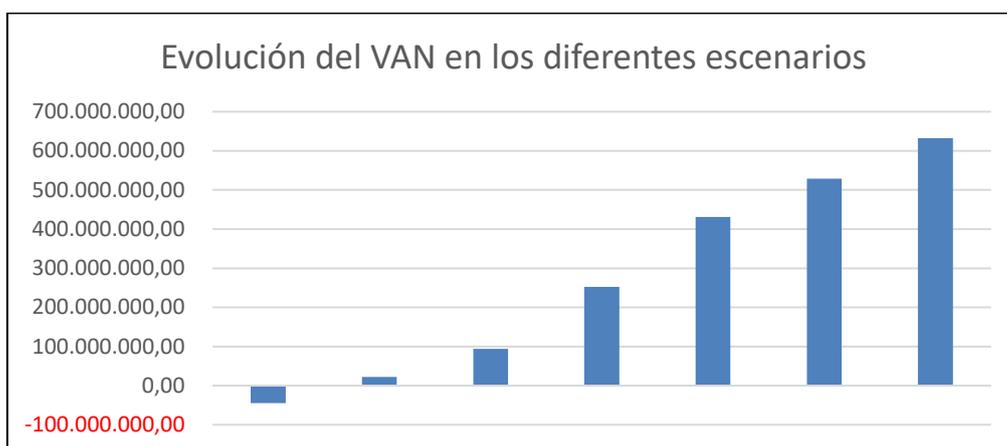


Figura 81. Evolución del VAN en los diferentes escenarios planteados.

Tras visualizar la gráfica, rápidamente se puede observar que solo el escenario más pesimista creado tiene un VAN negativo y por tanto no sería viable económicamente. En cuanto al escenario pesimista (15%) realmente lo sería pero con muy poco margen ya que el TIR es muy cercano al 7,89% de la tasa de descuento y el periodo de recuperación de la inversión es de 24 años, quedando 4 restantes. No obstante, se podría asumir dicha incertidumbre igualmente con el fin de desarrollar este tipo de tecnología ya que cuando se adquiriera experiencia podría llegar a ser una opción competitiva. En el resto de casos menos pesimistas no queda duda de que el proyecto es viable.

Tabla 51. Resultados para los diferentes escenarios planteados.

| | VAN (£) | TIR | PR (años) |
|---------------------------|-------------|-------|-----------|
| Escenario optimista (20%) | 632.542.877 | 35,7% | 4 |
| Escenario optimista (15%) | 528.666.747 | 30,5% | 5 |
| Escenario optimista (10%) | 430.821.823 | 25,8% | 6 |
| Valores actuales | 252.107.184 | 17,7% | 10 |
| Escenario pesimista (10%) | 94.297.368 | 11,3% | 17 |
| Escenario pesimista (15%) | 22.521.917 | 8,6% | 24 |
| Escenario pesimista (20%) | -44.750.734 | 6,1% | 28 |

Por último, mediante la función objetivo del Excel se buscarán aquellos valores que anulan el VAN, variando cada uno de los cuatro parámetros más influyentes mientras se mantiene el resto constante, logrando conocer de este forma los valores límites a partir de los cuales el proyecto no es viable:

Tabla 52. Valores críticos de las variables más influyentes.

| | Valor original | Valor crítico | Variación |
|-------------------------------------|----------------|---------------|-----------|
| Energía producida por TEC (kWh/año) | 8.002.021 | 4.559.242 | -43,0% |
| Tarifa eléctrica (£/kWh) | 0,11084 | 0,06315 | -43,0% |
| Coste de implantación (£) | 318.286.222 | 601.231.923 | 88,9% |
| Tipo de interés | 8% | 19% | 137,5% |

7.6 Conclusiones del estudio económico

Una vez realizado el estudio económico se puede concluir que el proyecto de la central de aprovechamiento de corrientes marinas formada por 76 TECs supondría una inversión rentable en la zona escogida ya que analizando la sensibilidad con ambos modelos, estático y dinámico, se obtienen resultados favorables aunque con mayor fiabilidad en el segundo al contar con 1000 casos con valores de las variables aleatorias de acuerdo con las distribuciones asignadas. En los dos tipos se ha obtenido que los parámetros más influyentes en la rentabilidad son la energía producida por dispositivo, la tarifa eléctrica y, en menor medida, el coste de implantación por lo que pese a las limitaciones del tipo estático los resultados no distan en gran medida. Los valores de mayor relevancia obtenidos del modelo dinámico de los cuales se observa que el proyecto es viable son los siguientes:

- Probabilidad del 93,83% de alcanzar un valor del VAN igual a 0 o superior.
- Probabilidad del 43,29% de un VAN igual o superior al obtenido (249.725.981 £). Probabilidad del 45,08% de un TIR igual o superior a 17,39%, lo cual es notablemente superior a la tasa de descuento que es de 7,89%.
- Periodo de recuperación de 11 años, quedando más de la mitad de la vida útil del proyecto.

Si se considera que la reducción del valor de la energía producida por dispositivo hasta el valor crítico viene directamente producida por la variación de la velocidad de la corriente sin variar las pérdidas se tendría una velocidad media anual para la zona de 1,41 m/s siendo esta la corriente mínima crítica que haría el VAN 0. Empleando la proporción entre las corrientes vivas y muertas de la zona se contaría con una corriente media de 1,88 m/s en las mareas vivas y de 0,93 m/s durante las muertas por lo que se ha conseguido mejorar la afirmación de la Ref. (Scottish Government, 2015) realizada en 2012 en la que dice que sólo las zonas con potencial alto, es decir, con corrientes máximas superiores a 2,5 m/s serían consideradas adecuadas con la tecnología de ese momento. Ello se ha logrado reducir empleando el diseño SeaGen U el cual dispone de tres turbinas por dispositivo y permite elevar el dispositivo hasta la superficie con el consiguiente ahorro en el mantenimiento.

Respecto a la financiación o no del proyecto, se ha demostrado que convendría financiarlo no solo por la cantidad de dinero que se requiere sino porque realmente su rentabilidad aumentaría debido a la reducción de impuestos derivada de contar la empresa con deuda, además de que al entregarse el dinero más tarde este va perdiendo

su valor con el paso de los años. Asimismo, también interesa ya que se acaba compartiendo el riesgo de la inversión con el banco.

No obstante, el coste nivelado de la energía (LCOE) que se ha obtenido, 150,85 £/MWh, supone un valor superior al resto de tecnologías que disponen de un mayor grado de desarrollo tales como la energía eólica offshore. Esta carencia realmente se ve compensada por la alta capacidad de predicción a largo plazo del recurso energético involucrado con la consiguiente facilidad de incorporar la producción a la red eléctrica.

Teniendo en cuenta que el proyecto planteado con el estado actual de la tecnología sería rentable en la zona escogida, de gran potencial de corrientes, pese a tener un LCOE alto es de notar que cuando se evolucione su grado de desarrollo, el cual es bastante amplio, en un futuro cercano podría llegar a ser una opción de energía renovable con una alta previsibilidad de largo alcance en el tiempo. Esta evolución, a su vez, supondría la posibilidad de desarrollar esta tecnología en otras zonas donde el potencial de corrientes sea menor pero suficiente para compensar los menores LCOE que se tendrán.

A partir del desglose del presupuesto se puede comprobar la gran repercusión del coste de fabricación sobre el coste de adquisición final, siendo del 78%, y dentro de este se observa el predominio del coste de la góndola (50%) seguido de la estructura de soporte (36%) por lo que se podría mejorar la rentabilidad y el coste nivelado de la energía mejorándolos a través de la estandarización, escala, mejoras en el diseño y la propia experiencia que adquiera la industria en este tipo de fabricación. El siguiente ítem del CAPEX es el coste de instalación (14%) el cual se reduciría en base a la experiencia en proyectos similares y en la creación de buques especializados en este tipo de instalación. En cuanto a los componentes del OPEX se tiene que el mayor coste es el de los seguros y costes fijos (47%) el cual se podría reducir cuando con la experiencia se demuestre la correcta supervivencia de estos dispositivos a lo largo de su vida útil.

Por tanto, se puede concluir en que este tipo de tecnología es viable económicamente pese al poco grado de desarrollo del que dispone actualmente y en un futuro cercano cuando consiga reducir el coste nivelado de la energía podría llegar a ser una solución competente y limpia que ofrece una alta predicción de la producción a largo plazo.

8 CONCLUSIONES GENERALES

En conclusión, se ha propuesto una estructura para el dispositivo SeaGen U que cumple con las condiciones impuestas desde el punto de vista estructural y desde el punto de vista económico ya que resulta viable tras estudiar la disposición del parque y la zona. Por tanto, queda demostrado que con el desarrollo de esta tecnología se podría contar en un futuro con una fuente alternativa de energía que se caracteriza por disponer de una alta capacidad de predicción y que se encuentra en muchos puntos del mundo.

De cara al futuro desarrollo de esta tecnología, se hace necesario la reducción de sus costes para que la hagan ser una opción competitiva dentro de las renovables y seguir desarrollando alternativas al almacenamiento de la energía producida ya que ello podría ser una de las opciones que aumentaría su competitividad.

La aceptación pública de esta tecnología se espera que sea alta ya que desde el punto de vista medioambiental, el impacto es mínimo dado que no existe contaminación visual directa al igual que el ruido audible. Respecto al impacto en la vida marina, al girar a velocidades lentas se espera que la mortalidad de estas especies sea reducida. De este modo, se podría explotar el recurso energético de las corrientes de marea sin los efectos negativos de una presa de marea.

Este proyecto posibilita, entre otros, la realización de los siguientes estudios partiendo de la base creada:

- Estudio de detalles estructurales en el diseño propuesto.
- Obtención del rendimiento de operación mediante CFD.
- Estudio del suelo en la zona y diseño de la base de soporte.
- Estudio del impacto medioambiental en detalle.
- Obtención de la frecuencia de desprendimiento de vórtices para comprobar la posibilidad de resonancia con la estructura realizada.

9 REFERENCIAS

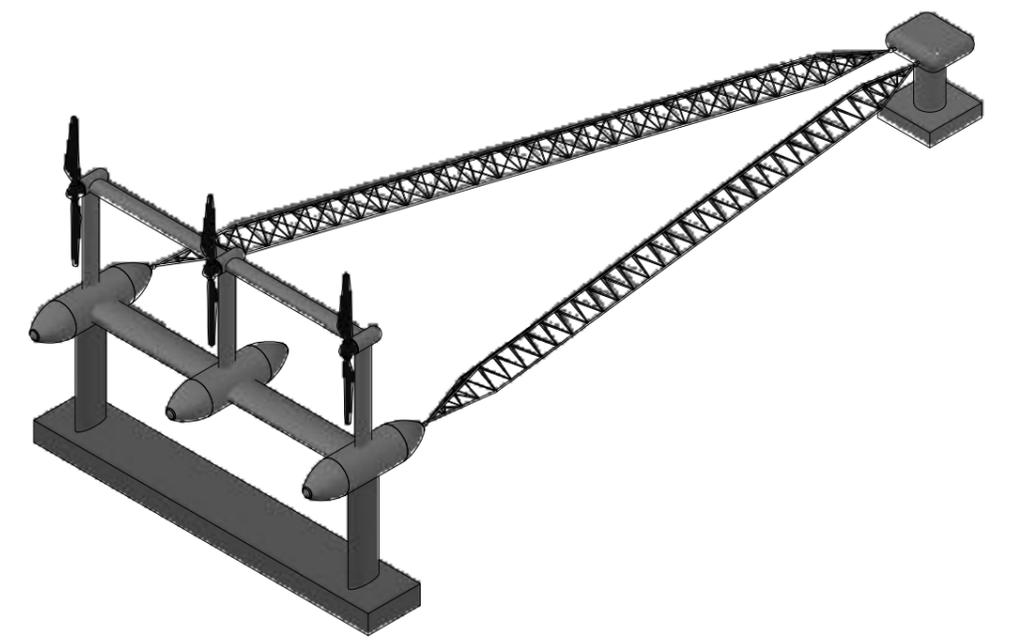
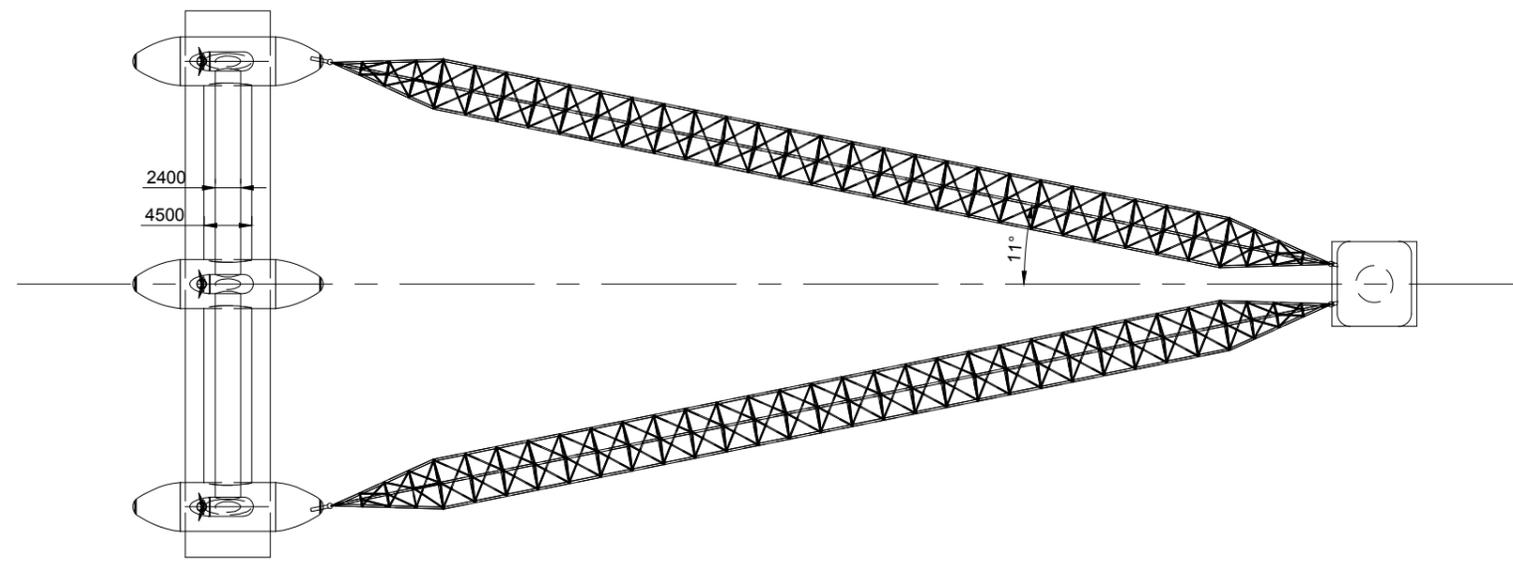
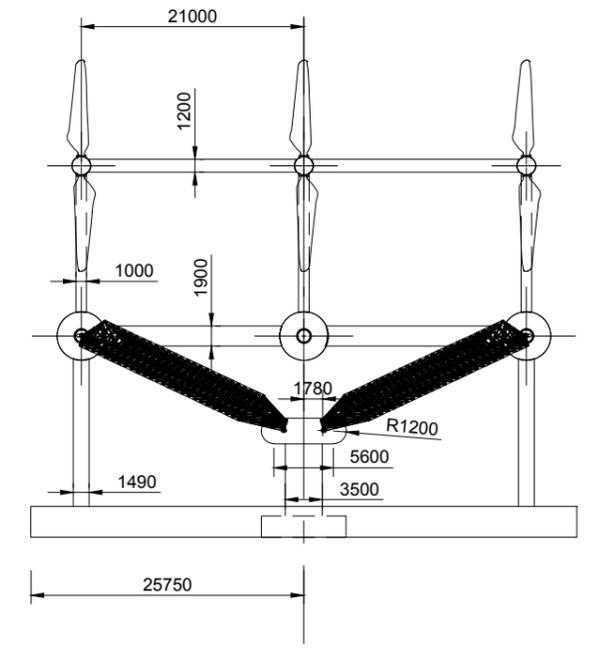
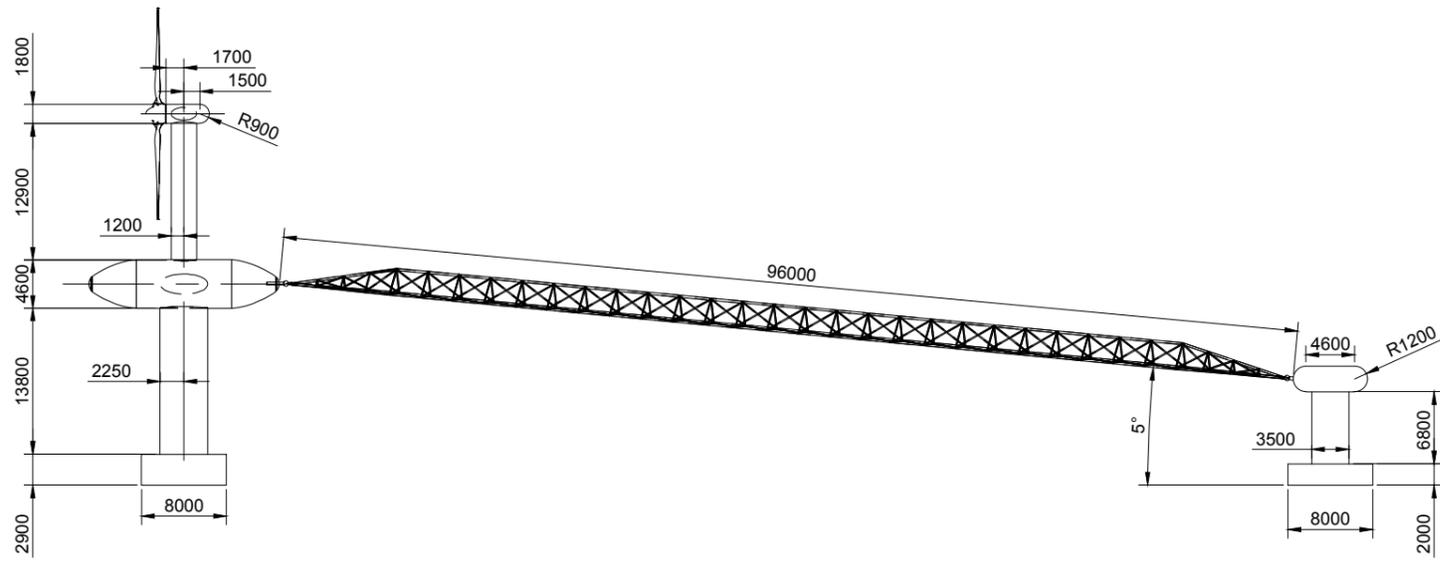
- Antonio, J., Muñoz, S., & El, R. (2012). *Estudio técnico-financiero sobre la construcción de un parque eólico marino flotante en el litoral español*. 1–41.
- Atlantis Resource Corp. (2019). *AR1500 Tidal Turbine*. Retrieved from <https://www.atlantisresourcesltd.com/wp/wp-content/uploads/2016/08/AR1500-Brochure-Final-1.pdf>
- BEIS. (2019). The UK'S Draft Integrated National Energy and Climate Plan (NECP). In *The National Archives*. Retrieved from https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/774235/national_energy_and_climate_plan.pdf
- Bryden, I. G., Naik, S., Fraenkel, P., & Bullen, C. R. (1998). Matching tidal current plants to local flow conditions. *Energy*, 23(9), 699–709. [https://doi.org/10.1016/S0360-5442\(98\)00021-8](https://doi.org/10.1016/S0360-5442(98)00021-8)
- Bureau Veritas. (2015). *Current and Tidal Turbines Guidance Note*. (May 2015).
- Castro-Santos, L. (2019). *Tema 9: Viabilidad de proyectos*.
- DECC. (2015). *Contracts for Difference Allocation Round One Outcome*. (February 2015), 3. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/statistics/contracts-for-difference-cfd-allocation-round-one-outcome>
- European Marine Energy Centre. (n.d.). EMEC. Retrieved from Tidal Devices website: <http://www.emec.org.uk/marine-energy/tidal-devices/>
- Evans, P. S. (2014). *Hydrodynamic Characteristics of Macrotidal Straits and Implications for Tidal Stream Turbine Deployment*. (September). <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.11264.23043>
- EY. (2018). *Worldwide Capital and Fixed Assets Guide 2018*. 139.
- Fraenkel, P. (2010). Practical tidal turbine design considerations : a review of technical alternatives and key design decisions leading to the development of the SeaGen 1 . 2MW tidal turbine. *Ocean Power Fluid Machinery Seminar*, (October), 1–19.
- Garro, R. (n.d.). Para náuticos. Retrieved from Mareas - Tipos de mareas website: <http://www.paranauticos.com/Notas/Tecnicas/Mareas/tipos-mareas.htm>
- González, M., Liria, P., Amate, J., Domínguez, J., & Uyarra, M. C. (2012). Revista de investigación marina, AZTI-Tecnalia. *Propuesta de Clasificación Del Potencial de Las Corrientes, Mareas y Oleaje Para Su Posible Aprovechamiento Energético*, 19(4), 83–91.
- Government of United Kingdom. (2020). Guidance: Rates and allowances for Corporation Tax. Retrieved July 20, 2020, from GOV.UK website: <https://www.gov.uk/government/publications/rates-and-allowances-corporation-tax/rates-and-allowances-corporation-tax>
- Goward Brown, A. J., Neill, S. P., & Lewis, M. J. (2017). Tidal energy extraction in three-dimensional ocean models. *Renewable Energy*, 114, 244–257. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.04.032>
- Halse, K. H. (1997). *On Vortex Shedding and Prediction of Vortex-Induced Vibrations of Circular Cylinders*. 287.
- Iyer, A. S., Couch, S. J., Harrison, G. P., & Wallace, A. R. (2013). Variability and phasing of tidal current energy around the United Kingdom. *Renewable Energy*, 51, 343–357. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.09.017>
- Jackson, D., & Persoons, T. (2012). Feasibility study and cost-benefit analysis of tidal

- energy: A case study for Ireland. *Proceedings of the 4th International Conference on Ocean Energy (ICOE), October 17-19, 2012, Dublin, Ireland, (May 2002).*
- Legrand, C., Black and Veatch, & Emec. (2009). *Assessment of Tidal Energy Resource.*
- López, A., Morán, J. L., Núñez, L. R., & Somolinos, J. A. (2020). Study of a cost model of tidal energy farms in early design phases with parametrization and numerical values. Application to a second-generation device. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 117*(June 2018). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109497>
- Máxima Uriarte, J. (2019). Océanos: clasificación, características y contaminación. Retrieved March 19, 2020, from <https://www.caracteristicas.co/oceanos/>
- Méndez Díaz, A. (2011). Tema 4.- Fuerzas sobre estructuras en el ambiente marino (REV. 00). *Estructuras Oceánicas.*
- Ministerio para la Transición Ecológica el Reto Demográfico. (2021). *Borrador Actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030.*
- Ouro, P., Ramírez, L., & Harrold, M. (2019). Analysis of array spacing on tidal stream turbine farm performance using Large-Eddy Simulation. *Journal of Fluids and Structures, 91*, 102732. <https://doi.org/10.1016/j.jfluidstructs.2019.102732>
- Rourke, F. O., Boyle, F., & Reynolds, A. (2010). Marine current energy devices: Current status and possible future applications in Ireland. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14*(3), 1026–1036. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.11.012>
- Scottish Government, T. (2015). *PILOT PENTLAND FIRTH AND ORKNEY WATERS MARINE SPATIAL PLAN CONSULTATION DRAFT Socio-Economic Baseline Review.* (March).
- Segura, E., Morales, R., & Somolinos, J. A. (2019). Influence of automated maneuvers on the economic feasibility of tidal energy farms. *Sustainability (Switzerland), 11*(21), 1–22. <https://doi.org/10.3390/su11215965>
- SEI. (2004). *Tidal & Current Energy Resources in Ireland.* 82.
- Simec Atlantis Energy. (2019). *SeaGen-S The SeaGen Advantage.* 1–5.
- SIMEC ATLANTIS ENERGY. (n.d.). SIMEC ATLANTIS ENERGY. Retrieved March 26, 2020, from Tidal stream projects: MEYGEN website: <https://simecatlantis.com>
- Smart, G., & Noonan, M. (2018). *Tidal Stream and Wave Energy Cost Reduction and Industrial Benefit: Summary Analysis.* (April 2018), 21. Retrieved from <https://www.marineenergywales.co.uk/wp-content/uploads/2018/05/ORE-Catapult-Tidal-Stream-and-Wave-Energy-Cost-Reduction-and-Ind-Benefit-FINAL-v03.02.pdf>
- The Labour Party. (2019). *Thirty by 2030.*
- Veritas, D. N. (2007). Environmental conditions and environmental loads. In *Dnv.*

10 ANEXOS

10.1 Plano disposición general

En la siguiente página queda recogido el plano de la disposición general (DRG-0001) en formato A3.



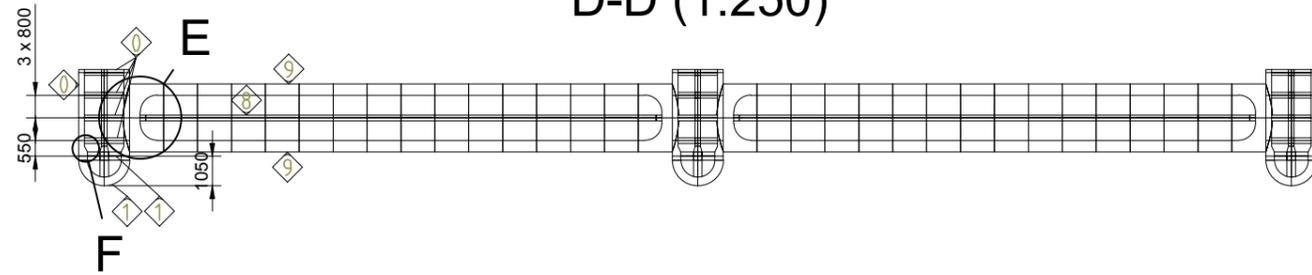
| | | | | |
|--------------------------------------|------------------------------------|---------------------|----|---------------------|
| Dibujado por VERA FERRERA, JAVIER | Revisado por BALSA BARROS, SAÚL | Proyección | | Escala 1:800 |
| UNIVERSIDAD DE CORUÑA | | DISPOSICIÓN GENERAL | | Fecha 27/08/2020 |
| TFM: MENO-1920-19 | | DRG-0001 | A3 | Hoja: 1 de 1 |

10.2 Planos estructurales

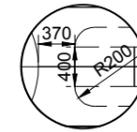
En las siguientes páginas quedan recogidos los planos estructurales en formato A3. El orden de aparición es el siguiente:

- Plano estructural de la estructura de soporte (DRG-0002) de dos hojas.
- Plano estructural de la estructura de los brazos (DRG-0003) de una hoja.

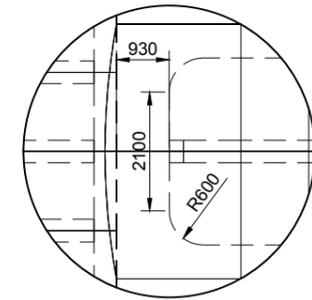
D-D (1:250)



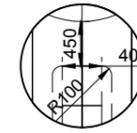
A (1:75)



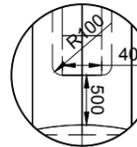
G (1:125)



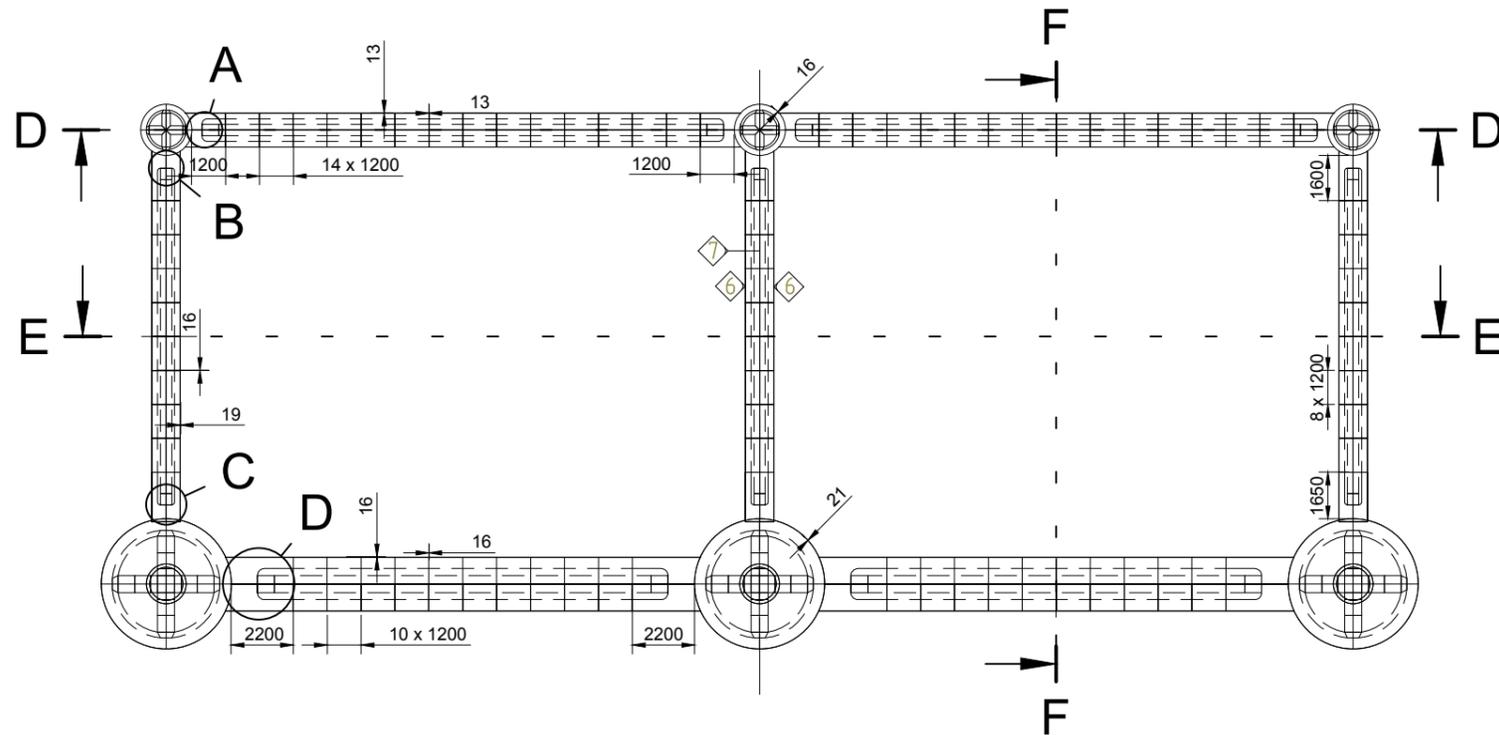
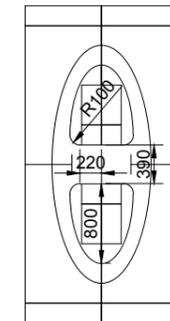
B (1:75)



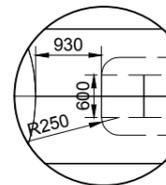
C (1:75)



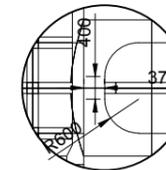
H (1:75)



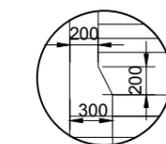
D (1:100)



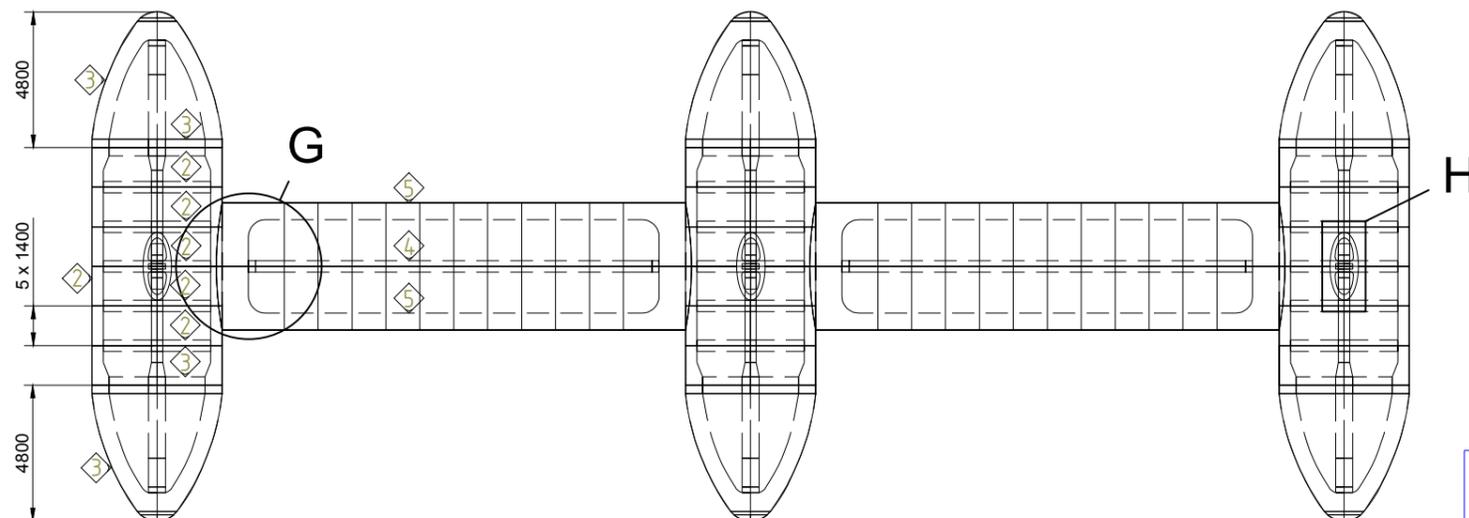
E (1:125)



F (1:50)



E-E (1:250)



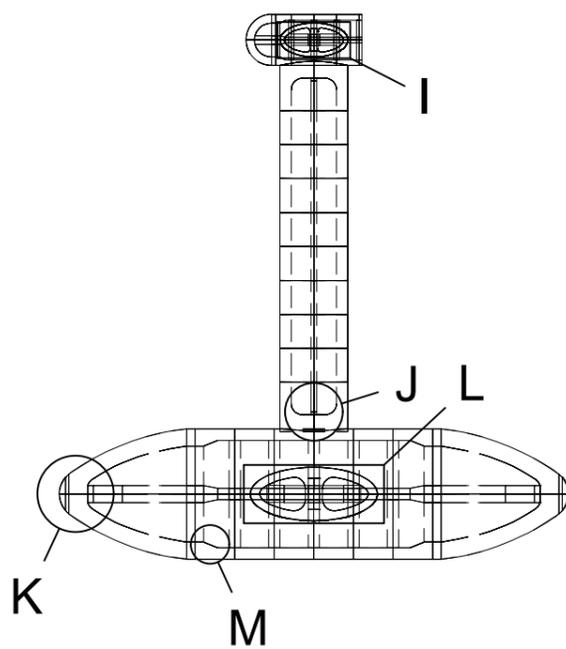
Notas:
 Medidas expresadas en mm.
 Visualizar junto con el plano DRG-0003.
 El material empleado es acero AH-36, excepto en lo señalado como \diamond en donde se ha utilizado DH-36 por superar los 40 mm de espesor.

Leyenda (medidas expresadas en mm):

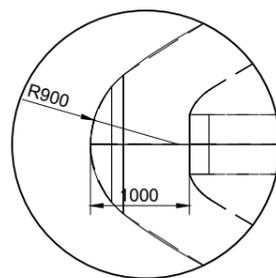
| | |
|---------------------------|---------------------------|
| \diamond T200X16/200X21 | \diamond T200X16/200X21 |
| \diamond T300X26/300X31 | \diamond T300X26/300X31 |
| \diamond T400X31/400X36 | \diamond T200X16/200X19 |
| \diamond T600X41/600X46 | \diamond T300X21/300X26 |
| \diamond T400X16/400X19 | |
| \diamond T600X26/600X31 | |

| | | | |
|--------------------------------------|------------------------------------|--------------------------|---------------------|
| Dibujado por VERA FERRERA, JAVIER | Revisado por BALSA BARROS, SAÚL | Proyección | Escala 1:250 |
| UNIVERSIDAD DE CORUÑA | | PLANO ESTRUCTURA SOPORTE | Fecha 26/08/2020 |
| TFM: MENO-1920-19 | | DRG-0002 | Hoja: 1 de 2 |

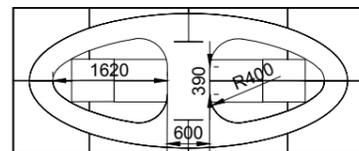
F-F (1:250)



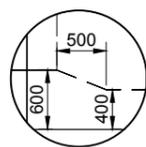
K (1:75)



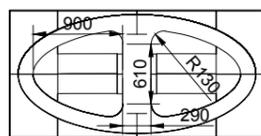
L (1:100)



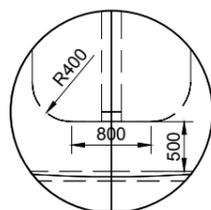
M (1:75)



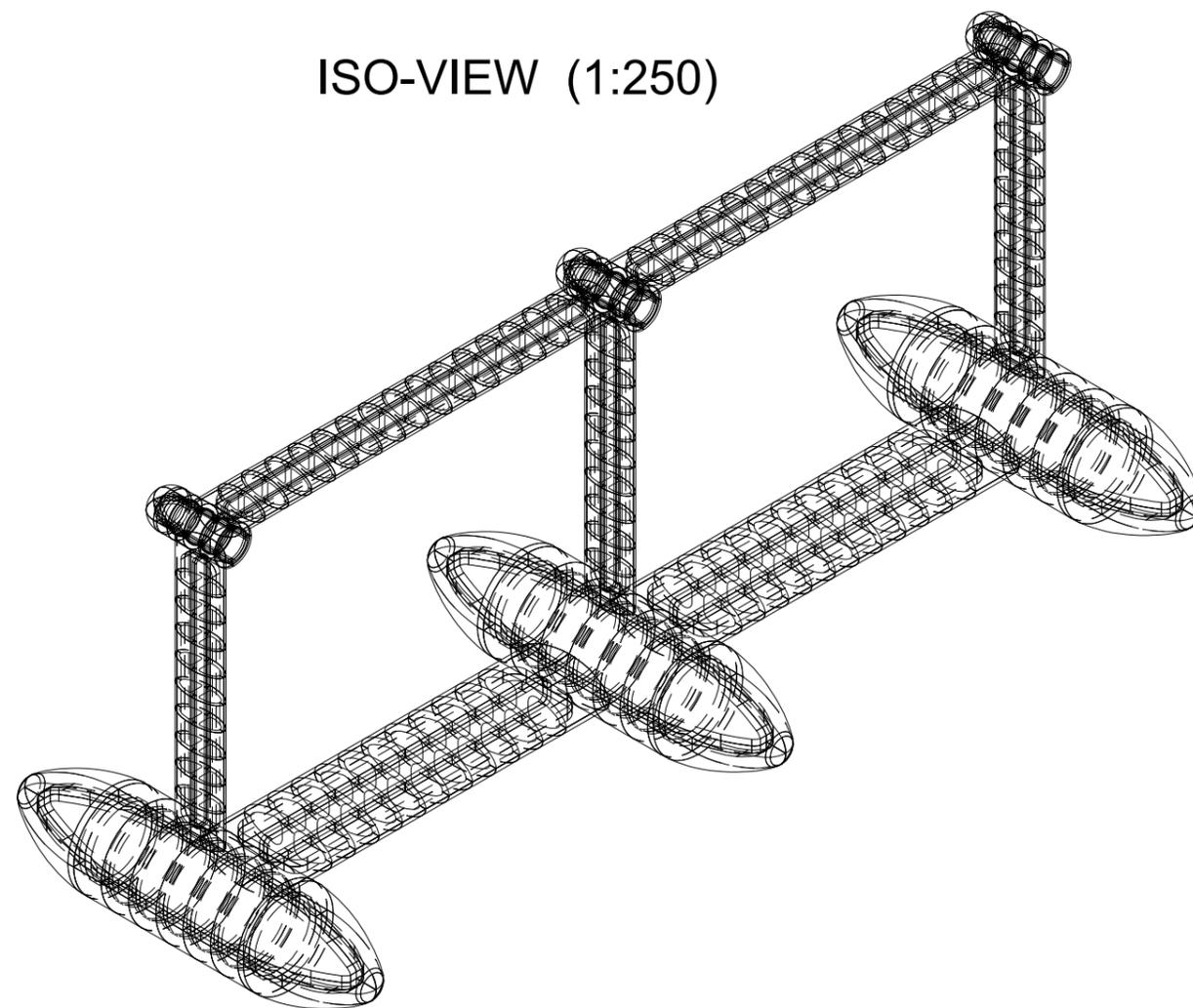
I (1:75)



J (1:75)



ISO-VIEW (1:250)



Notas:
 Medidas expresadas en mm.
 Visualizar junto con el plano DRG-0003.
 El material empleado es acero AH-36,
 excepto en lo señalado en la hoja 1, en donde
 se ha utilizado DH-36.

Dibujado por
 VERA FERRERA, JAVIER

Revisado por
 BALSA BARROS, SAÚL

Proyección



Escala
 1:250

UNIVERSIDAD DE CORUÑA

PLANO ESTRUCTURA SOPORTE

Fecha
 26/08/2020

TFM: MENO-1920-19

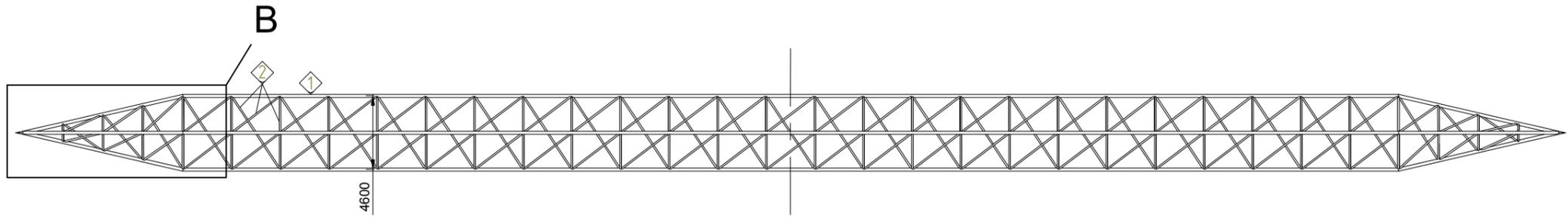
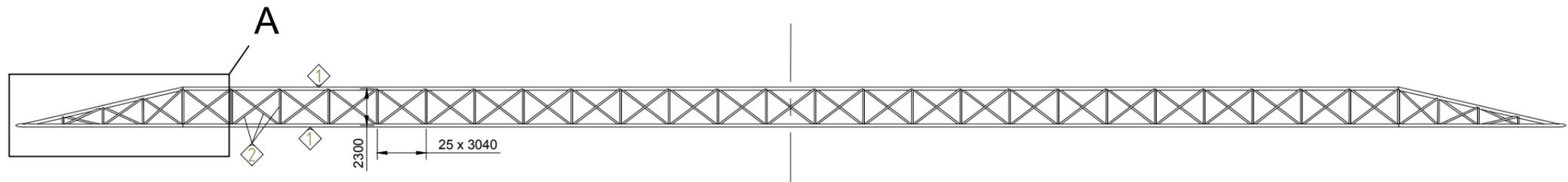
DRG-0002

A3

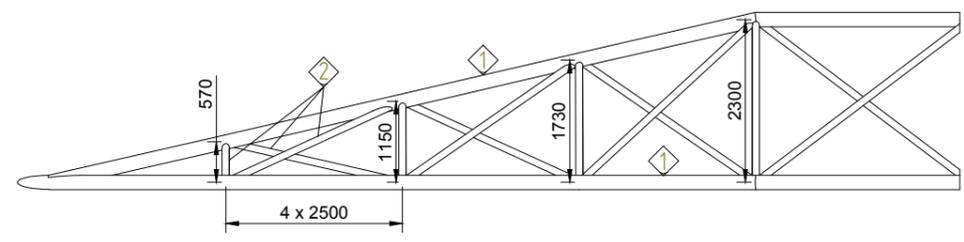
Hoja:
 2 de 2

1 2 3 4 5 6 7 8

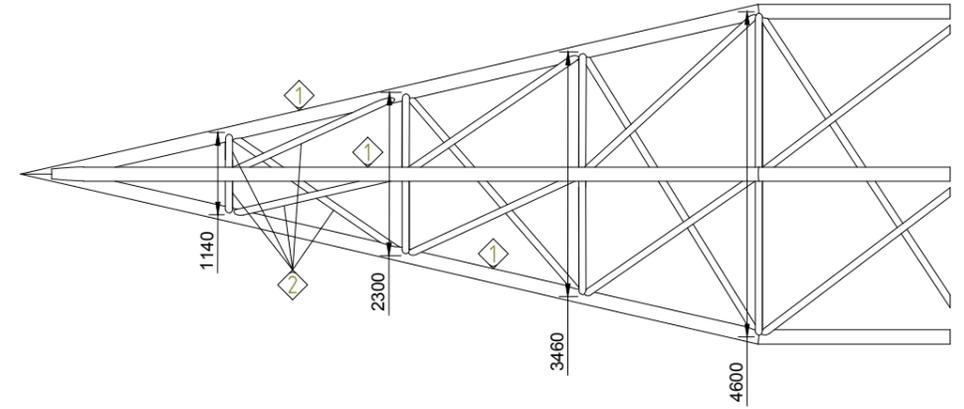
A B C D E F



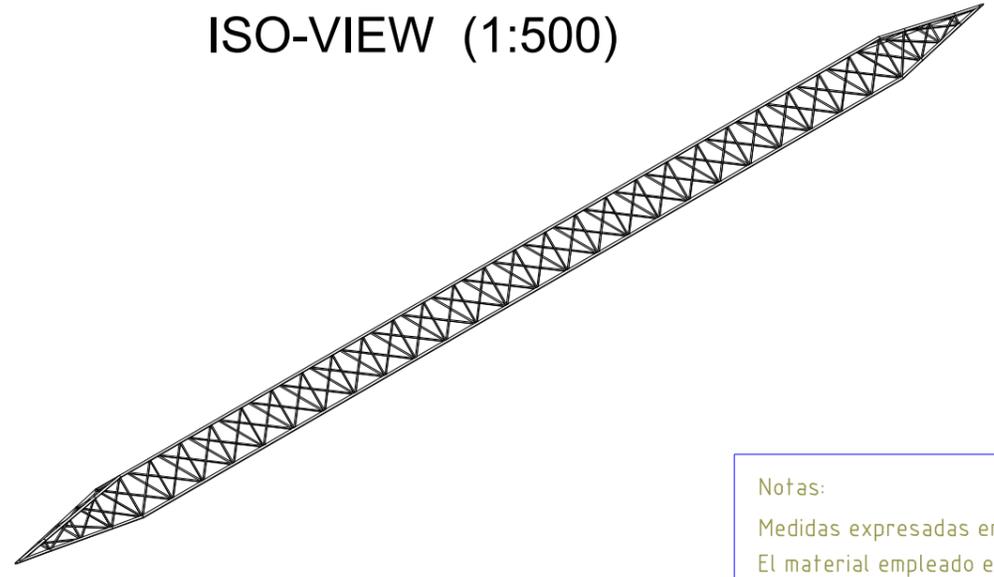
A (1:100)



B (1:100)



ISO-VIEW (1:500)



Notas:
 Medidas expresadas en mm.
 El material empleado es acero AH-36.
 Visualizar junto con el plano DRG-0002.

Leyenda (medidas expresadas en mm):
 ① Ø200/16
 ② Ø100/9

| | | | | |
|--------------------------------------|------------------------------------|------------------------|----|---------------------|
| Dibujado por VERA FERRERA, JAVIER | Revisado por BALSA BARROS, SAÚL | Proyección | | Escala 1:300 |
| UNIVERSIDAD DE CORUÑA | | PLANO ESTRUCTURA BRAZO | | Fecha 27/08/2020 |
| TFM: MENO-1920-19 | | DRG-0003 | A3 | Hoja: 1 de 1 |

1 2 3 4 5 6 7 8

10.3 Resultados análisis estático (Modelo 1)

10.3.1 Operación normal

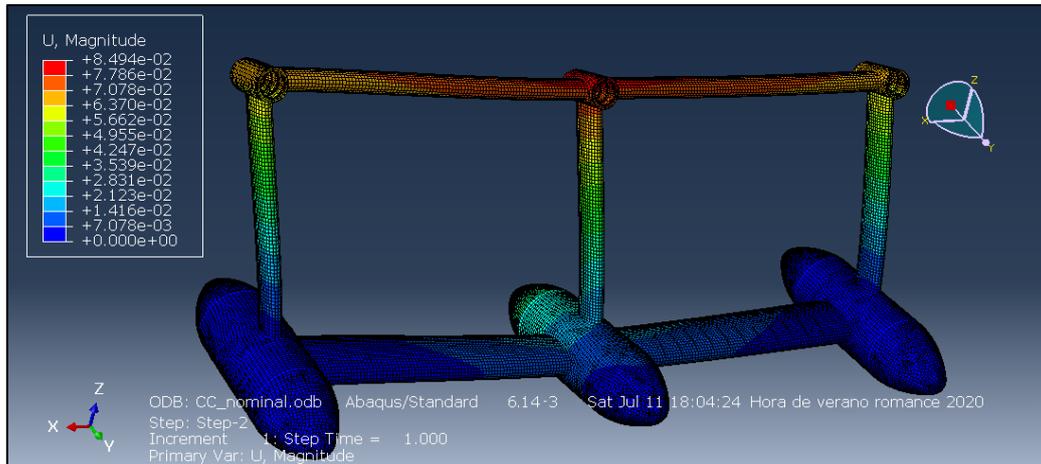


Figura 82. Desplazamientos (operación normal).

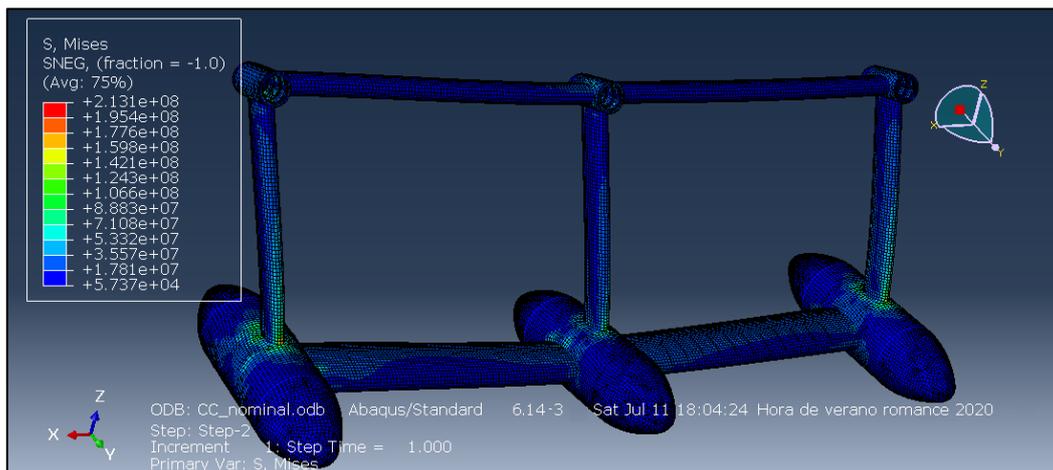


Figura 83. Tensiones de Von Mises en la operación normal (forro).

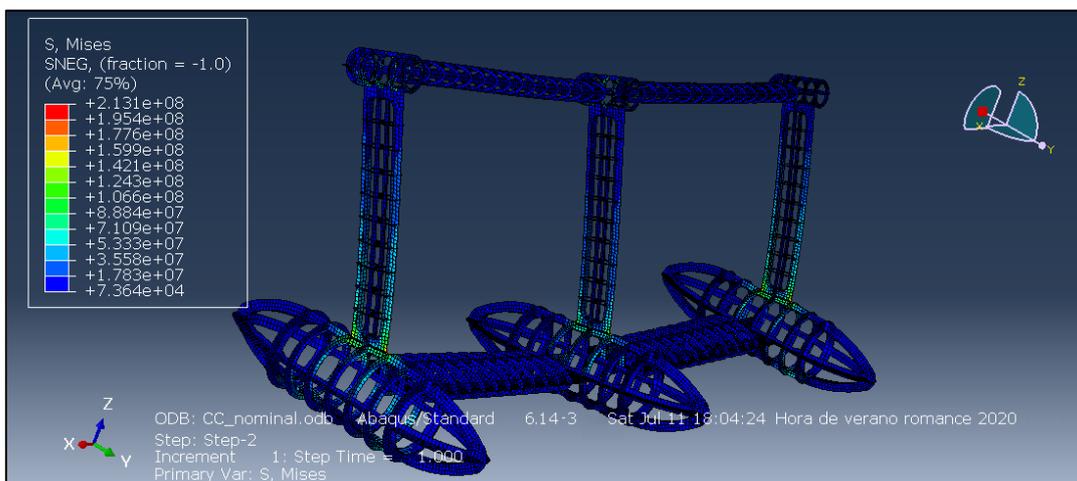


Figura 84. Tensiones de Von Mises en la operación normal (refuerzos).

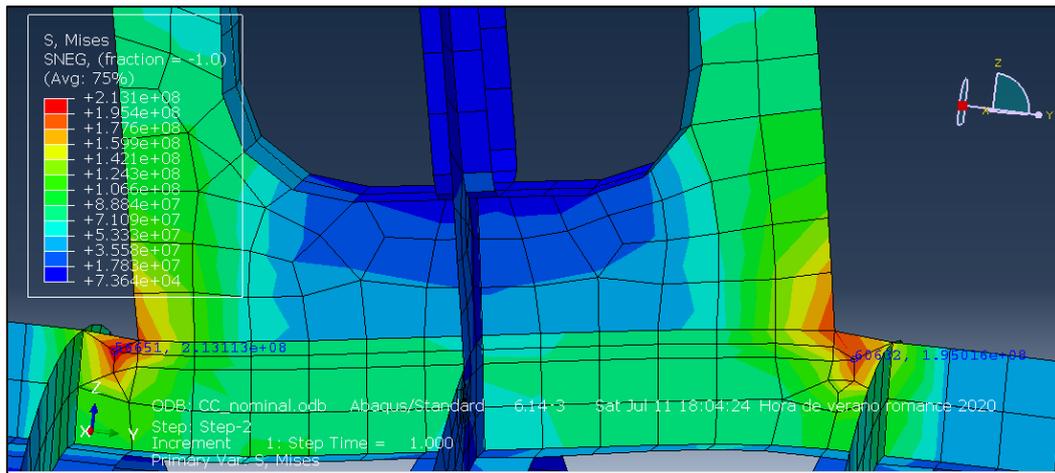


Figura 85. Valores máximos ubicados en los hotspots aunque dentro de lo admisible (operación normal).

10.3.2 Condición Extrema

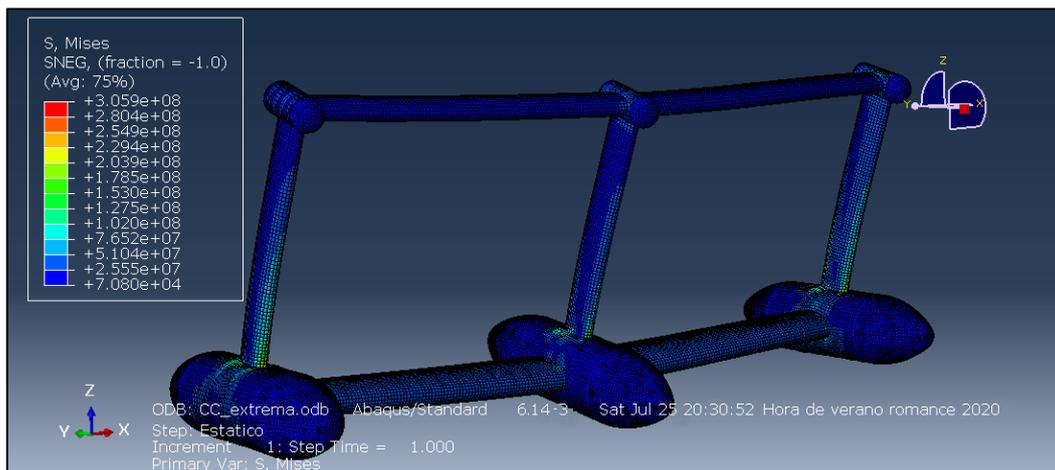


Figura 86. Tensiones de Von Mises en el forro, vista posterior (Condición extrema).

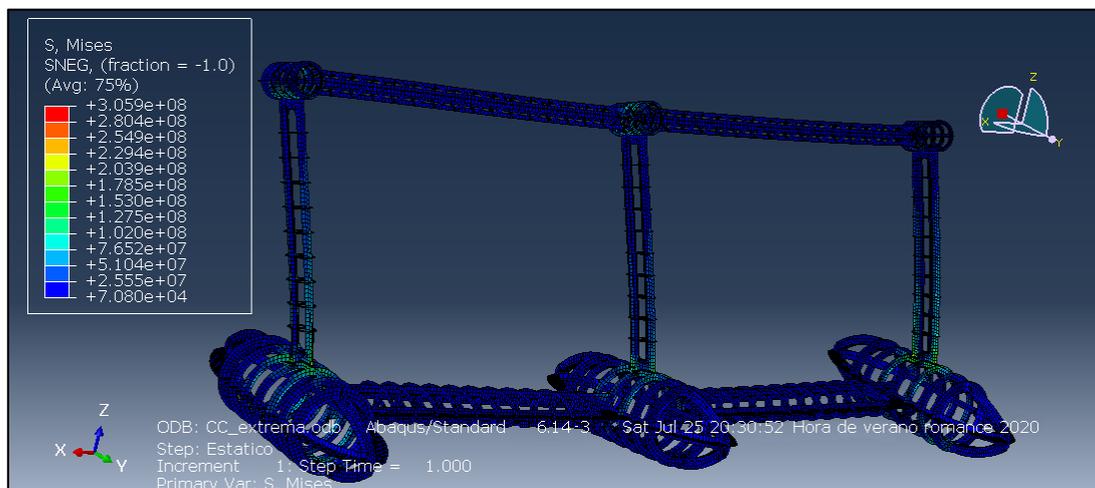


Figura 87. Tensiones de Von Mises en los refuerzos, vista frontal (Condición extrema).

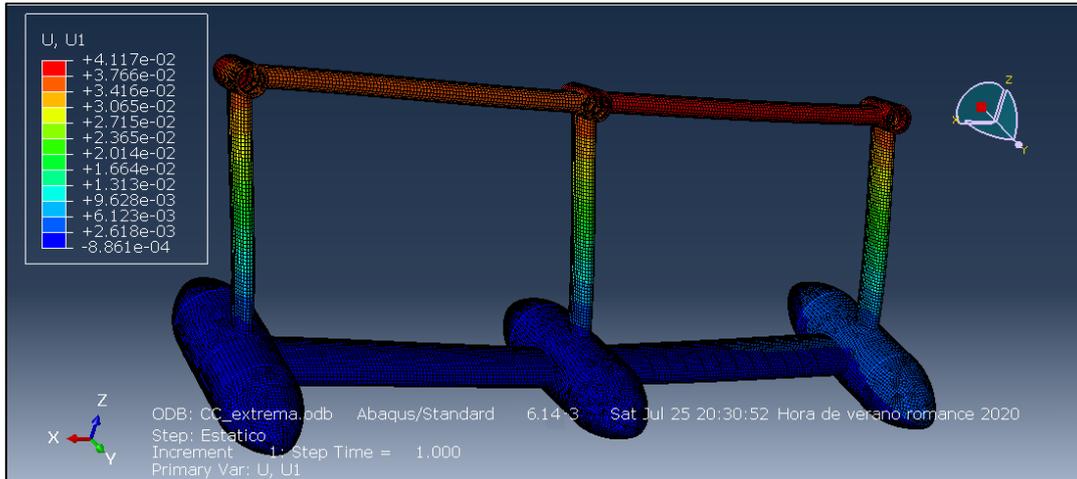


Figura 88. Desplazamientos en el eje X (condición extrema).

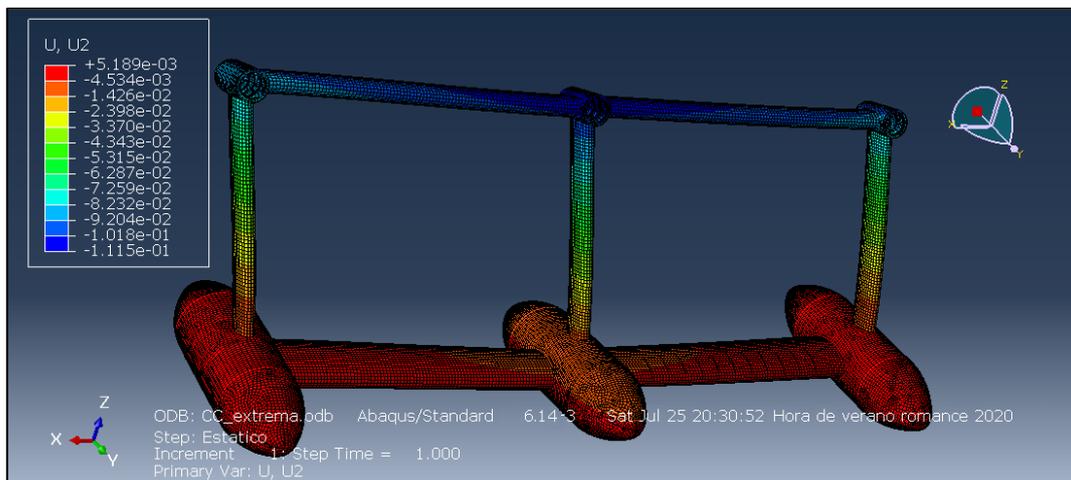


Figura 89. Desplazamientos en el eje Y (condición extrema).

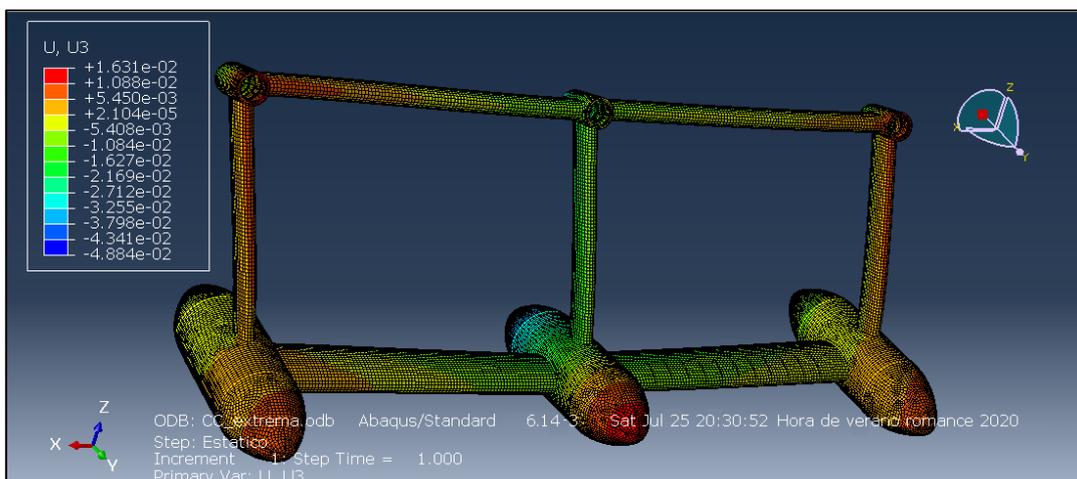


Figura 90. Desplazamientos en el eje Z (condición extrema).

10.3.3 Condición accidental 1

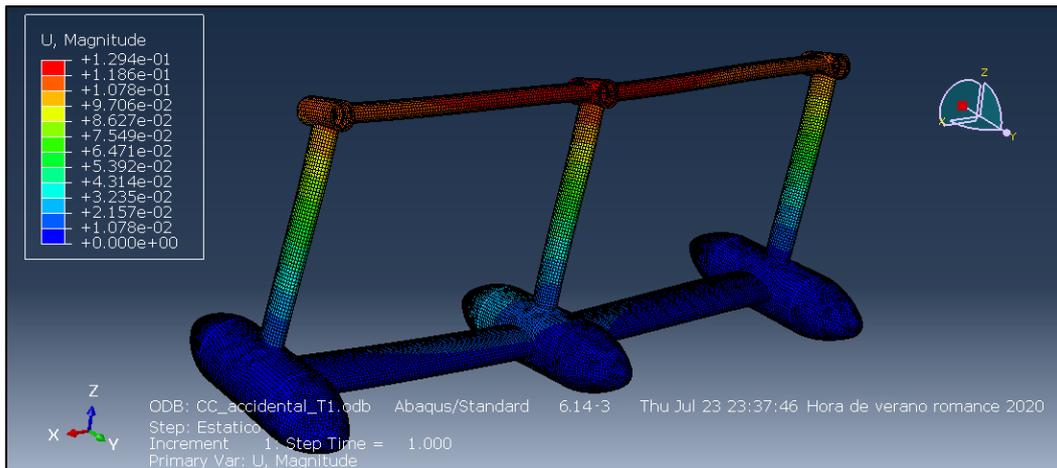


Figura 91. Desplazamientos (condición accidental 1).

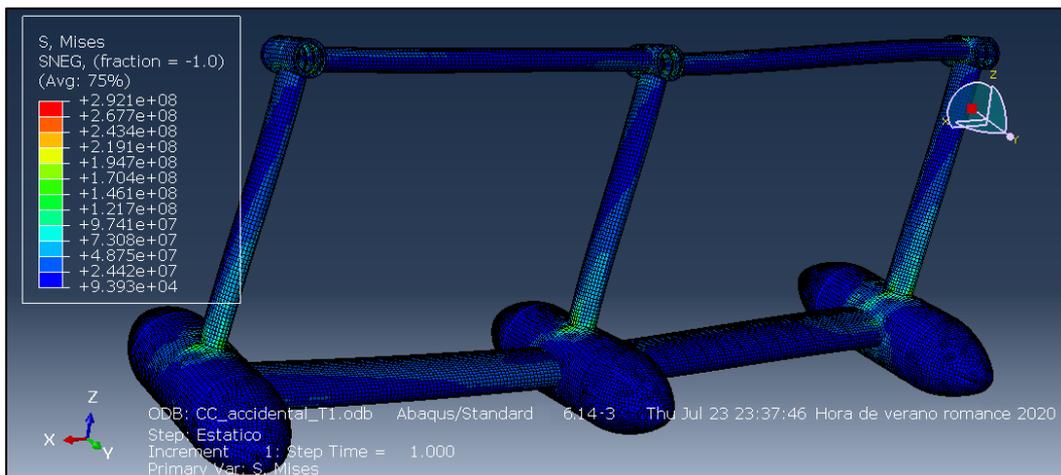


Figura 92. Tensiones de Von Mises en el forro (condición accidental 1).

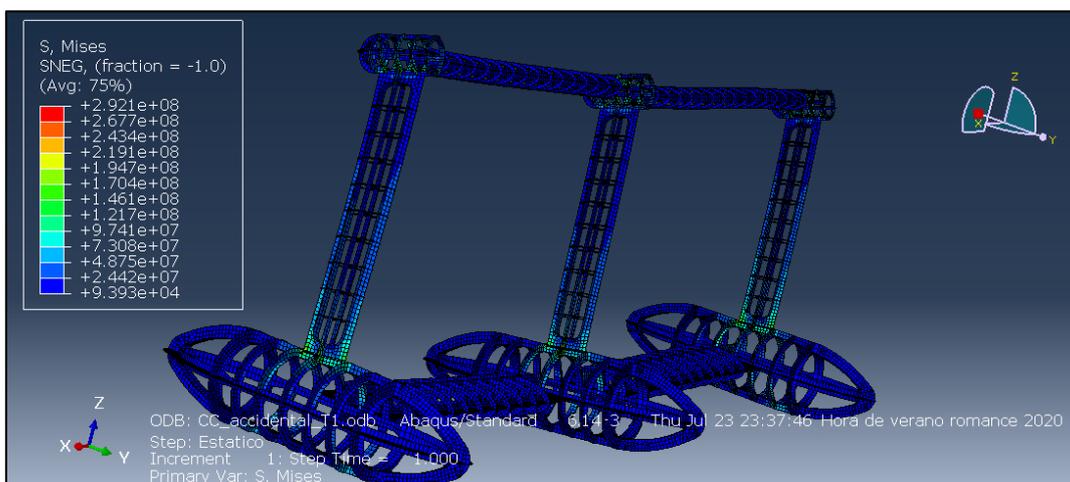


Figura 93. Tensiones de Von Mises en los refuerzos (condición accidental 1).

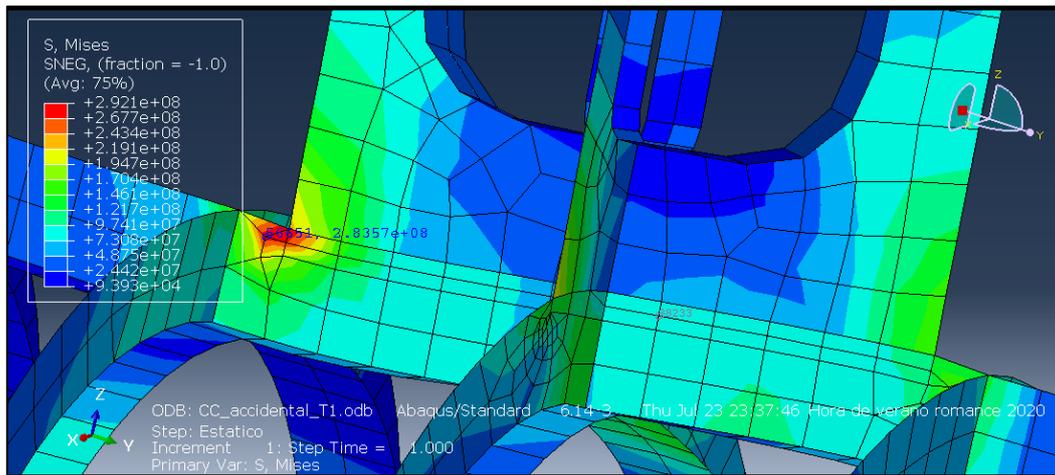


Figura 94. Valores máximos ubicados en los hotspots aunque dentro de lo admisible (condición accidental 1).

10.3.4 Condición accidental 2

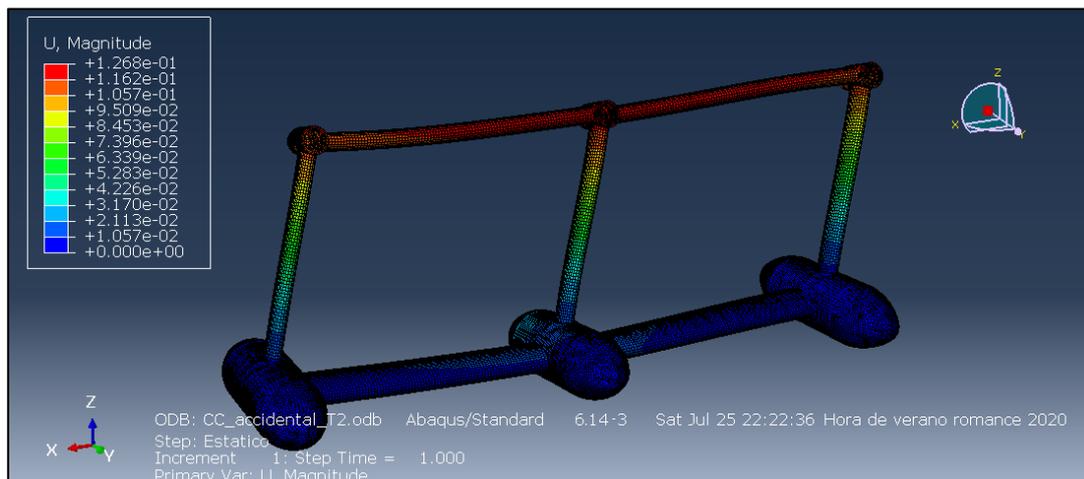


Figura 95. Desplazamientos (condición accidental 2).

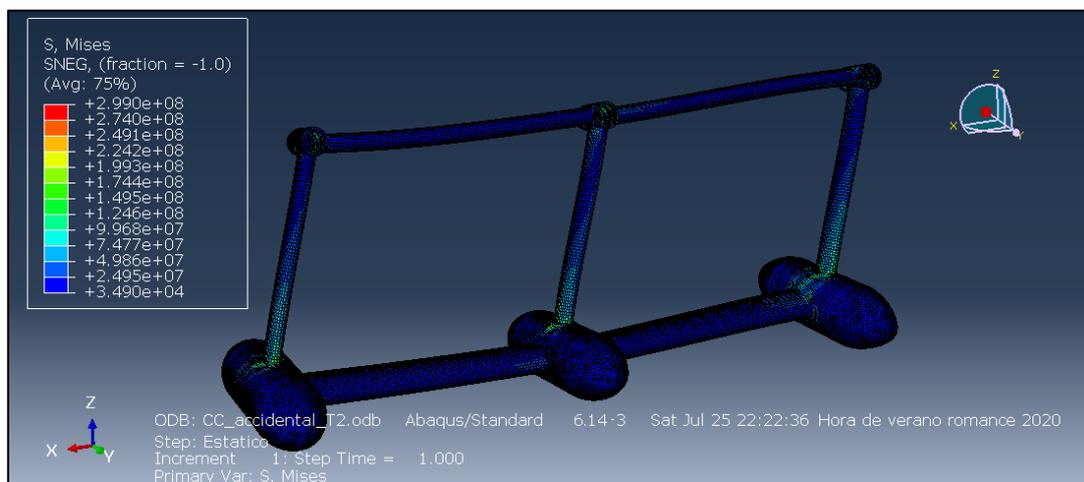


Figura 96. Tensiones de Von Mises en el forro (condición accidental 2).

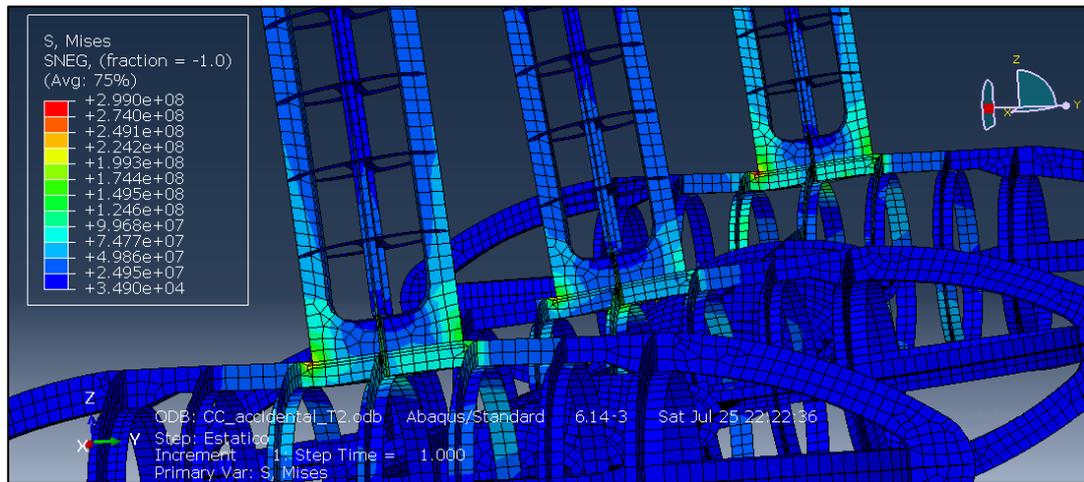


Figura 97. Vista en detalle de los valores máximos, incluidos los hotspots (condición accidental 2).

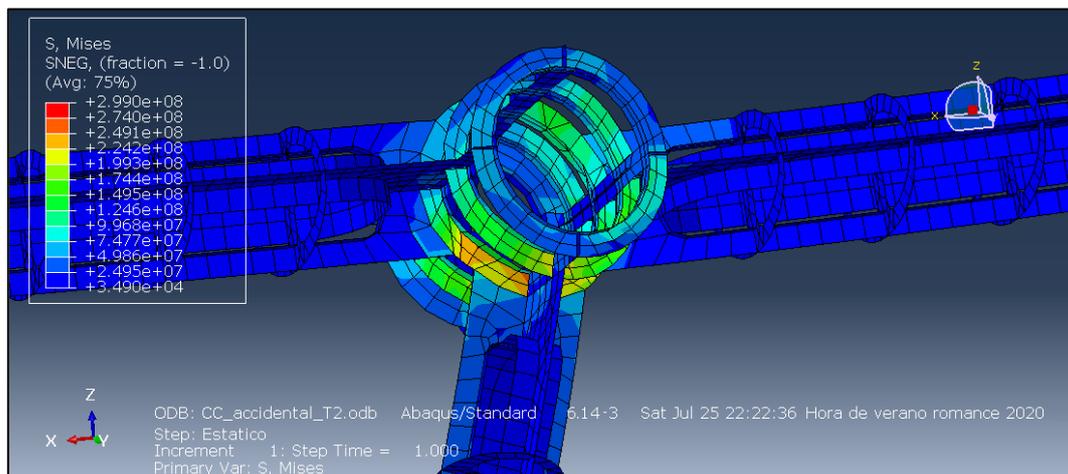


Figura 98. Vista en detalle de la zona donde se encuentran los valores máximos representativos (condición accidental 2).

10.3.5 Condición accidental 3

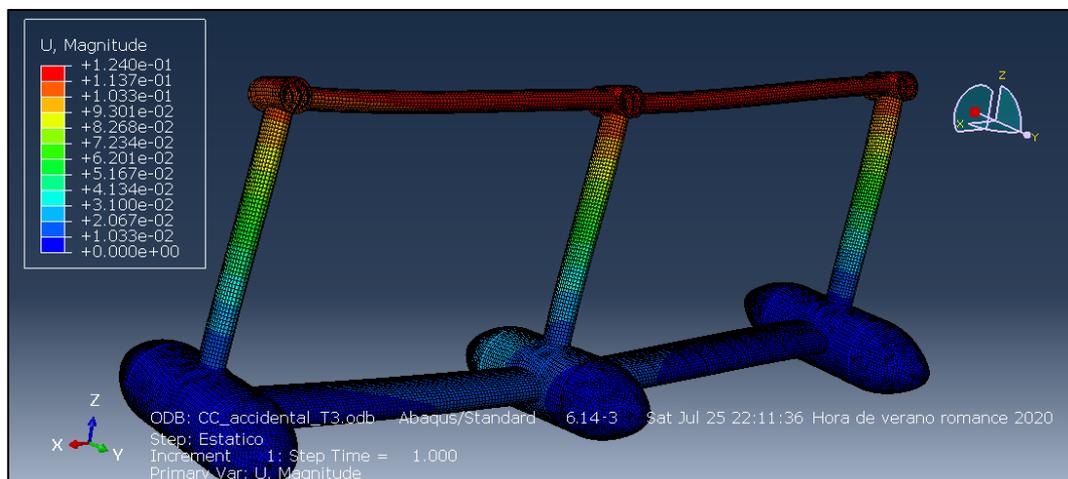


Figura 99. Desplazamientos (condición accidental 3).

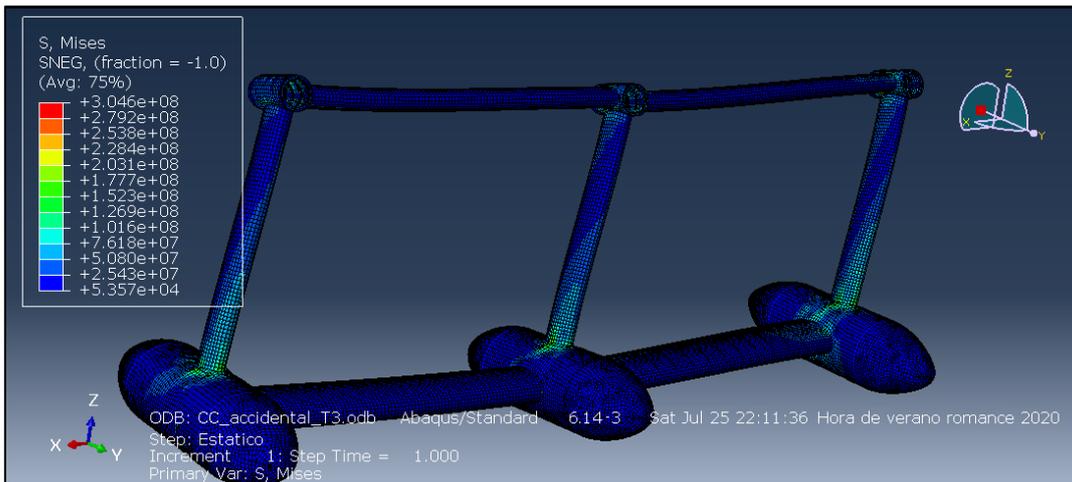


Figura 100. Tensiones de Von Mises en el forro (condición accidental 3).

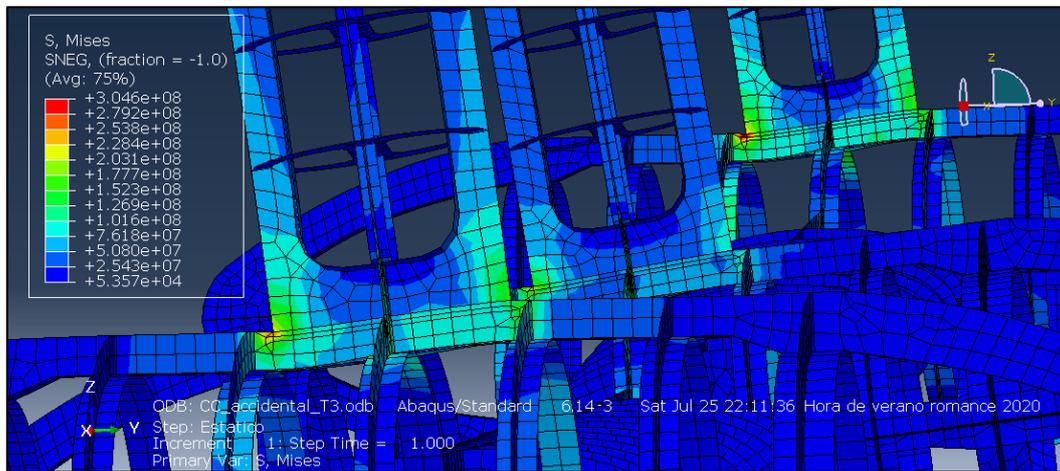


Figura 101. Vista en detalle de los valores máximos, incluidos los hotspots (condición accidental 3)

10.4 Resultados análisis modal (Modelo 1)

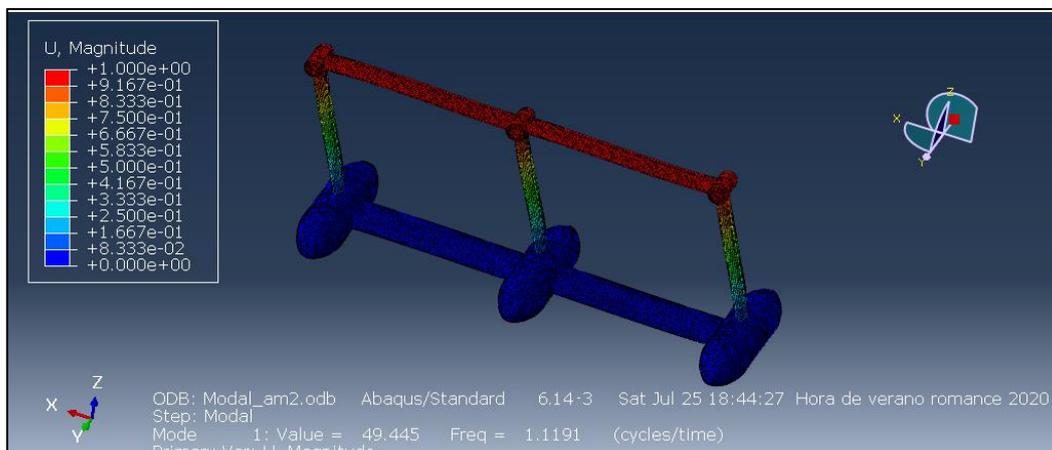


Figura 102. Forma modal de vibración 1 (Modelo 1).

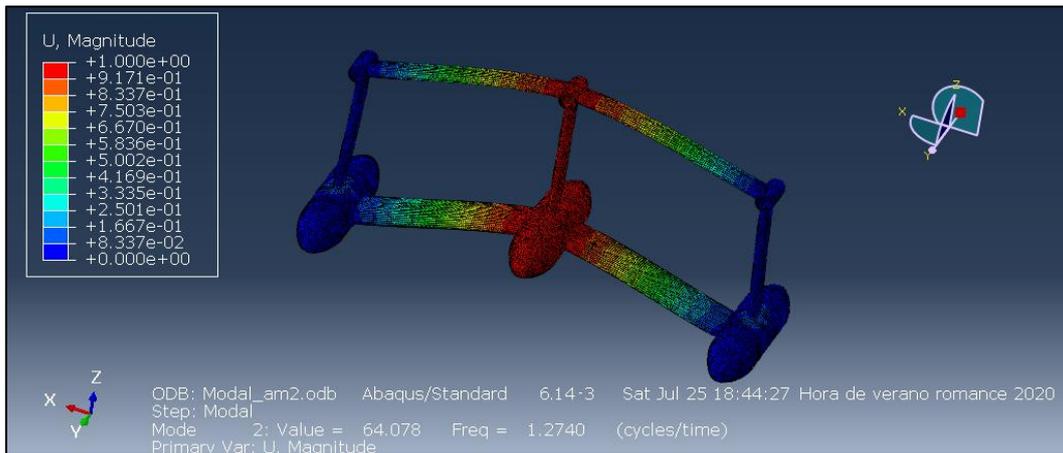


Figura 103. Forma modal de vibración 2 (Modelo 1).

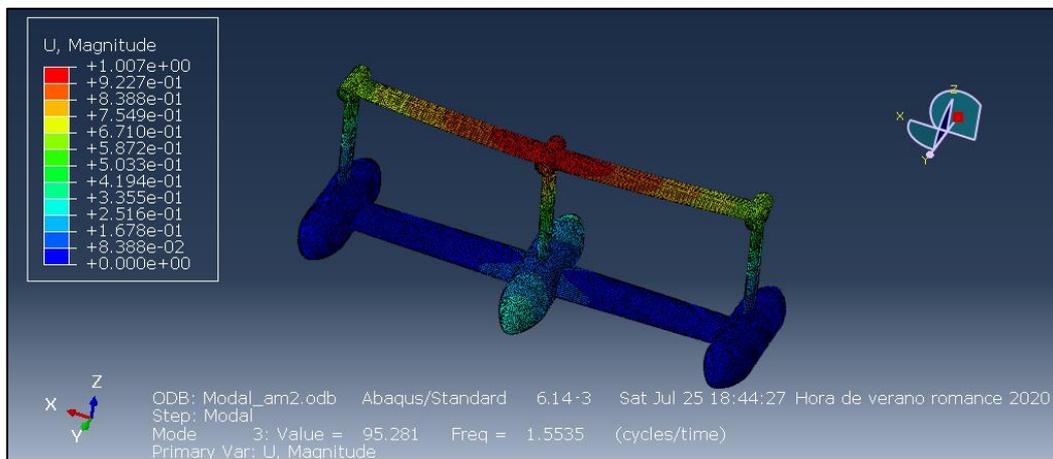


Figura 104. Forma modal de vibración 3 (Modelo 1).

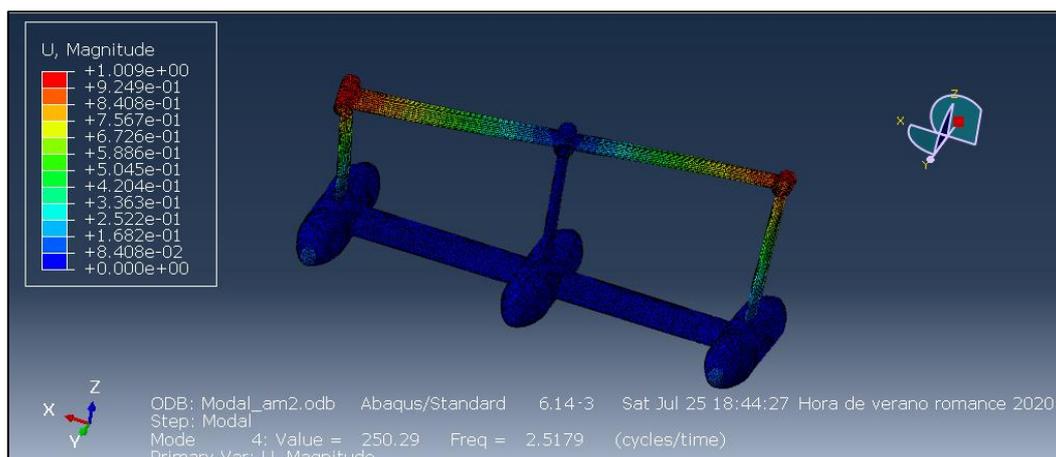


Figura 105. Forma modal de vibración 4 (Modelo 1).

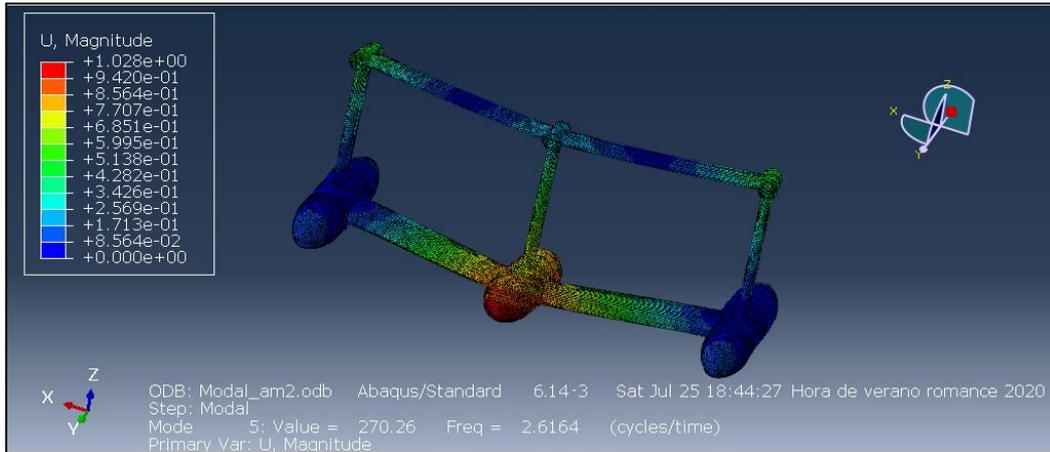


Figura 106. Forma modal de vibración 5 (Modelo 1).

10.5 Resultados análisis de sensibilidad (correlaciones)

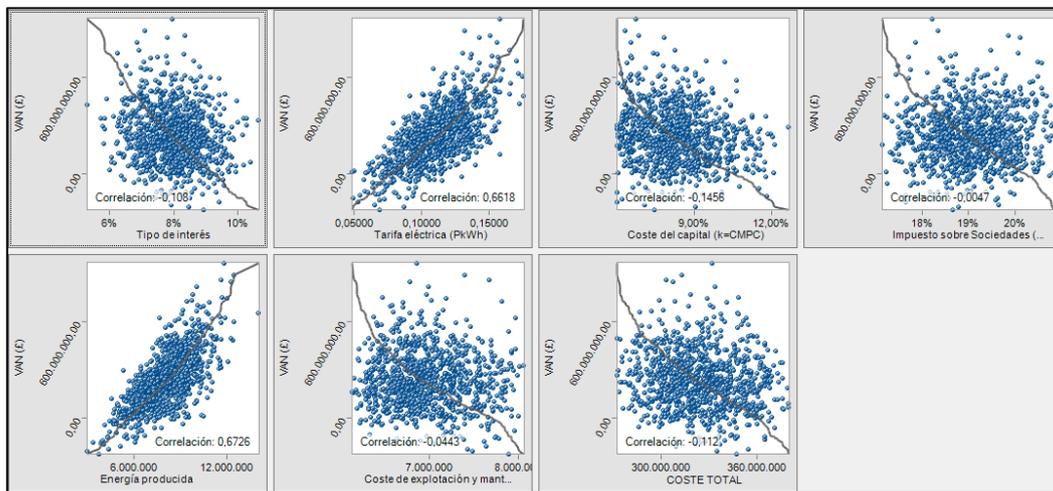


Figura 107. Correlaciones de las variables en el VAN.

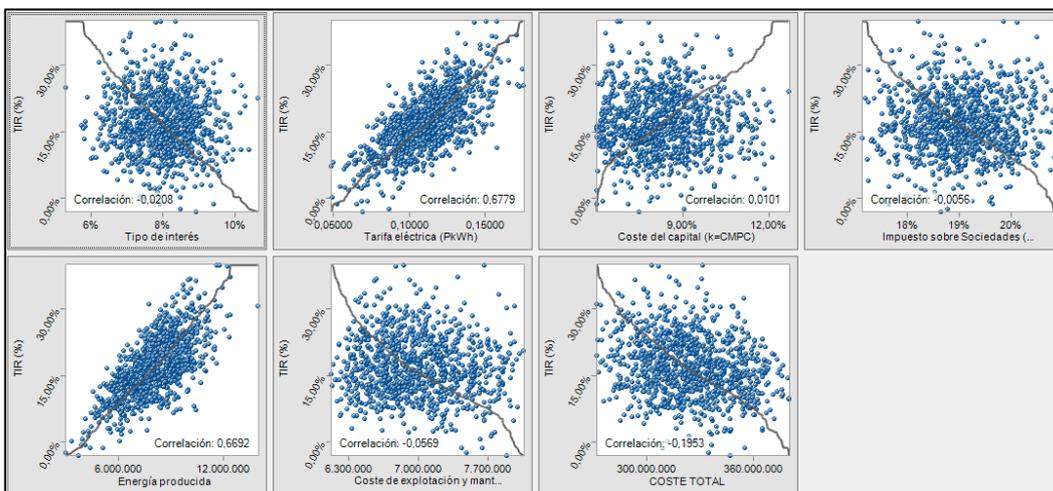


Figura 108. Correlaciones de las variables en el TIR.