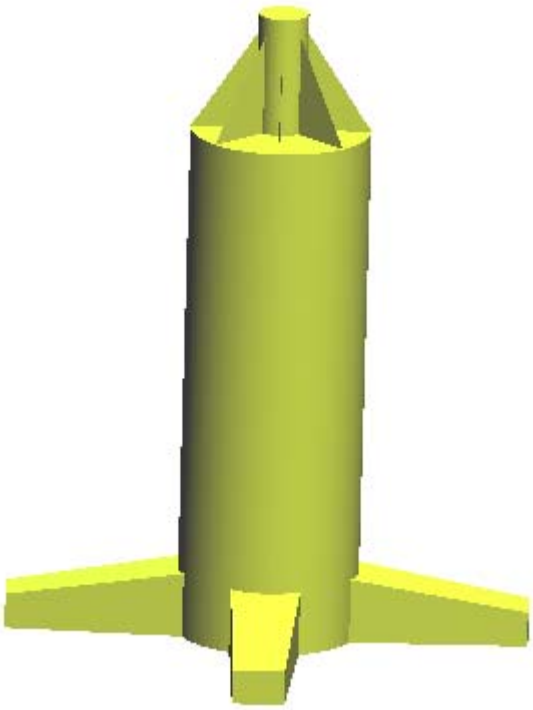
DISEÑO, CÁLCULO Y VERIFICACIÓN DE UN AEROGENERADOR MARINO CON FONDEO TLP.



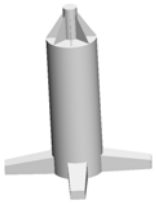
UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA

FACULTAT DE NÀUTICA DE BARCELONA

***Autor**: Jordi Segalés Torras*

***Director**: Julio García Espinosa*

***Año:** 2011*



PRÓLOGO

Cada vez es más la dependencia que tenemos los humanos de la electricidad para la realización de nuestras tareas diarias y cada vez son menos los recursos fósiles de los que disponemos para generarla.

Según DATOS del año *2010*, el consumo mundial de petróleo fue de *86 millones* de barriles diarios (aproximadamente *14 mil millones* de litros). Con el auge de los países emergentes, en los próximos años este consumo podría aumentar drásticamente, encareciéndose su precio a corto plazo y pudiendo llegar a la extinción a medio-largo plazo.

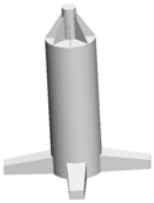
Para solucionar este problema las energías alternativas han experimentado un gran crecimiento en los últimos años. La Unión Europea publicó el *24 de Octubre de 2008* un documento en el que se marcaba como objetivo energético que para el *2020* el *20%* de la energía eléctrica total generada por los países que la constituyen proviniera de energías renovables.

Son muchos los países que, para cumplir el objetivo, han empezado ya a investigar la creación de parques eólicos en alta mar, siendo los países del norte de Europa los pioneros con varios aerogeneradores ya instalados en alta mar.

El objetivo de este proyecto consiste en el diseño, cálculo y verificación de un aerogenerador marino flotante del tipo *TLP*.

Para que el cálculo sea lo más fiable posible y se ajuste lo máximo a la realidad se utilizarán diferentes herramientas especializadas en diseño y cálculo de estructuras. Las que más se van a utilizar son: *Catia (diseño CAD), Fast-Aerodyn (análisis aerodinámico de aerogeneradores), Seakeeping (comportamiento en la mar) y Ramseries (cálculo estructural).*

Para hacerse una idea de cómo funciona el soporte se ha adjuntado una imagen renderizda del diseño final de la estructura funcionando en alta mar.



AGRADECIMIENTOS

Me gustaría agradecer a mi director *Julio García Espinosa* la oportunidad de realizar este proyecto así como la orientación que me ha dado en todo momento para hacer un proyecto lo más real posible.

También agradecer la inestimable ayuda constante en el cálculo estructural por parte de los profesores *Xavi Martínez* y *Daniel Yebra* para hacer que este proyecto siguiera adelante.

Dar también las gracias a *Borja Serván* por todas las tardes invertidas en que los cálculos de *Seakeeping* tirarán adelante y a *Toni Sánchez* por toda la ayuda prestada.

No olvidar la ayuda de *Augusto Maidana* y *Jose Enrique Gutiérrez* en el cálculo aerodinámico del aerogenerador, ni la de *Daniel Sá* en el cálculo estructural con *Ramseries*.

Agradecer también la ayuda de mis amigos y compañeros que en todo momento me han apoyado y ayudado en todo lo que han podido en el proyecto. En especial a *Esther*, *Toni*, *Miquel*, *Pau* i *Román* entre muchos otros.

Finalmente dar las gracias a mi familia para soportar todos los días de nervios que he pasado con el proyecto y a mi "*socio*", que no me ha ayudado pero le hubiera gustado mucho.

Índice

1. Introducción: 20
1.1. Energía del mar 20
1.1.1. Boyas marinas: 20
1.1.2. Convertidor alternativo "Pelamis Wave Power": 20
1.1.3. Convertidor por rebase "Wave Dragon": 21
1.1.4. Columna de agua oscilante (OWC): 21
1.1.5. Turbinas marinas: 21
1.2. Energía eólica 22
2. Aerogeneradores marinos: 23
2.1. Funcionamiento de un aerogenerador 23
2.2. Elementos básicos de un aerogenerador 26
2.2.1. Rotor: 26
2.2.2. Caja de cambios: 26
2.2.3. Generador: 26
2.2.4. Góndola: 27
2.2.5. Sistema de orientación: 27
2.2.6. Sistema de seguridad: 27
2.2.7. Torre: 27
2.3. Diferentes sistemas estructurales 28
2.3.1. "Gravity based foundation": 29
2.3.2. "Monopile foundation": 29
2.3.3. "Tripod foundation": 30
2.3.4. "Jacket foundation": 30
2.3.5. "Ballast Stabilized Spar-Buoy": 31
2.3.6. "Mooring Line-Stabilized Tension Leg Platform (*TLP*)": 32
2.3.7. "Buoyancy Stabilized Barge": 32
3. Elección del aerogenerador: 33
4. Elección del emplazamiento: 35

5. Diseño conceptual y cálculos preliminares del soporte: 38

5.1. Dimensiones básicas 40

5.2. Dimensionamiento preliminar del soporte 41

5.2.1. Dimensiones y características básicas: 42

5.2.2. Modelo de barras: 43

5.2.3. Diagramas de esfuerzos: 44

5.2.4. Puntos críticos de análisis: 47

5.2.5. Cálculo de deformaciones: 49

5.2.6. Cálculo de las tensiones en el cilindro: 50

5.2.7. Cálculo de las tensiones en las patas: 51

6. Diseño y verificación estructural del soporte: 53

6.1. Casos a estudiar 53

6.2. Diseño de la pieza de transición 55

6.3. Preparación del modelo en Ramseries 56

6.3.1. Importación y modificación del modelo: 56

6.3.2. Consideración del comportamiento acero-hormigón: 56

6.3.3. Aplicación de las cargas: 57

6.4. Comportamiento en la mar 58

6.5. Verificación del modelo preliminar 59

6.3.4. Loadcase 2: 59

6.5.2. Loadcase 9: 59

6.6. Redimensionamiento 61

6.6.1. Utilización de refuerzos longitudinales: 61

6.6.2. Utilización de cubiertas intermedias y refuerzos transversales: 62

6.6.3. Utilización de cartelas para la pieza de transición: 63

6.6.4. Modificación del acero: 63

6.7. Verificación de las tensiones 64

6.7.1. Verificación de las tensiones en las chapas: 64

6.7.2. Verificación de las tensiones en las cubiertas: 66

6.7.3. Verificación de las tensiones en los refuerzos longitudinales y transversales: 68

7. Conclusiones: 70

8. Referencias: 71

Libros: 71

Documentos: 73

Proyectos: 75

Páginas web: 76

Anexos 81

ANEXO I: Elección del aerogenerador 82

1. Criterios para la elección del aerogenerador: 83

2. Características principales de los aerogeneradores: 84

3. Elección del aerogenerador: 85

4. Características del aerogenerador escogido: 86

ANEXO II: Elección del emplazamiento 87

1. Criterios para la elección del emplazamiento: 88

1.1. Potencia eólica real anual 89

1.1.1. Ley exponencial de Hellmann: 90

1.2. Distancia de la costa 92

1.3. Profundidad de la zona 93

1.4. Zonificación de áreas de exclusión eólica 94

1.5. Distancia de la red eléctrica 95

1.6. Áreas eólicas ya solicitadas 95

2. Características de los emplazamientos y selección: 96

ANEXO III: Casos de carga y condiciones ambientales 100

1. Diferentes cargas a considerar según la normativa de DNV: 101

1.1. Cargas fijas 101

1.1.1. Masa de la estructura: 101

1.1.2. Masa del lastre permanente y equipamiento: 101

1.1.3. Fuerza de los cables tensores: 101

1.1.4. Presión del agua: 101

1.2. Cargas variables 102

1.3. Cargas ambientales 102

1.3.1. Viento: 102

1.3.2. Olas: 107

1.3.3. Nivel del mar: 108

1.3.4. Terremotos: 109

1.3.5. Hielo y nieve: 109

1.4. Cargas de deformación 109

2. Casos de carga: 110

2.1. Datos de las boyas 110

2.1.1. Datos de viento: 110

2.1.2. Datos de olas: 111

2.2. Cargas a estudiar 112

2.2.1. Viento: 112

2.2.2. Olas: 113

2.3. Casos de carga y métodos de cálculo 114

3. Cálculos referentes a las cargas ambientales 115

3.1. Condiciones de viento 115

3.1.1. Condiciones normales de trabajo: 115

3.1.2. Periodo de retorno de 50 años: 116

3.2. Condiciones de oleaje 118

3.2.1. Condiciones normales de trabajo: 118

3.2.2. Ola típica A/B/C: 119
3.2.3. Periodo de retorno de 50 años: 119

ANEXO IV: Cálculo analítico de las fuerzas debido a las cargas ambientales 122

1. Ecuaciones para el cálculo analítico de las cargas ambientales: 123

1.1. Fuerza del viento en el rotor 123
1.2. Fuerza del viento en un cilindro 124
1.3. Fuerza de las olas en un cilindro..... 125
1.4. Presión del agua en función de la profundidad..... 128

2. Resultado de fuerzas debido a las cargas ambientales:..... 129

2.1. Fuerza del viento en el rotor 129
2.1.1. Condiciones normales de trabajo:..... 129
2.1.2. Periodo de retorno de 50 años: 129
2.2. Fuerza del viento en la torre 130
2.2.1. Velocidad de arrancada del aerogenerador:..... 130
2.2.2. Velocidad para condiciones normales de trabajo:..... 130
2.2.3. Velocidad de parada del aerogenerador:..... 130
2.2.4. Velocidad para un periodo de retorno de 50 años: 131
2.3. Fuerza del viento en el soporte 132
2.3.1. Velocidad de arrancada del aerogenerador:..... 132
2.3.2. Velocidad para condiciones normales de trabajo:..... 132
2.3.3. Velocidad de parada del aerogenerador:..... 132
2.3.4. Velocidad para un periodo de retorno de 50 años: 133
2.4. Fuerza de las olas en el soporte 134
2.4.1. Condiciones normales de trabajo:..... 134
2.5. Presión del agua en función de la altura 135

2. Cálculo de las cargas estáticas: 136

ANEXO V: Dimensionamiento de los cables 137

1. Características de los cables: 138

2. Dimensionamiento preliminar de los cables: 140

2.1. Numero de cables 140

2.2. Dimensionamiento 141

3. Verificación de los cables: 142

3.1. Comportamiento de los cables 142

3.1.1. Efecto de la pretensión: 143

3.1.2. Efecto del desplazamiento: 143

3.2. Desplazamiento máximo horizontal 145

3.2.1. Desplazamiento máximo debido al viento: 145

3.2.2. Desplazamiento máximo debido a las olas: 146

3.3. Tensión máxima de los cables 147

ANEXO VI: Análisis aeroelástico de la torre 148

1. Descripción del programa: 149

2. Cálculo de las cargas aerodinámicas: 150

2.1. IECWind 150

2.2. FoilCheck 151

2.3. Aerodyn 151

2.4. Otros archivos 153

2.4.1. Liniarization control file: 153

2.4.2. Blades file: 153

2.4.3. Tower file: 153

2.5. FAST: 154

3. Cargas obtenidas con FAST: 158

ANEXO VII: Análisis del comportamiento en la mar – Seakeeping 159

1. Introducción al problema 160

1.1. Importación del modelo 160

1.2. "Boundary conditions": 161

1.2.1. "Body": 161

1.2.2. "Free Surface": 161

1.2.3. "Bottom": 162

1.2.4. "Outlet": 163

1.3. Datos generales del problema 164

2. Datos a introducir ("Body data"): 165

2.1. Peso y centro de gravedad de la estructura 165

2.2. Momentos de inercia de la estructura 166

2.2.1. "*Nacelle*": 166

2.2.2. "*Hub*": 167

2.2.3. Palas: 167

2.2.4. Torre: 168

2.2.5. Soporte: 168

2.2.6. Conjunto de la estructura: 169

2.3. Efecto de los cables 171

2.3.1. "Surge/Sway": 171

2.3.2. "Heave": 173

2.3.3. "Roll/Pitch": 173

2.3.4. "Yaw": 174

2.4. Consideración de las cargas exteriores en Seakeeping 177

2.4.1. Surge: 177

2.4.2. Sway: 177

2.4.3. Heave: 177

2.4.4. Roll: 177

2.4.5. Pitch: 177

2.4.6. Yaw: 177

3. Evaluación de los resultados: 178

3.1. Amplitud de los movimientos 178

3.1.1. "Surge": 178

3.1.2. "Sway": 179

3.1.3. "Heave": 179

3.1.4. "Roll": 180

3.1.5. "Pitch": 180

3.1.6. "Yaw": 180

3.2. Presión máxima 181

3.2.1. Loadcase 1: 181

3.2.2. Loadcase 2: 181

3.2.3. Loadcase 3: 182

3.2.4. Loadcase 4: 182

3.2.5. Loadcase 5: 183

3.2.6. Loadcase 6: 183

3.2.7. Loadcase 7: 184

3.2.8. Loadcase 8: 184

3.2.9. Loadcase 9: 185

4. Cálculo de las RAO's: 186

4.1. Introducción 186

4.2. Resultados 187

5. Cálculo de las fuerzas de inercia: 190

5.1. Método de cálculo 190

5.1.1. Cálculos referentes a la superestructura: 190

5.1.2. Cálculos referentes al soporte: 192

5.2. Datos referentes al soporte 195

5.3. Resultados 196

5.3.1. "Loadcase 1": 196

5.3.2. "Loadcase 2": ... 197
5.3.3. "Loadcase 3": ... 198
5.3.4. "Loadcase 4": ... 199
5.3.5. "Loadcase 5": ... 200
5.3.6. "Loadcase 6": ... 201
5.3.7. "Loadcase 7": ... 202
5.3.8. "Loadcase 8": ... 203
5.3.9. "Loadcase 9": ... 204

ANEXO VIII: Diseño conceptual y cálculos preliminares del soporte..... 205

1. Cálculo preliminar analítico: ... 206

1.1. Descripción del problema ... 206
1.2. Restricciones y cargas del soporte ... 207
1.3. Cálculos hidrostáticos y de estabilidad ... 208
1.4. Cálculo del momento adrizante y fuerza de los cables ... 210
1.5. Cálculo de los diagramas de esfuerzos ... 211
1.5.1. Diagramas de esfuerzos de las patas: ... 211
1.5.2. Diagramas de esfuerzos en el cilindro: ... 212
1.6. Coeficiente de esbeltez y flecha máxima ... 213
1.6.1. Coeficiente de esbeltez: ... 213
1.6.2. Flecha máxima: ... 214
1.7. Cálculo de las tensiones ... 216
1.7.1. Tensiones en el cilindro: ... 216
1.7.2. Tensiones en las patas: ... 217

2. Dimensionamiento preliminar I: ... 219

2.1. Dimensiones básicas del soporte ... 219
2.2. Datos básicos de la estructura ... 220
2.2.1. Pesos y centros de gravedad: ... 220
2.2.2. Flotación: ... 220

2.2.3. Tensión inicial de los cables: 220
2.2.4. Características del hormigón: 220
2.2.5. Características del acero: 221
2.2.6. Cálculos hidrostáticos y de estabilidad: 221
2.3. Cargas estructurales 222
2.3.1. Resumen de las cargas de la superestructura: 222
2.3.2. Cargas en el cilindro: 222
2.3.3. Cálculo del momento adrizante y fuerza de los cables: 223
2.3.4. Cargas en las patas: 224
2.4. Diagramas de esfuerzos 225
2.4.1. Esfuerzos axiles: 225
2.4.2. Esfuerzos cortantes: 225
2.4.3. Momentos flectores: 226
2.4.4. Presión: 227
2.5. Puntos críticos de análisis 228
2.5.1. Puntos críticos de análisis del cilindro: 228
2.5.2. Puntos críticos de análisis de las patas: 229
2.6. Cálculo de deformaciones 232
2.6.1. Coeficiente de esbeltez: 232
2.6.2. Flecha máxima de las patas: 232
2.6.3. Flecha máxima de la plancha de las patas: 232
2.7. Cálculo de las tensiones 233
2.7.1. Cálculo de las tensiones en el cilindro: 233
2.7.2. Cálculo de las tensiones en las patas: 234
3. Dimensionamiento preliminar II (Redimensionamiento): 236
3.1. Opciones del redimensionamiento 236
3.1.1. Dimensionamiento del cilindro: 236
3.1.2. Dimensionamiento de las patas: 237
3.2. Dimensiones básicas del soporte 239
3.3. Datos básicos de la estructura 240

3.3.1. Pesos y centros de gravedad: 240
3.3.2. Flotación: 240
3.3.3. Tensión inicial de los cables: 240
3.3.4. Características del hormigón: 241
3.3.5. Características del acero: 241
3.3.6. Cálculos hidrostáticos y de estabilidad: 241
3.4. Cargas estructurales 243
3.4.1. Resumen de las cargas de la superestructura: 243
3.4.2. Cargas en el cilindro: 243
3.4.3. Cálculo del momento adrizante y fuerza de los cables: 244
3.4.4. Cargas en las patas: 245
3.5. Diagramas de esfuerzos 246
3.5.1. Esfuerzos axiles: 246
3.5.2. Esfuerzos cortantes: 246
3.5.3. Momentos flectores: 247
3.5.4. Presión: 248
3.6. Puntos críticos de análisis: 249
3.6.1. Puntos críticos de análisis del cilindro: 249
3.6.2. Puntos críticos de análisis de las patas: 250
3.7. Cálculo de deformaciones 252
3.7.1. Coeficiente de esbeltez: 252
3.7.2. Flecha máxima de las patas: 252
3.7.3. Flecha máxima de la plancha de las patas: 252
3.8. Cálculo de las tensiones 253
3.8.1. Cálculo de las tensiones en el cilindro: 253
3.8.2. Cálculo de las tensiones en las patas: 254

ANEXO IX: Diseño y verificación estructural del soporte mediante Ramseries.....255

1. Creación del modelo:.....256

1.1. Diseño e importación 256

1.2. Definición del problema a analizar 258

1.3. Restricciones del modelo 259

1.4. Aplicación del material 260

1.4.1. Tramos solos formados por chapas de acero:..... 260

1.4.2. Tramos formados por hormigón y chapas de acero: 261

1.5. Cargas estructurales 264

1.5.1. Cargas puntuales: 264

1.5.2. Cargas repartidas en “vigas”: 265

1.5.3. Cargas repartidas en superficies: 266

1.5.4. Peso propio:..... 270

2. Verificación del modelo preliminar:.....271

2.1. Verificación de las aproximaciones del modelo preliminar 271

2.2. Verificación de las tensiones considerando todas las cargas 272

2.2.1. Condiciones normales de trabajo (“*Loadcase 2*”): 272

2.2.2. Condiciones extremas (“*Loadcase 9*”):..... 273

3. Diseño final y verificación de las tensiones: 274

3.1. Características y modificaciones del modelo preliminar 274

3.1.1. Utilización de refuerzos longitudinales: 274

3.1.2. Utilización de cubiertas intermedias y refuerzos transversales:..... 275

3.1.3. Utilización de cartelas para la pieza de transición: 276

3.1.4. Modificación del acero: 277

3.1.5. Espesor chapas: 278

4. Verificación de los resultados de Seakeeping para Ramseries:.....280

3.2. Verificación de las tensiones en las chapas 282

3.2.1. Loadcase 1: 282

3.2.2. Loadcase 2: 282
3.2.3. Loadcase 3: 283
3.2.4. Loadcase 4: 283
3.2.5. Loadcase 5: 284
3.2.6. Loadcase 6: 284
3.2.7. Loadcase 7: 285
3.2.8. Loadcase 8: 285
3.2.9. Loadcase 9: 286
3.3. Verificación de las tensiones en las cubiertas intermedias 287
3.3.1. Loadcase 1: 287
3.3.2. Loadcase 2: 287
3.3.3. Loadcase 3: 288
3.3.4. Loadcase 4: 288
3.3.5. Loadcase 5: 289
3.3.6. Loadcase 6: 289
3.3.7. Loadcase 7: 290
3.3.8. Loadcase 8: 290
3.3.9. Loadcase 9: 291
3.4. Verificación de las tensiones en los refuerzos longitudinales y transversales 292
3.4.1. Loadcase 1: 292
3.4.2. Loadcase 2: 292
3.4.3. Loadcase 3: 293
3.4.4. Loadcase 4: 293
3.4.5. Loadcase 5: 294
3.4.6. Loadcase 6: 294
3.4.7. Loadcase 7: 295
3.4.8. Loadcase 8: 295
3.4.9. Loadcase 9: 296

ANEXO X: Datos de las boyas para condiciones de viento 297

1. Datos de viento utilizados: 298

ANEXO XI: Mapas y planos de interés 309

1. Mapas: 310

1.1. Distancia de la red eléctrica 311

1.2. Potencia eólica disponible en función de la zona 312

1.3. Zonificación de areas de exclusión eólica 313

2. Planos: 314

1. Introducción:

En los últimos años son muchas las empresas que han estado investigando nuevas formas de obtención de energía en alta mar.

Principalmente se pueden diferenciar dos fuentes básicas para la obtención de energía en alta mar como son la energía del mar (*formada por la energía undimutriz, la energía de las corrientes marinas y la energía de las mareas*) y la energía eólica.

1.1. Energía del mar

La energía del mar engloba tanto la energía de las olas como la de las corrientes marinas y mareas.

Los principales sistemas desarrollados para su extracción son:

1.1.1. Boyas marinas:

Consisten en una estructura flotante que convierte la energía cinética del movimiento vertical de las olas en energía eléctrica.

La estructura está formada por una boya, un tubo de aceleración, un pistón y una turbina unida a un generador.

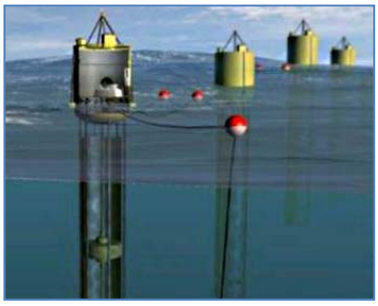


Figura 1.1: Boyas marinas

1.1.2. Convertidor alternativo "Pelamis Wave Power":

Consiste en una estructura articulada semi-submergida formada por secciones cilíndricas que van unidas por bisagras articuladas.

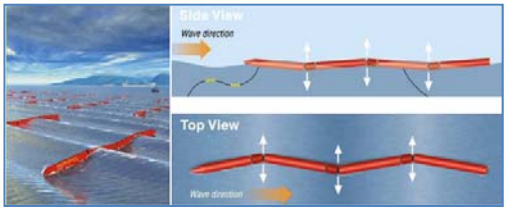


Figura 1.2: Pelamis Wave Power

Las olas, inducen un movimiento relativo entre las secciones que es absorbido por unos cilindros hidráulicos. Los cilindros bombean aceite a alta presión a través de un sistema de motores hidráulicos y hacen mover un generador.

1.1.3. Convertidor por rebase "Wave Dragon":

El "*Wave Dragon*" está formado por unos brazos con unas rampas a través de las cuales sube el agua debido a la fuerza de las olas. El agua, que se encuentra por encima del nivel del mar, cae por gravedad y pasa a través de una turbina acoplada a un generador.

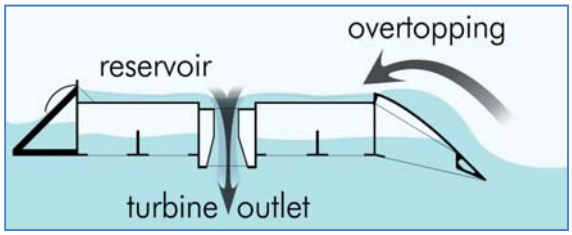


Figura 1.3a: Esquema Wave Dragon

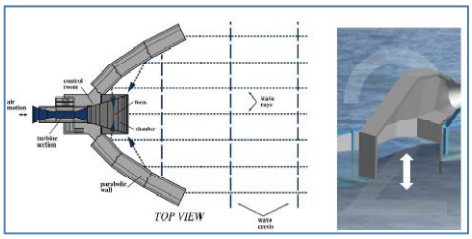


Figura 1.3b: Esquema Wave Dragon

1.1.4. Columna de agua oscilante (OWC):

La columna de agua oscilante aprovecha la variación de nivel del agua del mar debido a las olas. Tiene una cámara de aire conectada con el mar de manera que al variar el nivel del mar, se comprime o expande el aire, moviendo una turbina y generando electricidad.

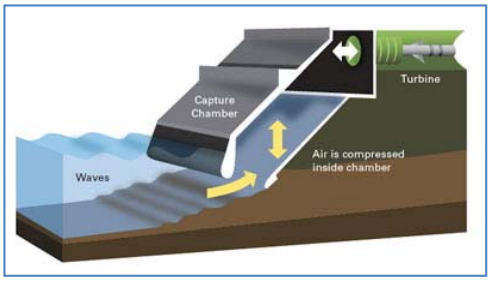


Figura 1.4: Sistema OWC

Se puede consultar más información en el proyecto realizado por *Antoni Canela Mata y Lluís Arbó Joaquín*: *Diseño y optimización de una instalación undimotriz,* presentado en la *Facultad de Náutica de Barcelona [ref. 3.7]*.

1.1.5. Turbinas marinas:

Las turbinas marinas tienen un cierto parecido a los aerogeneradores marinos. Estas aprovechan las corrientes que se generan en el mar incidiendo sobre sus aspas y haciéndolas girar generando así electricidad. Se pueden colocar tanto en el fondo del lecho marino como cerca de la superficie del nivel del mar.

Figura 1.5: Turbinas marinas en lecho marino

Figura 1.6: Turbinas marinas cerca de la superficie del mar

1.2. Energía eólica

Los elementos encargados de aprovechar la energía eólica son los aerogeneradores.

Los aerogeneradores son unos sistemas que aprovechan la fuerza del viento para hacer rotar un rotor conectado con un alternador. Al rotar el rotor, moverá el alternador y se producirá energía eléctrica.

Figura 1.7: Aerogenerador marino de eje horizontal

Figura 1.8: Aerogenerador marino de eje vertical

De aerogeneradores, se puede diferenciar entre los de eje vertical u horizontal. Los de eje horizontal son los más utilizados para grandes potencias y los que se están utilizando para las instalaciones eólicas en el mar.

2. Aerogeneradores marinos:

2.1. Funcionamiento de un aerogenerador

El funcionamiento de todo aerogenerador se basa siempre en un mismo principio. Aún así, puede haber pequeñas diferencias en función de cuál sea la potencia y aplicación del aerogenerador. Por este motivo, a la hora de explicar su funcionamiento este proyecto se basará en los aerogeneradores de eje horizontal off-shore de grandes potencias $(2{,}5 - 6\ MW)$ para alimentar la red eléctrica.

Los aerogeneradores de eje horizontal están formados normalmente por dos o tres palas de diámetro variable en función de la potencia. El viento, incide perpendicularmente sobre las palas del aerogenerador y debido a la diferencia de presiones que se produce entre la cara activa y la pasiva de la pala, se genera una fuerza que permite el movimiento rotatorio de las palas.

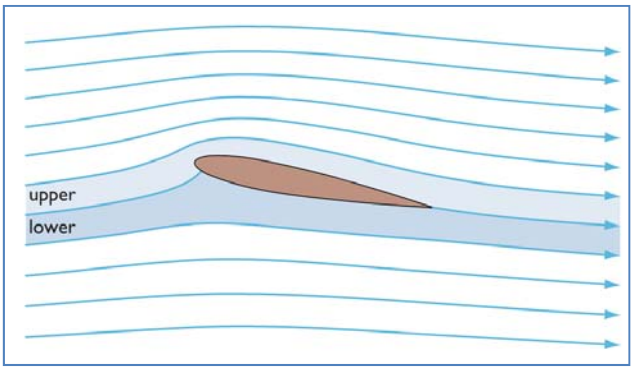


Figura 2.1: Esquema del funcionamiento de una pala de aerogenerador

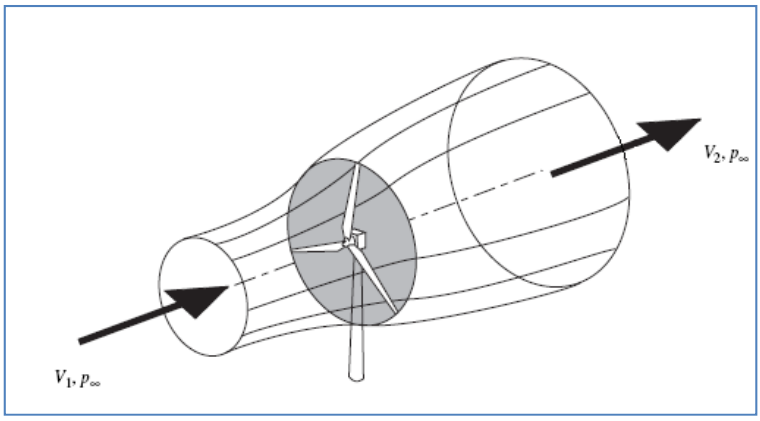


Figura 2.2: Tubo de corriente de la obtención de la energía eólica

Esto es debido a que la parte posterior de la pala es mucho más curvada que la parte anterior por lo que cuando el viento incide sobre la pala, al haber más superficie en la parte posterior, la velocidad aumentará. Aparte, al tener la pala un ángulo de incidencia entre la dirección del viento y el eje de la sección, también se producirá un empuje.

Aplicando la ecuación de *Bernoulli* para un flujo ideal, al aumentar la velocidad disminuirá la presión creándose así una diferencia de presiones entre la cara posterior y delantera de la pala que provocará la rotación de las palas del rotor.

$$p_1 + \frac{1}{2}\rho v_1^2 = p_2 + \frac{1}{2}\rho v_2^2 \rightarrow \Delta p = \frac{1}{2}\rho(v_1^2 - v_2^2)$$

La potencia obtenida en un aerogenerador viene determinada por la siguiente ecuación:

$$P = \frac{1}{2}\rho A v^3 \cdot C_p$$

Donde:

$P = Potencia\ (W)$

$\rho = densidad\ del\ aire\ (kg/m^3)$

$A = área\ desarrollada\ del\ disco\ (m^2)$

$v = velocidad\ del\ viento\ (m/s)$

$C_p =$
Coeficiente de empuje (Su *límite máximo está dado por el nº de Betz* y es de 0,5926)

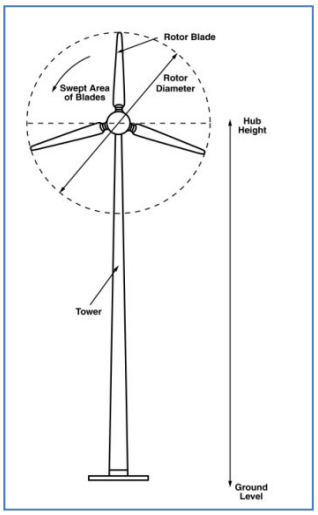


Figura 2.3: Representación del área desarrollada del disco

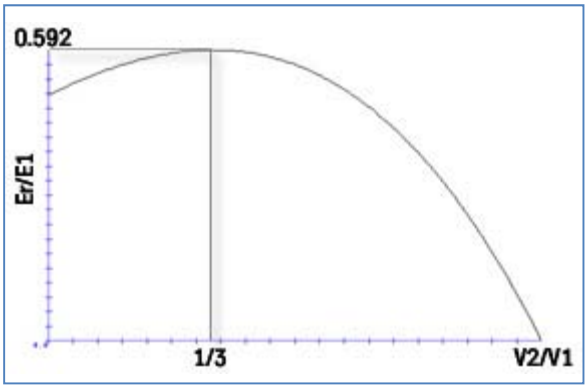


Figura 2.4: Curva de Cp

La potencia entregada por el aerogenerador irá muy ligada a la velocidad del viento. En general, los grandes aerogeneradores empiezan a producir energía a partir de los *4-5 m/s*. Para velocidades bajas la potencia obtenida es muy baja, pero a medida que va aumentando la velocidad, la potencia que genera el aerogenerador aumenta de forma exponencial hasta llegar a aproximadamente una velocidad máxima de *12 m/s.* A partir de este punto, por mucho que aumente la velocidad no se producirá un incremento de la potencia generada. Esto es debido a unos elementos de control que llevan incorporados los aerogeneradores que permiten regular la velocidad de rotación del rotor para así evitar grandes esfuerzos. Además, en caso de que la velocidad del viento pase de los *25 m/s* aproximadamente, el rotor será parado para evitar daños en el aerogenerador.

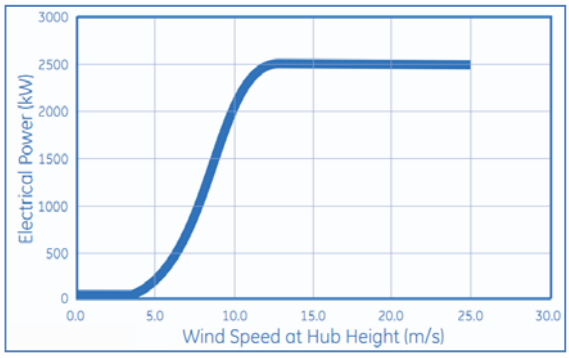


Figura 2.5: Curva de potencia de un aerogenerador [ref. 4.37]

2.2. Elementos básicos de un aerogenerador

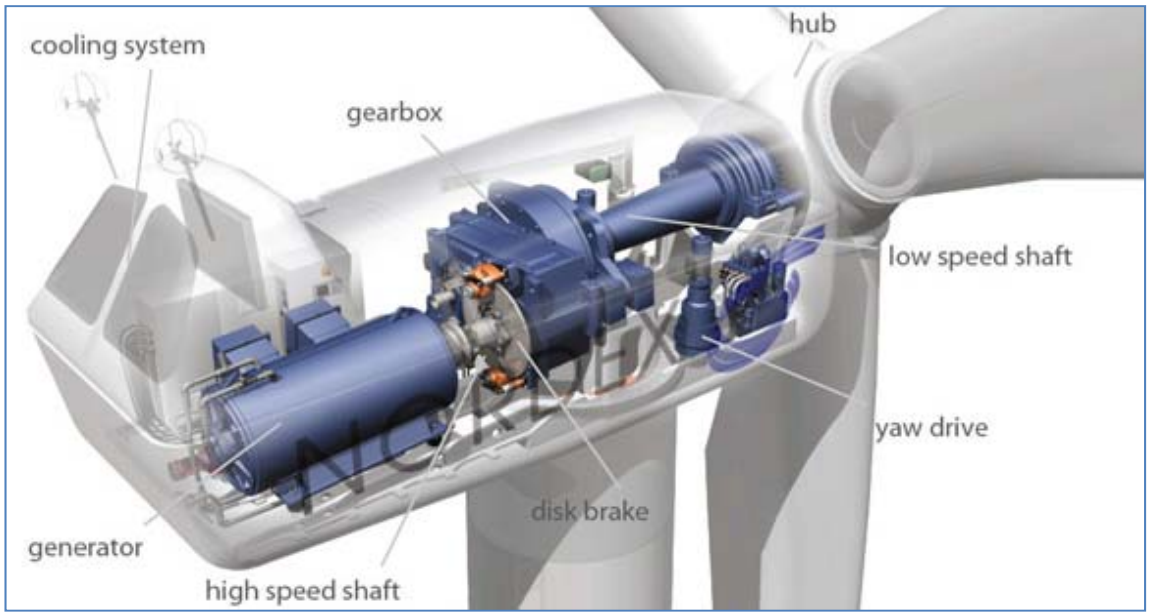


Figura 2.6: Elementos básicos de un aerogenerador [ref. 4.53]

2.2.1. Rotor:

El rotor es el elemento que permite el movimiento de rotación del aerogenerador. Está formado principalmente por las palas y un buje que transmite el movimiento de rotación a un eje que conecta con la caja de cambios.

Dependiendo del aerogenerador, podrá disponer de un sistema de palas de paso variable o de paso fijo. En el caso de las de paso variable permitirá modificar su orientación en función del viento para conseguir de esta forma siempre el máximo rendimiento.

2.2.2. Caja de cambios:

Para adaptar la velocidad de rotación del eje del rotor con la velocidad de rotación del generador se utiliza un sistema de engranajes. Este sistema es utilizado en general para turbinas de alta potencia. Aún así, puede haber turbinas que no dispongan de este sistema.

2.2.3. Generador:

El generador es el encargado de transformar la energía mecánica en energía eléctrica. Transforma la energía de rotación que transmiten las palas de la turbina generando así una corriente alterna trifásica.

2.2.4. Góndola:

La góndola consiste en la carcasa situada en la parte superior del aerogenerador cuya función es proteger los elementos básicos del aerogenerador como son el generador, la caja de cambios y otros elementos importantes.

2.2.5. Sistema de orientación:

Debido a que el viento no tiene siempre una misma dirección, el aerogenerador dispone de un sistema de orientación que coloca el rotor perpendicular a la dirección del viento para aprovechar su máxima energía. En función del aerogenerador, el sistema de orientación estará diseñado para que el aerogenerador esté de cara al viento o de espalda al viento, aunque la primera opción es la más utilizada.

2.2.6. Sistema de seguridad:

El sistema de seguridad es el encargado de disminuir la velocidad del rotor o pararlo en caso de demasiado viento o alguna anomalía en el funcionamiento del aerogenerador.

2.2.7. Torre:

La torre es el elemento encargado de sostener la turbina. Esta debe ser capaz de soportar las fuerzas provocadas por el viento, así como vibraciones y otros fenómenos como pueden ser rayos, corrosión por agua de mar, formación de hielo, etc.

2.3. Diferentes sistemas estructurales

Uno de los puntos más crítico de todo aerogenerador, y especialmente de los offshore consiste en la estructura de soporte. De ella dependerá que el aerogenerador sea capaz de resistir las cargas y esfuerzos impuestos por su entorno, debido principalmente a las olas y viento.

En función de la profundidad en la que se encuentre el aerogenerador hay diferentes posibilidades:

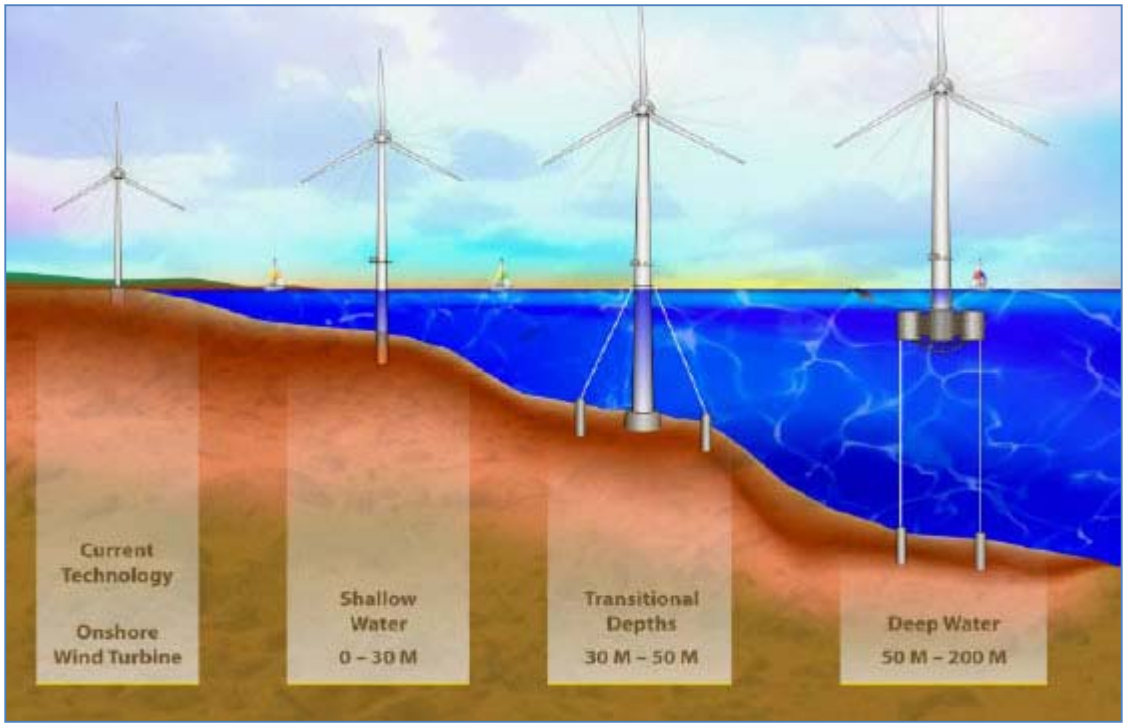


Figura 2.7: Diferentes sistemas en función de la profundidad [ref. 4.10]

En el caso de calados poco profundos o calados de transición se utilizan sistemas donde la torre descansa o va pilotada sobre el fondo marino.

Los sistemas de fijación más destacados para estos calados son cuatro:

Figura 2.8a: "Gravity based foundation"

Figura 2.8b: "Monopile foundation"

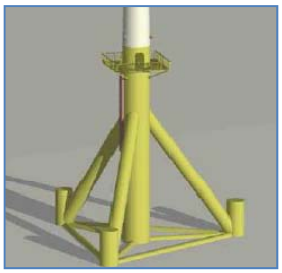


Figura 2.8c: "Tripod foundation"

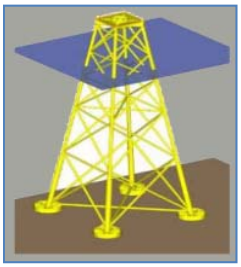


Figura 2.8d: "Jacket foundation"

2.3.1. "Gravity based foundation":

La cimentación por gravedad consiste en gran bloque de hormigón en el cual va unida la estructura del aerogenerador. Al principio el bloque de hormigón está vació por el interior, por lo que flota. El bloque es arrastrado hasta el punto de instalación y allí es llenado con arena, hormigón y grava consiguiendo así asentarlo en la base del fondo marino. Debido al gran peso del conjunto del bloque, este es capaz de soportar los esfuerzos impuestos por las olas y el viento que actúan sobre la estructura.

Para que la base quede bien asentada y no se mueva, se tendrá que preparar el fondo marino para que acepte la estructura.

Sistemas como este ya se han utilizado para puentes y en algunos aerogeneradores para calados menores de *10 m*. El coste de estos es elevado, aunque en los últimos años se ha conseguido reducir bastante debido a modificaciones en su construcción.

Últimamente, se ha estado experimentado con bases de acero ya que son más ligeras a la hora de transportalas, además de que sus costes de fabricación son menores.

2.3.2. "Monopile foundation":

Consiste en un diseño simple en el que la torre del aerogenerador es soportada por un pilote hincado directamente al suelo o mediante una pieza de transición. Al ser una estructura tan simple, no es necesario ningún método específico de fabricación.

Comparado con el sistema anterior este tiene un impacto ambiental mínimo y localizado. La mayoría de aerogeneradores en aguas poco profundas son soportados utilizando este método.

Un aspecto a tener en cuenta es que, en función de las características del suelo marino y de su profundidad, serán necesarias unas u otras técnicas para asegurar la firmeza del soporte.

La sección mínima de este soporte vendrá determinada por los mínimos requisitos de resistencia y fatiga que tiene que cumplir debido a las condiciones dinámicas. A mayor profundidad, mayor tendrá que ser la sección, por lo que para calados profundos (*>30 m*) este sistema no será válido.

2.3.3. "Tripod foundation":

Consiste en un trípode que soporta la estructura principal bajo el agua. El trípode tiene tres pilones pequeños que van anclados en el suelo marino impidiendo así su movimiento.

La ventaja de este sistema es que, aparte de tener que llenar con lechada el cilindro central del soporte, no es requerida ninguna preparación del lecho marino para su instalación.

Este sistema puede ser utilizado para calados de transición a partir de los *20 m*. En caso de calados poco profundos tiene el problema que los buques de servicio y mantenimiento chocan con la estructura.

2.3.4. "Jacket foundation":

Este sistema es similar al de una típica torre de alta tensión. La base es fijada en el suelo mediante cuatro pilones pequeños de la misma forma que en el caso anterior.

También, al igual que en el caso anterior, tendrá las mismas ventajas e inconvenientes por lo que respeta a proceso de colocación, problemas para calados poco profundos y calados de aplicación.

La ventaja principal de este sistema es la reducción del acero necesario a la hora de realizar la construcción en comparación con los otros sistemas, con lo que con una menor cantidad de material se conseguirán resistencias parecidas.

Cuando los calados son muy profundos (*<40-50 m*) los sistemas anteriores son muy caros de realizar y poco prácticos. Por este motivo se están estudiando diferentes sistemas de estructuras flotantes. Estos aún están en fase de desarrollo y se puede diferenciar principalmente tres vías distintas de desarrollo:

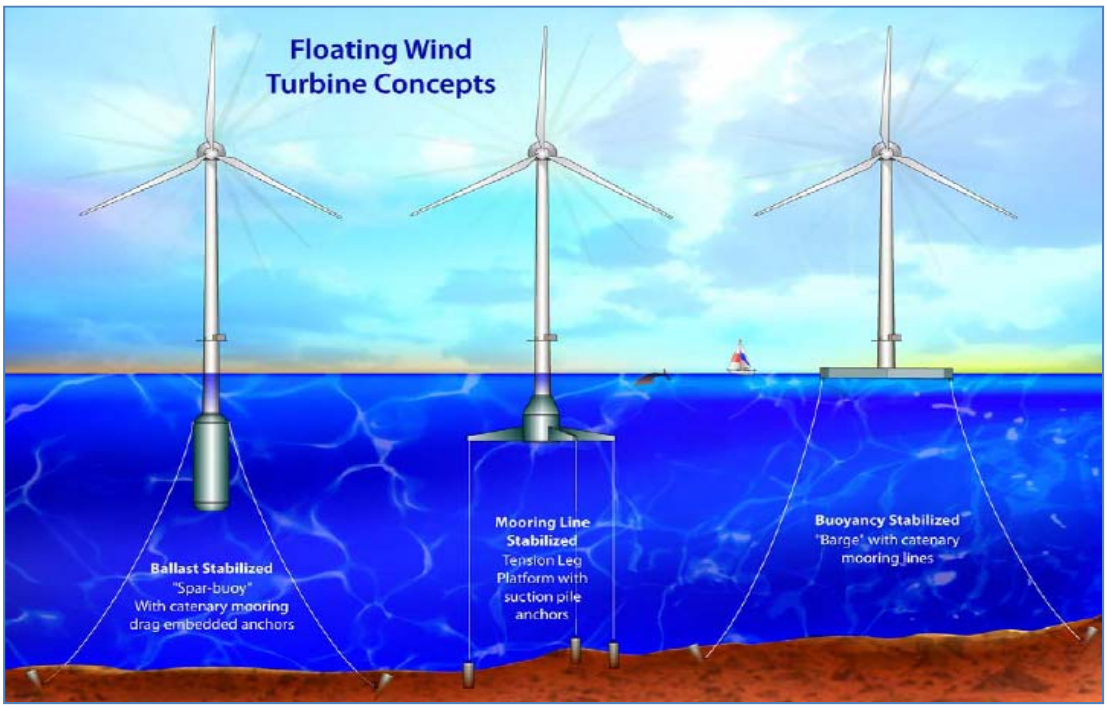


Figura 2.9: Tipos de soportes flotantes [ref. 4.10]

2.3.5. "Ballast Stabilized Spar-Buoy":

Esta consiste en un grande casco cilíndrico en la parte inferior fabricado de acero o de hormigón. La estructura va anclada con unos cables en el fondo marino que reducen su movimiento. De las tres opciones, está es la que tiene un mayor calado, por lo que será necesario una mayor profundidad del fondo marino para poder ser utilizada.

El interior del casco está formado por varias secciones estancas que sirven como lastre, tanques de almacenamiento de aceite, etc.

Las ventajas esperadas de este sistema son según los investigadores:

- Mínimo movimiento inducido por las olas.
- Menores costes estructurales.
- Flotación de la estructura durante el montaje.

Todo y las ventajas esperadas por los investigadores, al no estar los cables con una gran tensión, el sistema de fondeo permitirá a la estructura una relativamente grande amplitud de movimiento, que dificultaría la operación del aerogenerador.

2.3.6. "Mooring Line-Stabilized Tension Leg Platform (*TLP*)":

Este sistema consiste en una plataforma vertical flotante fijada cuatro cables macizos de alta resistencia en cada una de las patas de la base y anclados en el fondo marino.

La base siempre está en flotación constante, consiguiendo así que los cables estén siempre tensados. Con la tensión de los cables se consigue mantener la flotabilidad y la posición vertical de la turbina sean cuales sean las condiciones de viento y olas. La tensión en los cables es un aspecto muy importante, ya que cuando menor sea la tensión, más libertad de movimiento tendrá la estructura.

Un punto crítico de este sistema será el anclaje de los cables. Para ello se utilizan unos sistemas complejos que no son aptos para todo tipo de fondos marinos.

Este tipo de estructura ya ha sido utilizada para plataformas petrolíferas desde la década de los *80* y es muy adecuada para grandes profundidades.

De los tres sistemas este es el que ofrece una menor amplitud de movimiento a la estructura; aunque es el más caro.

2.3.7. "Buoyancy Stabilized Barge":

Este sistema consiste en una plataforma flotante estabilizada diseñada para ser más rentable y de fácil instalación.

La plataforma ideada es muy poco pesada y el área de flotación es suficiente para estabilizar la estructura en condiciones de carga. Está dispone de unos cables anclados en el fondo marino para únicamente evitar que pueda volcar en condiciones extremas.

La principal ventaja de ésta son sus costes de instalación y transporte. Ésta, puede ser arrastrada desde puerto por cualquier remolcador lo que reduce bastante los costes de desplazamiento.

Estos sistemas no son recomendados para zonas de oleaje extremo, ya que al ser un sistema flotante, la estructura se mueve constantemente.

Como ya se ha comentado anteriormente, de todas las estructuras este proyecto se va a basar en el tipo *TLP*.

3. Elección del aerogenerador:

Para la elección del aerogenerador se definirá una cifra de mérito multicriterio que tendrá en cuenta su potencia nominal así como sus velocidades de trabajo. En función de cuáles sean estos parámetros de cada modelo obtendrá una puntuación diferente.

Los diferentes modelos estudiados son los siguientes:

Marca	*Modelo*	*Diámetro rotor (m)*	*Potencia nominal (kW)*	*Velocidad de arranque (m/s)*	*Velocidad nominal (m/s)*	*Velocidad parada (m/s)*
RE-Power	*5M*	*126*	*5075*	*3,5*	*14*	*30*
RE-Power	*6M*	*126*	*6150*	*3,5*	*14*	*30*
Bard	*BARD 5.0*	*-*	*5272*	*3*	*12,5*	*30*
Areva	*M5000*	*116*	*5000*	*4*	*12,5*	*25*
Siemens	*SWT-3.6-107*	*107*	*3600*	*3*	*13*	*25*
GE-Power	*GE 4.0*	*110*	*4000*	*3*	*14*	*25*
Alstom	*ECO-100*	*100*	*3000*	*3*	*-*	*25*
Alstom	*ECO-110*	*110*	*3000*	*3*	*-*	*25*
Gamesa	*G128*	*128*	*4500*	*-*	*-*	*-*
Lagerwey	*-*	*-*	*3500*	*-*	*-*	*-*
Vestas	*V112*	*112*	*3000*	*4*	*12*	*25*

Tabla 3.1: Modelos de aerogeneradores de grandes potencias

Su elección vendrá determinada por los siguientes parámetros:

Puntuación en función de las características del aerogenerador				
Potencia nominal (MW)	$\boldsymbol{P \leq 3}$	$\boldsymbol{3 < P \leq 4}$	$\boldsymbol{4 < P \leq 5}$	$\boldsymbol{P} > 5$
Puntuación	*5*	*10*	*15*	*20*
Velocidad arranque (m/s)	$\boldsymbol{v \leq 3}$	$\boldsymbol{3 < v \leq 3,5}$	$\boldsymbol{3,5 < v \leq 4}$	$\boldsymbol{v} > 4$
Puntuación	*4*	*3*	*2*	*1*
Velocidad nominal (m/s)	$\boldsymbol{v \leq 12}$	$\boldsymbol{12 < v \leq 13}$	$\boldsymbol{13 < v \leq 14}$	$\boldsymbol{v} > 14$
Puntuación	*7*	*6*	*5*	*4*
Velocidad parada (m/s)	$\boldsymbol{v} < 25$	$\boldsymbol{25 \leq v} < 30$	$\boldsymbol{v \geq 30}$	**-**
Puntuación	*7*	*8*	*9*	*-*

Tabla 3.2: Criterio de puntuaciones para la elección del aerogenerador

Los criterios de puntuación se han considerado en función de la aportación que tiene cada parámetro a la hora de obtener una mayor potencia de trabajo en el aerogenerador. Por este motivo, se le ha dado una mayor puntuación a la potencia

nominal del aerogenerador, ya que proporcionará una idea muy clara de la potencia que se va a obtener a la realidad, seguido de la velocidad de arranque y de parada, ya que cuando mayor sea ese rango, mayor será la potencia que se obtendrá y finalmente en último lugar la velocidad de arranque ya que a esas velocidades la potencia que desarrolla el aerogenerador es mínima.

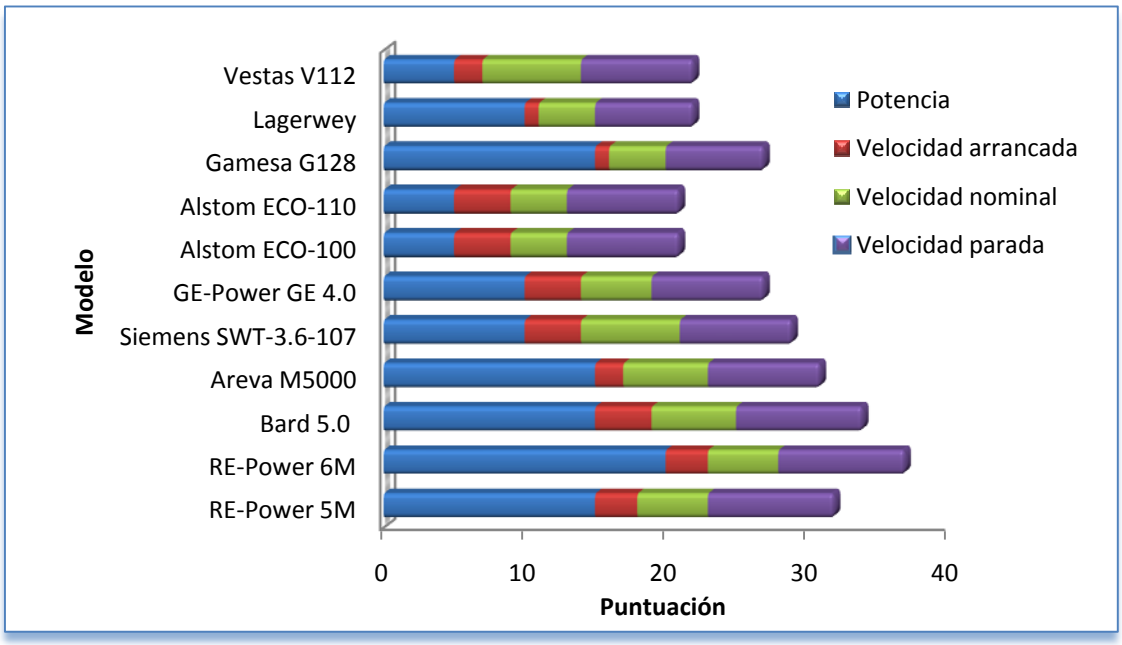


Gráfico 3.1: Puntuaciones para la elección del modelo de aerogenerador

Como se puede observar, el modelo *6M* de la marca *RE-Power* es el que dispone de una mayor puntuación y en el que se basará la realización de este proyecto.

* *<u>Nota</u>: Tanto el procedimiento completo de la elección del aerogenerador como las características principales del aerogenerador escogido se pueden consultar en el Anexo I.*

4. Elección del emplazamiento:

A la hora de elegir el emplazamiento donde irá situado el aerogenerador, se deberán tener en cuenta varios factores. Los criterios que se van a tener en cuenta por orden de prioridad para la elección son los siguientes:

+	**Potencia eólica real:** Cuanto mayor se la potencia real, mayores serán los beneficios obtenidos
	Distáncia de la costa: Cuanto más lejos de la costa esté el aerogenerador, mayores serán los costes de instalación
	Profundidad de la zona: Cuanto más profunda se la zona de instalación, mayores serán los costes de instalación
	Zonificación de areas de exclusión eólica: En función de la zona, no será permitido realizar la instalación
	Distancia de la red eléctrica: Cuanto mayor sea la distancia a la red eléctrica, mayores serán los costes de instalación
-	**Areas eólicas marinas solicitadas:** Las areas eólicas marinas ya solicitadas darán un valor añadido a la elección, ya que verificarán que la zona elegida es correcta

Tabla 4.1: Orden de prioridad para la elección del emplazamiento

El orden de prioridad de los criterios ha sido elaborado básicamente en función de la influencia que tiene cada factor en el coste final de la instalación.

Al igual que para la elección del aerogenerador se, ha creado una tabla con las puntuaciones de cada criterio, en función de las características del emplazamiento evaluado.

En caso de que haya una característica que haga imposible, ya sea por motivos económicos o medioambientales, la instalación del aerogenerador, la zona quedará automáticamente eliminada.

Potencia real (posición)	**1**	**2 - 4**	**5 - 8**	**9 - 11**
Puntuación	25	20	15	10
Distancia de la costa (m)	$D < 30$	$30 \geq D > 40$	$40 \leq D \leq 50$	$D > 50$
Puntuación	Eliminado	5	10	5
Profundidad de la zona (m)	$P < 300$	$300 \leq P > 400$	$400 \leq P < 500$	$P \geq 500$
Puntuación	12	8	4	Eliminado
Zonas protegidas	**Zona de exclusión**	**Zona con condicionantes**	**Zona apta**	**-**
Puntuación	Eliminado	2	6	-
Distancia red eléctrica	$D < 40$	$40 \leq D < 55$	$55 \leq D < 65$	$D \geq 65/^{(1)}$
Puntuación	4	3	2	1
Áreas eólicas marinas solicitadas	**Solicitada**	**No solicitada**	**-**	**-**
Puntuación	1	0	-	-

Tabla 4.2: Criterio de puntuaciones para la elección del emplazamiento

(1): No hay ninguna estación o sub-estación eléctrica cerca de la costa.

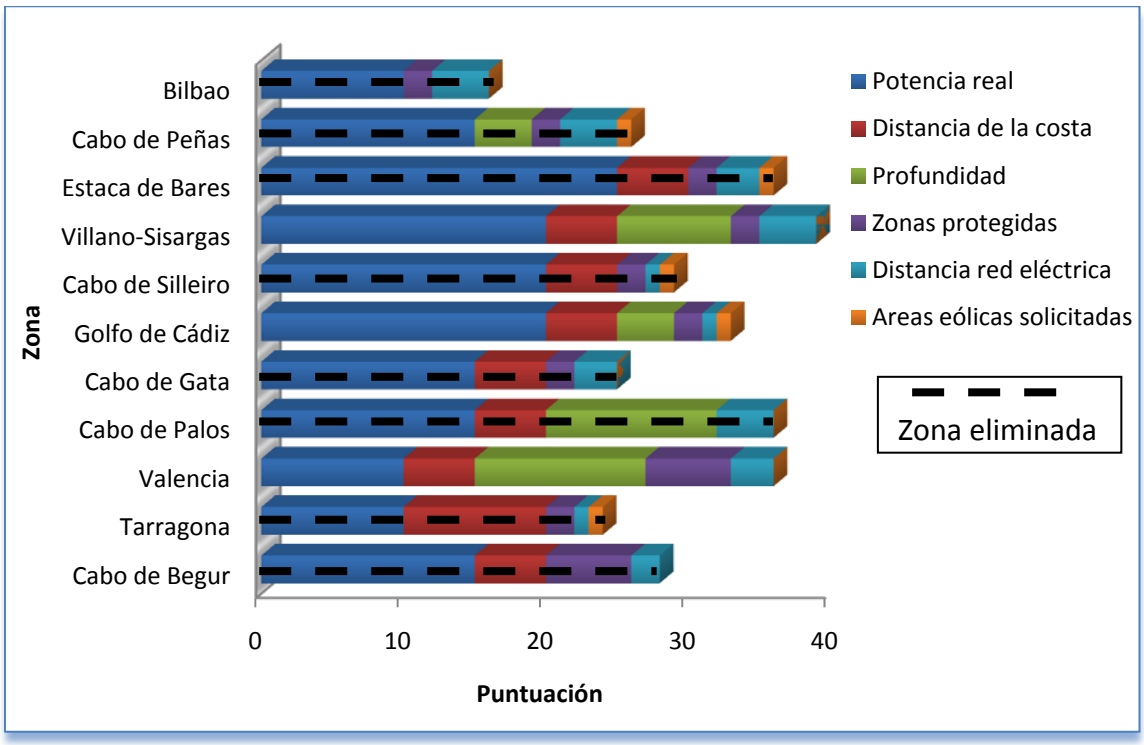


Gráfico 4.1: Puntuaciones para la elección del emplazamiento

Finalmente el emplazamiento elegido para la instalación del parque eólico es en la zona de *Villano-Sisargas*. Todos los criterios que se han tenido en cuenta para la elección, así como las características de cada zona se pueden consultar en el *Anexo II.*

* *Nota: El procedimiento completo de la elección del emplazamiento se puede consultar en el Anexo II.*

5. Diseño conceptual y cálculos preliminares del soporte:

Las estructuras off-shore para aerogeneradores flotantes están aún en fase de desarrollo. En el mundo hay actualmente muy pocos aerogeneradores instalados en el mar, aunque se prevé que en los últimos años el número de aerogeneradores marinos aumente considerablemente.

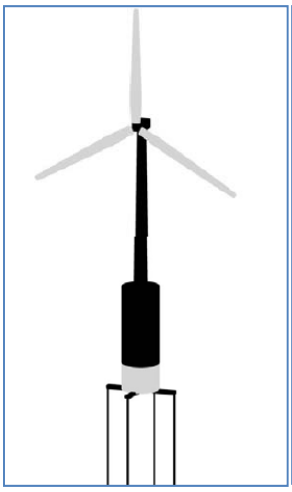
Al estar este tipo de instalaciones aún en fase de desarrollo, es difícil encontrar cual es el tipo de soporte utilizado en cada caso en función de las características del emplazamiento. Por este motivo, para de determinar cuáles serán las dimensiones básicas del soporte, se han a utilizado datos de otros proyectos ya realizados en otras universidades, aunque ninguno de ellos ha llegado aún a la fase de construcción.

Los proyectos que se van a utilizar para realizar el estudio son:

- P_{TLP1}: *Paul Sclavounos, Christopher Tracy y Sungho Lee; Floating Offshore Wind Turbines: Responses in a Seastate Pareto Optimal Designs and Economic Assessmen, Massachusetts Institute of Technology, Octubre de 2007.*

- P_{TLP2}: *Elizabeth Wayman; Coupled Dynamics and Economic Analysis of Floating Wind Turbine Systems, Massachusetts Institute of Technology, Junio de 2006.*

- P_{TLP3}: *Christopher Gabrielson, Stephen Hanly, Michal Parzych, Michael Sacco, Ryan Sebastian; Design of Scale-Model Floating Wind Turbine Platforms, Worcester Polythechnic Institute, Marzo de 2010.*



Platform Diameter [m]	18
Platform Draft [m]	47.89
Concrete Mass [metric tons]	8216
Concrete Height [m] Total Displacement [metric tons]	12.6 12187
Windward Static Tension [metric tons]	539.3
Leeward Static Tension [metric tons]	262
Steady State Surge Offset [m] Steady State Pitch Offset [deg]	4.394 0.438
Nacelle RMS Acceleration [g]	0.031
RMS Surge Displacement [m]	2.095
RMS Heave Displacement [m]	0.067
RMS Pitch Displacement [deg]	0.224
RMS Yaw Displacement [deg]	0.0
Windward RMS Tension [metric tons]	79.36
Static plus 3σ Dynamic Windward Tension[metric tons]	777.4
Static minus 3σ Dynamic Leeward Tension[metric tons]	27.4

Imagen 5.1: Soporte TLP *Tabla 5.1: Datos característicos de un soporte TLP para turbinas eólicas*

Rotor Orientation	Upwind	
Control	Variable Speed, Collective Pitch	
Rotor Diameter/Hub Diameter	126 m/3 m	
Hub Height	90 m	
Max Rotor/Generator Speed	12.1 rpm/1,173.7 rpm	
Maximum Tip Speed	80 m/s	
Overhang/Shaft Tilt/Precone	5 m/ 5°/ -2.5°	
Rotor Mass	110,000 kg	Overall c.g. location: $(x,y,z)_t$ = (-.2,0,64)m
Nacelle Mass	240,000 kg	
Tower Mass	347,460 kg	

Tabla 5.2: Datos característicos de un aerogenerador off-shore

En el caso del de la torre de soporte no se va a realizar ningún cálculo especial para su dimensionamiento. Esto es debido a que el diseño de la torre para el caso de estructuras off-shore es el mismo que para las terrestres, por lo que sus características ya vienen determinadas por el fabricante del aerogenerador.

5.1. Dimensiones básicas

Las dimensiones básicas obtenidas consultando otros proyectos son las siguientes:

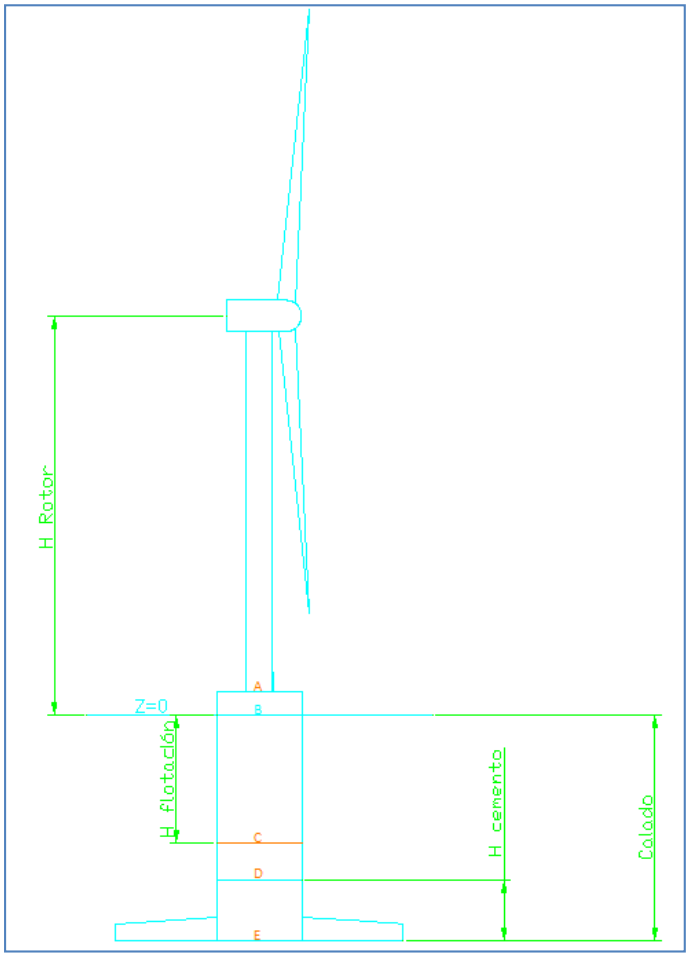


Imagen 5.2 Características básicas del soporte

Características básicas del soporte	
Espesor	*15 mm*
Radio cilindro	*9 m*
Calado cilindro	*47 m*
Altura hormigón	*12,6 m*
Peso hormigón	*8216 T*

Tabla 5.3: Característicos básicas del soporte

A partir de estas dimensiones básicas se procederá a realizar el diseño del soporte mediante *CATIA*. Con el diseño ya realizado se realizará un cálculo preliminar analítico para acabar de redimensionar el soporte de acuerdo a las condiciones ambientales a las que estará sometido.

5.2. Dimensionamiento preliminar del soporte

Para realizar el dimensionamiento preliminar se optimizarán las medidas del soporte para las condiciones normales de trabajo (*consultar Anexo VIII*).

Al tratarse de un dimensionamiento preliminar y analítico, se tendrá en cuenta un factor de seguridad del *75 %* sobre las tensiones máximas que podrá soportar el acero.

Este factor de seguridad tan elevado es debido a los siguientes motivos:

- **Cálculo analítico y preliminar (*25 %*):**

  Al ser un cálculo analítico y preliminar es muy difícil evaluar a la perfección las tensiones a las que estará sometido realmente el soporte.

- **No se tienen en cuenta las fuerzas de inercia del soporte (*20 %*):**

  Al estar el soporte flotando en alta mar, estará en movimiento continuamente debido a las cargas ambientales, lo que generará una masa añadida en el soporte. Esta "masa" es muy difícil de evaluar analíticamente, por lo que inicialmente no se tendrá en cuenta y ya se evaluará en un proceso más avanzado de cálculo.

- **No se evalúan las condiciones ambientales extremas (*30%*):**

  Las tensiones que se pueden producir en las condiciones ambientales extremas son muy elevadas, pero al ser muy poco frecuentes, la normativa permite que estas sean superiores al límite elástico del acero. Al ser el cálculo de las tensiones para condiciones ambientales extremas un poco más complejo de evaluar, las cargas extremas se considerarán en un proceso de cálculo más avanzado.

$$\sigma_{máx} = \frac{\sigma_{límite\ elático_{acero}}}{1 + \frac{'Factor\ de\ seguridad'}{100}} = \frac{265000}{1 + \frac{75}{100}} = 151428{,}57\ kN/m^2$$

* *Nota: Mirar el Anexo VIII para consultar el límite elástico del acero.*

Para hacer menos pesado el proceso del dimensionamiento preliminar, en este apartado se ha hecho un resumen de éste, mostrando solo el redimensionamiento preliminar final. Para consultar el dimensionamiento preliminar completo se puede consultar en el *Anexo VIII*.

5.2.1. Dimensiones y características básicas:

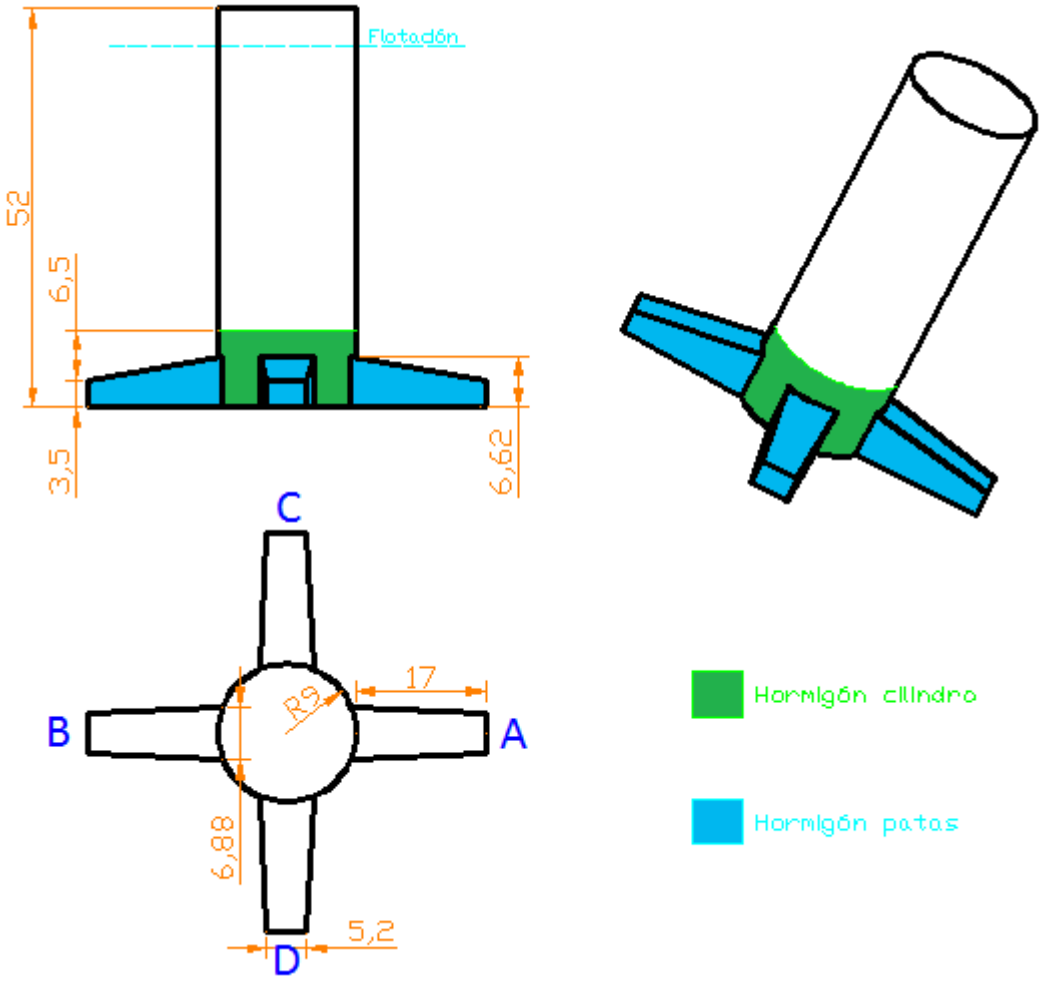


Imagen 5.3: Características básicas del dimensionamiento preliminar

Características básicas del soporte	
Espesor cilindro	*25 mm*
Espesor patas	*30 mm*
Calado cilindro	*47 m*
Altura hormigón cilindro	*10 m*
Peso hormigón cilindro	*6300 T*
Peso hormigón patas	*2294 T*

Tabla 5.4: Características básicas del dimensionamiento preliminar

5.2.2. Modelo de barras:

Para realizar el cálculo analítico se simplificará el problema considerando un modelo de barras.

Cada barra consistirá en una parte del soporte cuyas propiedades vendrán definidas por la sección del tramo del soporte perteneciente.

El modelo a evaluar es el siguiente:

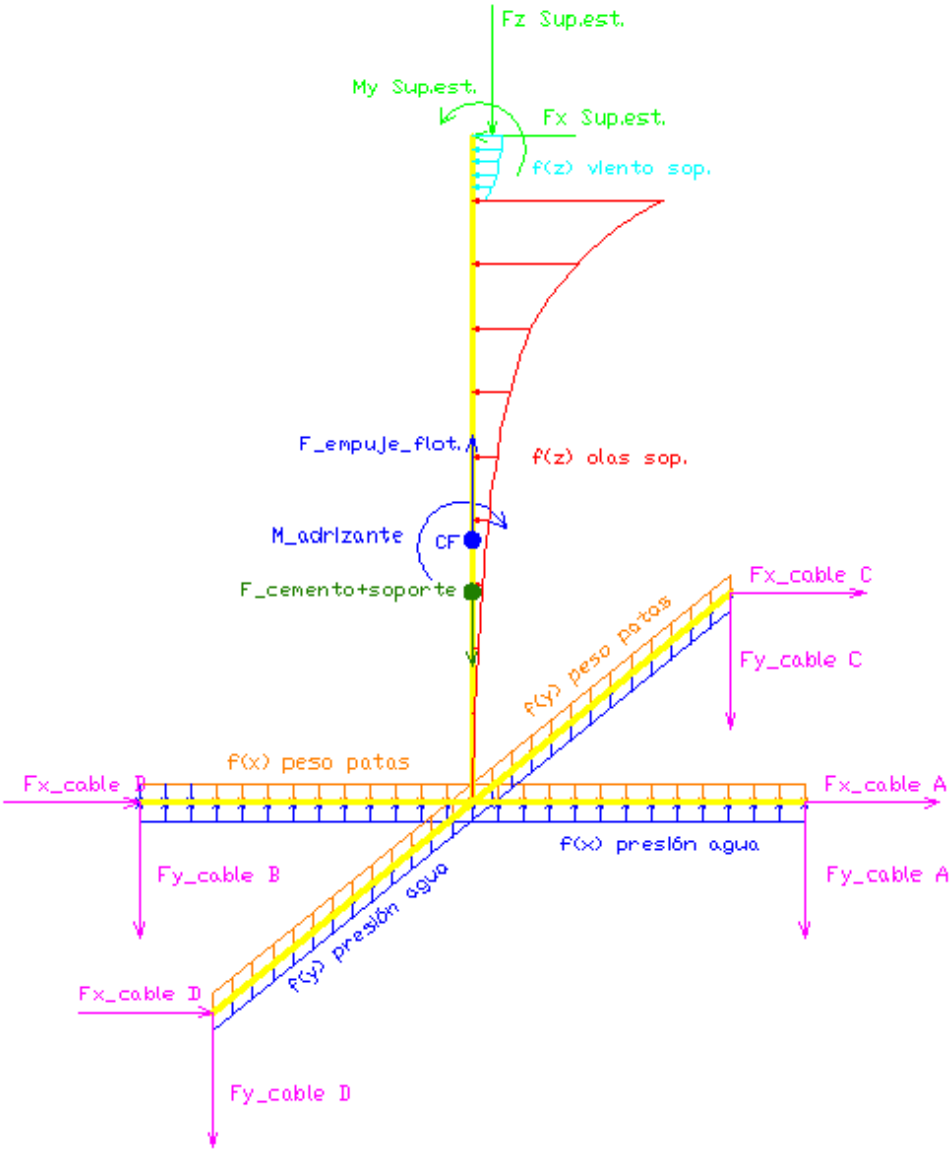


Imagen 5.4: Cargas a considerar en el modelo de barras

Toda la información referente al modelo de barras así como los métodos de cálculo empleados se pueden consultar en el *Anexo VIII.*

5.2.3. Diagramas de esfuerzos:

- **Esfuerzos axiles:**

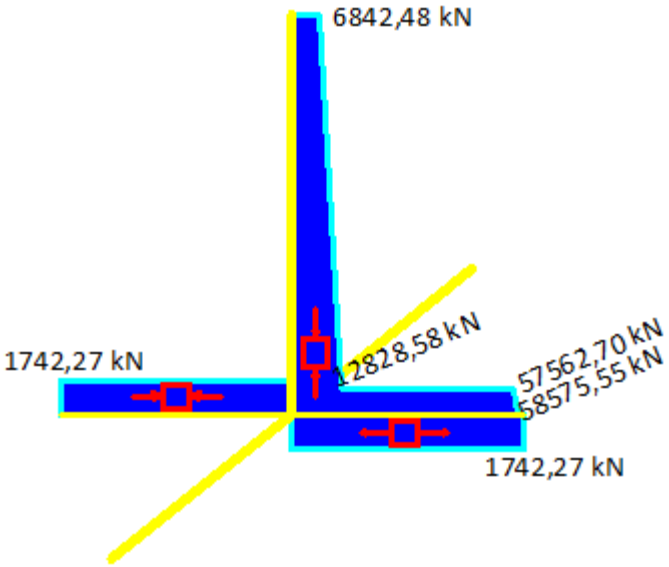


Imagen 5.5: Diagrama de esfuerzos axiles

- **Esfuerzos cortantes:**

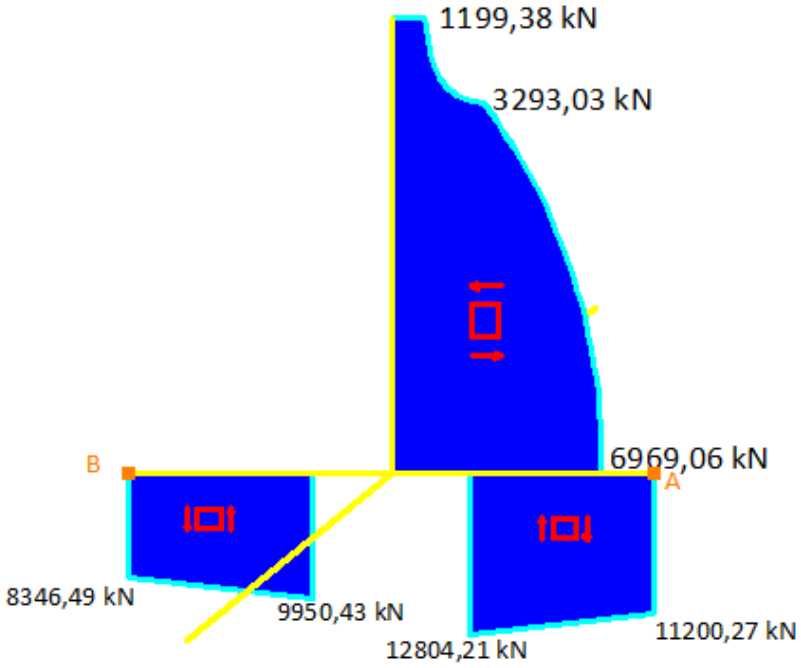


Imagen 5.6a: Diagrama de esfuerzos cortantes

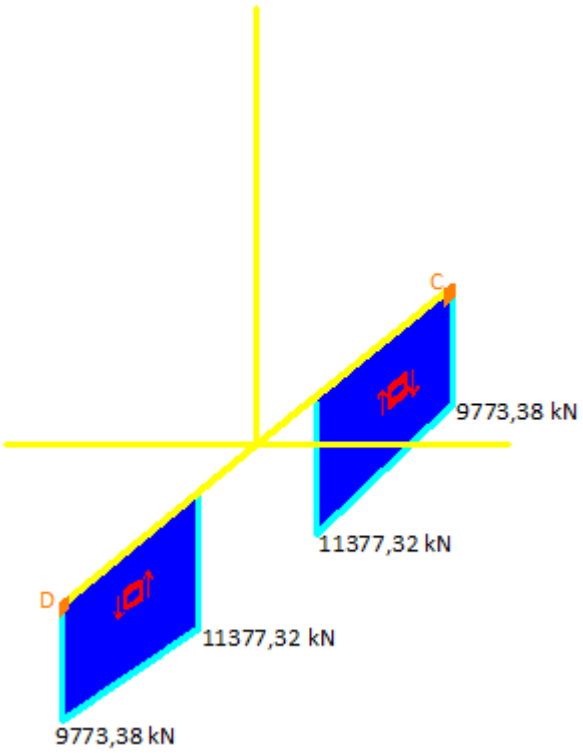


Imagen 5.6b: Diagrama de esfuerzos cortantes

- **<u>Momentos flectores</u>:**

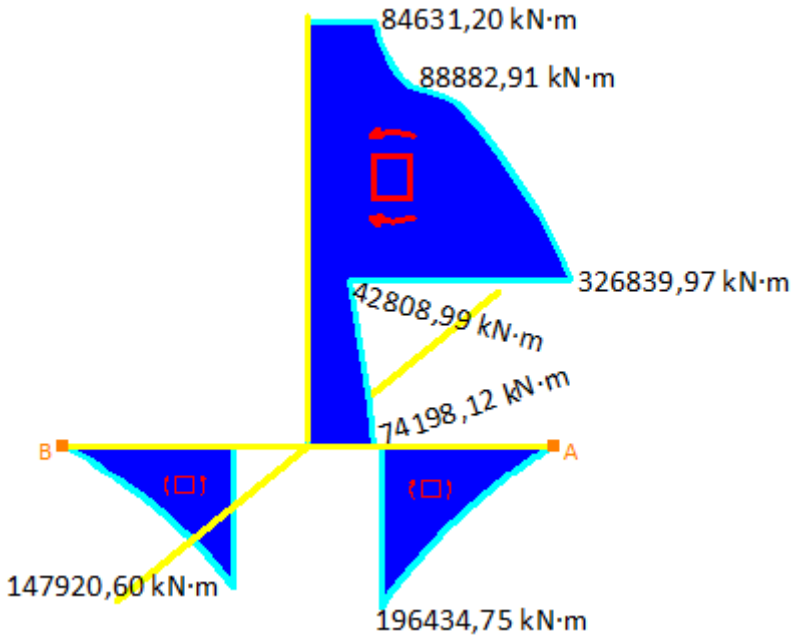


Imagen 5.7a: Diagrama de momentos flectores

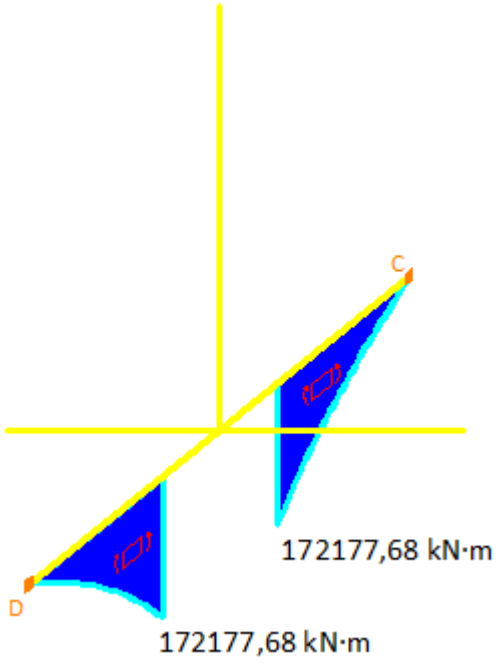


Imagen 5.7b: Diagrama de momentos flectores

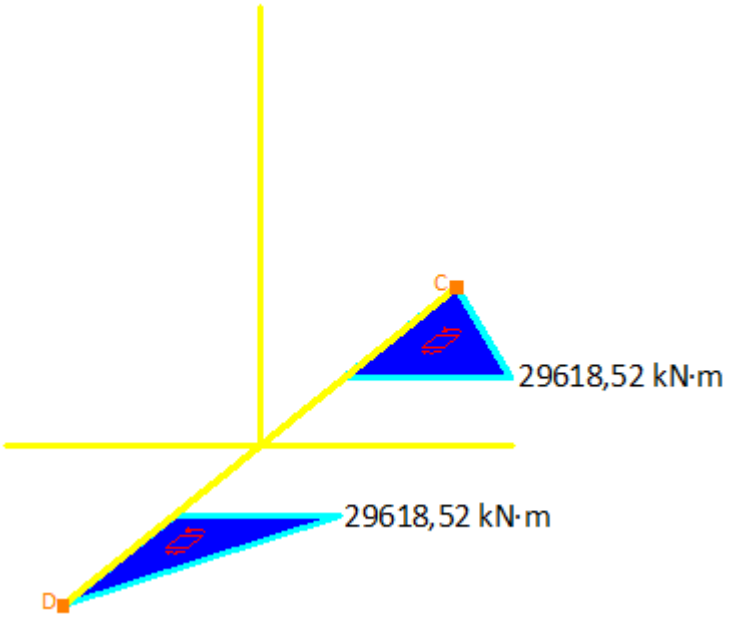


Imagen 5.7c: Diagrama de momentos flectores

- **Presión**:

Z (m)	*Presión agua (Pa)*
5,00	101300,00
0,00	101300,00
-5,00	157149,12
-10,00	204982,14
-15,00	253939,64
-20,00	303514,28
-25,00	353427,61
0,00	111365,06
-30,00	403526,81
-35,00	453728,03
-40,00	503985,23
-45,00	554273,16
-47,00	574393,58

Tabla 5.5: Distribución de presiones a lo largo del soporte

5.2.4. Puntos críticos de análisis:

Para evaluar las tensiones se han considerado las secciones críticas del soporte y se ha hecho el dimensionamiento para dichas secciones.

Las secciones críticas a estudiar son las siguientes:

- **Cilindro - Tramo I**:

Cilindro - Tramo I	
Altura sección (m)	*-26,61*
Radio (m)	*9,00*
Espesor (m)	*0,025*
Axil (kN)	*10811,95*
Presión (kPa)	*369544,32*
Cortante (kN)	*6423,91*
Flector (kN·m)	*326839,97*

Cargas críticas: Se produce el flector máximo.

- **Cilindro - Tramo II:**

Cilindro - Tramo II	
Altura sección (m)	*-37,00*
Radio (m)	*9,00*
Espesor (m)	*0,025*
Axil (kN)	*11954,93*
Presión (kPa)	*473825,947*
Cortante (kN)	*6823,43*
Flector (kN·m)	*62599,32*

Cargas críticas: Al aumentar el calado, aumenta la presión del agua sobre el cilindro y hay problemas de tensiones por presión.

- **Cilindro - Tramo III:**

Cilindro - Tramo III	
Altura sección (m)	*-47,00*
Radio (m)	*9,00*
Espesor (m)	*0,025*
Axil (kN)	*58575,55*
Presión (kPa)	*574393,58*
Cortante (kN)	*6969,06*
Flector (kN·m)	*74198,12*

Cargas críticas: Se produce el esfuerzo axil y cortante máximo. Al haber hormigón no hay problemas por presión.

- **Pata "A":**

Para el análisis de las cargas solo se dimensionará la pata "A" ya que es la que soporta unas mayores tensiones. (*Mirar Anexo "VIII"*)

Pata "A" – Sección I	
Posición sección (m)	*9,00*
Altura sección (m)	*6,62*
Ancho sección (m)	*6,88*
Espesor (m)	*0,030*
Axil (kN)	*1742,27*
Presión (kPa)	*574393,58*
Cortante horizontal (kN)	*0,00*
Cortante vertical (kN)	*12804,21*
Flector vertical (kN·m)	*196434,75*

Flector horizontal (kN·m)	*0,00*
Pata "A" – Sección II	
Posición sección (m)	*17,50*
Altura sección (m)	*5,00*
Ancho sección (m)	*6,01*
Espesor (m)	*0,030*
Axil (kN)	*1742,27*
Presión (kPa)	*574393,58*
Cortante horizontal (kN)	*0,00*
Cortante vertical (kN)	*11871,97*
Flector vertical (kN·m)	*96669,21*
Flector horizontal (kN·m)	*0,00*

Pata "A" – Sección III	
Posición sección (m)	*27*
Altura sección (m)	*3,50*
Ancho sección (m)	*5,20*
Espesor (m)	*0,030*
Axil (kN)	*1742,27*
Presión (kPa)	*574393,58*
Cortante horizontal (kN)	*0,00*
Cortante vertical (kN)	*11200,27*
Flector vertical (kN·m)	*0,00*
Flector horizontal (kN·m)	*0,00*

* *Nota: Aunque la presión en la pata variará en función de la altura, para el estudio de las tensiones se ha considerado la presión como constante, considerando el máximo valor al que estarán sometidas las patas.*

5.2.5. Cálculo de deformaciones:

- **Coeficiente de esbeltez:**

Cálculo coeficiente de esbeltez	
Longitud soporte (m)	*52*
Radio de giro (m)	*10,18*
Coeficiente de esbeltez	*10,22*
¿REDIMENSIONAMIENTO?	*NO*

- **Flecha máxima de las patas:**

Flecha máxima de las patas		
	Valor (m)	*% en función de la longitud*
Flecha pata "A"	*0,019*	*0,11%*
¿REDIMENSIONAMIENTO?	*NO*	

* *Nota*: Para realizar el cálculo de la flecha de las patas no se ha considerado el efecto del hormigón, ya que este es mínimo.

- **Flecha máxima de la plancha de las patas:**

Flecha máxima de la plancha de las patas		
	Valor (m)	*% en función de la anchura*
Flecha plancha pata "A"	*0,00*	*0,00%*
Flecha plancha pata "C"/"D"	*0,00*	*0,00%*
¿REDIMENSIONAMIENTO?	*NO*	

* *Nota*: Al haber hormigón en las patas del soporte, la flecha de la plancha es nula.

5.2.6. Cálculo de las tensiones en el cilindro:

- **Cilindro - Tramo I:**

Tensiones Tramo I		
σ_normal (kN/m^2)	*59249,09*	**Compresión**
τ_cortante (kN/m^2)	*9100,61*	**Cortante**
σ_presión (kN/m^2)	*133035,96*	**Presión**
		¿REDIMENSIONAMIENTO?
σ_total (kN/m^2)	*146483,73*	NO

- **Cilindro - Tramo II:**

Tensiones Tramo I		
σ_normal (kN/m^2)	*18349,23*	**Compresión**
τ_cortante (kN/m^2)	*9666,60*	**Cortante**
σ_presión (kN/m^2)	*170577,34*	**Presión**
		¿REDIMENSIONAMIENTO?
σ_total (kN/m^2)	*172376,49*	SÍ

Debido a que las mayores tensiones son por presión, y al ser solo un tramo de *7 m* del cilindro el que se tiene que redimensionar, se intentará reforzar la zona con refuerzos longitudinales y transversales.

Al ser muy complejo el cálculo analítico de las tensiones por presión en un cilindro con refuerzos se dará el dimensionamiento preliminar por bueno y se estudiará el problema mediante elementos finitos.

- **Cilindro - Tramo III:**

Tensiones Tramo III		
σ_normal (kN/m^2)	*53203,27*	**Compresión**
τ_cortante (kN/m^2)	*9872,92*	**Cortante**
σ_presión (kN/m^2)	*0,00*	**Presión**
		¿REDIMENSIONAMIENTO?
σ_total (kN/m^2)	*55883,91*	NO

* *Nota: La tensión debido a la presión es nula ya que es toda absorbida por el hormigón del cilindro.*

5.2.7. Cálculo de las tensiones en las patas:

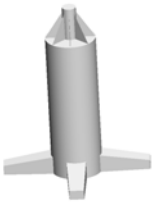
- **Pata "A":**

Tensiones Pata "A" – Sección I		
σ_normal (kN/m^2)	*126842,47*	**Compresión**
τ_cortante (kN/m^2)	*39765,15*	**Cortante**
σ_presión (kN/m^2)	*0,00*	**Presión**
		¿REDIMENSIONAMIENTO?
σ_total (kN/m^2)	*144335,77*	SÍ

Tensiones Pata "A" – Sección II		
σ_normal (kN/m^2)	*80421,45*	**Compresión**
τ_cortante (kN/m^2)	*37823,21*	**Cortante**
σ_presión (kN/m^2)	*0,00*	**Presión**
		¿REDIMENSIONAMIENTO?
σ_total (kN/m^2)	*103727,51*	SÍ

Tensiones Pata "A" – Sección III		
σ_normal (kN/m^2)	*3360,85*	**Compresión**
τ_cortante (kN/m^2)	*58710,79*	**Cortante**
σ_presión (kN/m^2)	*0,00*	**Presión**
		¿REDIMENSIONAMIENTO?
σ_total (kN/m^2)	*101745,59*	SÍ

* *Nota: La tensión debido a la presión es nula ya que es toda absorbida por el hormigón de las patas.*



6. Diseño y verificación estructural del soporte:

6.1. Casos a estudiar

Según la normativa de *DNV* se deberían estudiar todas aquellas cargas de viento y oleaje registradas por las boyas meteorológicas que sean mínimamente significantes.

Para realizar un estudio lo más fiable posible se estudiarán los siguientes casos de carga, que se considera que serán los más representativos:

Casos de carga del viento	
	v(hub) (m/s)
Velocidad arrancada	*3,5*
Velocidad condición normal de trabajo	*14*
Velocidad parada	*30*
Velocidad de 50 años	*70*

Tabla 6.1: Condiciones de viento a considerar

Casos de carga de las olas		
	H (m)	**T (s)**
Ola condición normal de trabajo	*2,00*	*7,10*
Ola típica A	*3,00*	*7,10*
Ola típica B	*4,00*	*8,50*
Ola típica C	*5,00*	*8,50*
Ola 50 años	*20,11*	*13,94*

Tabla 6.2: Condiciones de oleaje a considerar

* *Nota I: Tanto la velocidad de 50 años como la ola de 50 años corresponden a las condiciones extremas consideradas por la normativa.*

* *Nota II: A partir de este punto se realizará la verificación de la estructura siguiendo la normativa de DNV.*

La combinación de las cargas que se va a estudiar es la siguiente:

Combinación de los casos de carga			
Olas	**Viento**	**Factor de seguridad**	**Caso de carga**
Condición normal de trabajo	Velocidad arrancada	*1,1*	*Loadcase 1*
	Condición normal de trabajo	*1,1*	*Loadcase 2*
Ola típica A	Velocidad arrancada	*1,1*	*Loadcase 3*
	Condición normal de trabajo	*1,1*	*Loadcase 4*
Ola típica B	Condición normal de trabajo	*1,1*	*Loadcase 5*
	Velocidad parada	*1,1*	*Loadcase 6*
Ola típica C	Condición normal de trabajo	*1,1*	*Loadcase 7*
	Velocidad parada	*1,1*	*Loadcase 8*
Ola *50* años	Velocidad 50 años	*1,35*	*Loadcase 9*

Tabla 6.3: Combinación de las condiciones de viento y oleaje a considerar

* *Nota: El criterio de elección de los casos de carga se puede consultar en el Anexo III.*

6.2. Diseño de la pieza de transición

Debido a que la diferencia entre diámetro de la torre del aerogenerador y el diámetro del cilindro del soporte es muy grande, se ha diseñado una pieza de transición que permita acoplar ambos tramos.

Debido a que el cálculo de las tensiones en la pieza de transición es un problema hiperestático, para el dimensionamiento de la pieza de transición no se estudiará un caso analítico y se dimensionará directamente con *Ramseries*.

Las características principales que debe cumplir dicha pieza son:

- Bajo coste de construcción
- Aportación de "continuidad" entre el soporte y la superestructura
- Método sencillo de unión

El diseño escogido consiste en una pieza compuesta por cartelas soldadas a la torre del aerogenerador y unida mediante una brida en el soporte.

El diseño inicial es el siguiente:

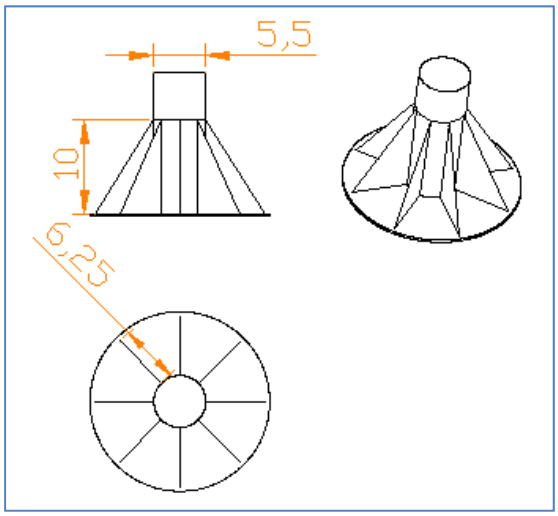


Imagen 6.1: Características básicas de la pieza de transición

Características de la pieza de transición

Acero	*S275JO*
Número de cartelas	*8*
Espesor cartelas	*15 mm*
Espesor chapa base	*15 mm*

Tabla 6.4: Características básicas de la pieza de transición

6.3. Preparación del modelo en Ramseries

Este apartado pretende ser un breve resumen de los pasos realizados para la preparación y aplicación de las cargas en el modelo. Todo el proceso completo se puede consultar *el Anexo IX*.

6.3.1. Importación y modificación del modelo:

Para la realización del modelo preliminar se ha diseñado el modelo en *CATIA* y se ha importado en *Ramseries*.

Una vez importado, se han realizado varias modificaciones para adaptar la geometría del modelo en función de las cargas a aplicar.

El modelo importado y modificado es el siguiente:

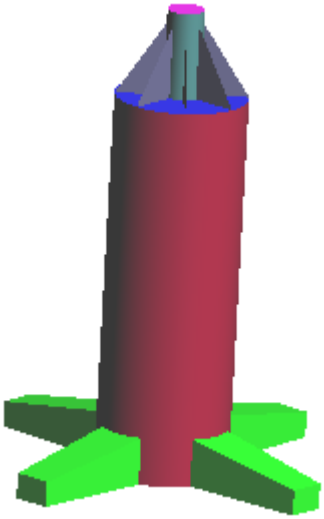


Imagen 6.2: Modelo importado en Ramseries

6.3.2. Consideración del comportamiento acero-hormigón:

Un problema que ha srgido a la hora de preparar el modelo ha sido el hecho de considerar el efecto conjunto del acero-hormigón. Esto es debido a que, realmente, el acero y el hormigón no trabajarán conjuntamente y será solo para las tensiones por presión cuando el hormigón hará realmente efecto.

Para realizar un análisis lo más preciso posible, a la hora de considerar la unión acero-hormigón se considerará una unión compuesta donde solo un porcentaje de hormigón esté realmente trabajando. Concretamente se hará un análisis

mediante materiales compuestos, donde se aplicará una capa exterior de acero correspondiente al espesor real de la chapa del cilindro y una capa interior de hormigón, de un espesor equivalente al porcentaje de hormigón que esté trabajando conjuntamente con el acero.

El problema de este método es que para calcular el espesor de hormigón equivalente se debería realizar un modelo a escala, analizando con este modelo, el hormigón equivalente que actúa conjuntamente con el acero. Además con este método no se están eliminado completamente las tensiones por presión, solo se están reduciendo.

Aunque este método no sea real del todo, es el que más se aproxima a la realidad de todos los métodos posibles (*consultar Anexo IX*).

6.3.3. Aplicación de las cargas:

A la hora de aplicar las cargas se distinguirán diferentes grupos:

- **Cargas de la superestructura:**

  Son todas las cargas a las que está sometida la superestructura y que se transmiten en el soporte a través de la base de la torre.

- **Peso propio:**

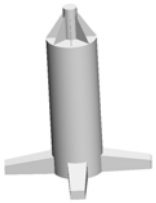
  Son las fuerzas debidas al propio peso de la estructura.

- **Fuerzas de inercia:**

  Es la masa añadida debida al movimiento periódico al que está sometido el soporte debido a las cargas ambientales.

- **Cargas medioambientales:**

  Todas las diferentes cargas debidas a las olas y el viento a las que está sometida la estructura.



6.4. Comportamiento en la mar

Para evaluar el comportamiento en la mar del soporte se ha utilizado el software naval de cálculo de comportamiento en la mar S*eakeeping FEM*.

Este software permite además de analizar cuáles serán los movimientos del soporte en función de las condiciones ambientales, obtener las diferentes presiones a las que estará sometido el cilindro en función del oleaje y el tiempo.

Para evaluar los diferentes casos se han hecho dos tipos de cálculos diferentes:

- **Comportamiento en la mar:**

  Para analizar el comportamiento en la mar se ha utilizado el oleaje para condiciones normales de funcionamiento del aerogenerador y se han calculado diferentes casos variando el periodo de la ola.

  Con esto se ha podido obtener una curva del movimiento del soporte en todos sus grados de libertad, en función de la amplitud de la ola y su periodo, pudiendo así extrapolar los resultados para cualquier tipo de ola.

- **Obtención de las presiones en función del tiempo y el oleaje:**

  En el caso de las presiones se han analizado los nueve casos de carga diferentes, cada una con sus condiciones ambientales específicas, pudiendo así importar el fichero de presiones en *Ramseries* para cada caso de carga.

* *Nota: Para obtener más información del proceso de cálculo del comportamiento en la mar consultar el Anexo VII.*

6.5. *Verificación del modelo preliminar*

Para realizar la verificación del modelo se ha analizado si éste soportaba las tensiones para los casos representativos de las condiciones normales de trabajo (*Loadcase 2*) y las condiciones extremas (*Loadcase 9*). A continuación se presentan los resultados:

6.3.4. Loadcase 2:

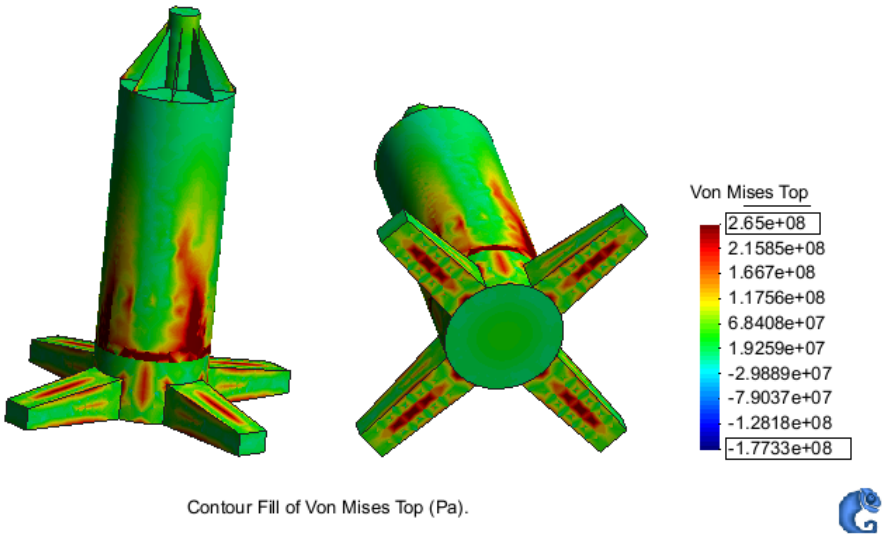


Imagen 6.3: Verificación del modelo preliminar (Loadcase 2)

6.5.2. Loadcase 9:

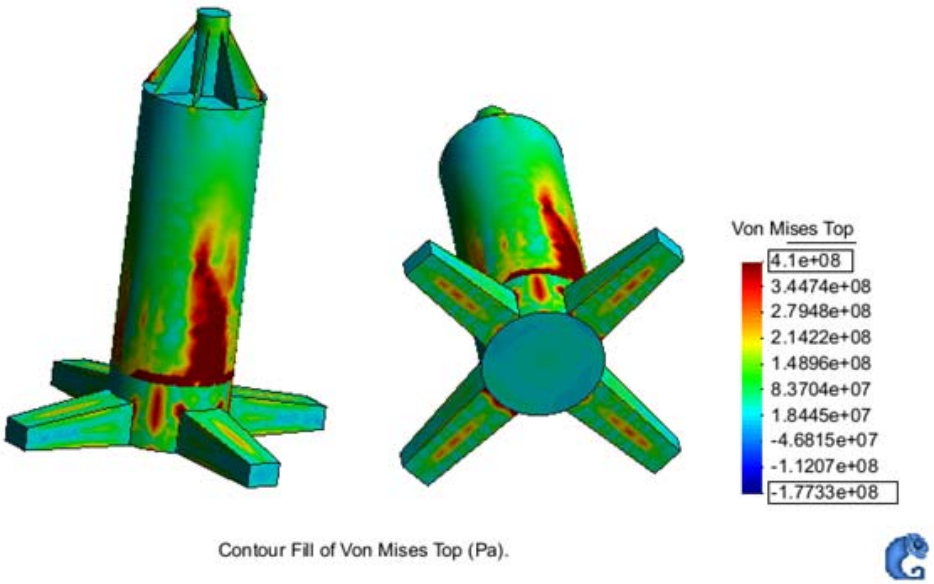


Imagen 6.4: Verificación del modelo preliminar (Loadcase 9)

A partir de los resultados es necesario modificar la estructura, dado que se superan las tensiones máximas admisibles en:

- El tramo inferior del cilindro
- La pieza de transición
- Las patas

6.6. Redimensionamiento

Para reducir las tensiones del soporte y aumentar su resistencia se han realizado las siguientes modificaciones.

* *Nota: Para ver la explicación detallada consultar el Anexo IX.*

6.6.1. Utilización de refuerzos longitudinales:

Para reducir las tensiones por flexión se han distribuido varios refuerzos longitudinales a lo largo de todo el soporte.

Al haber una concentración de los esfuerzos mayor en la parte inferior del soporte en esa zona se han distribuido un mayor número de refuerzos.

La distribución final es la siguiente:

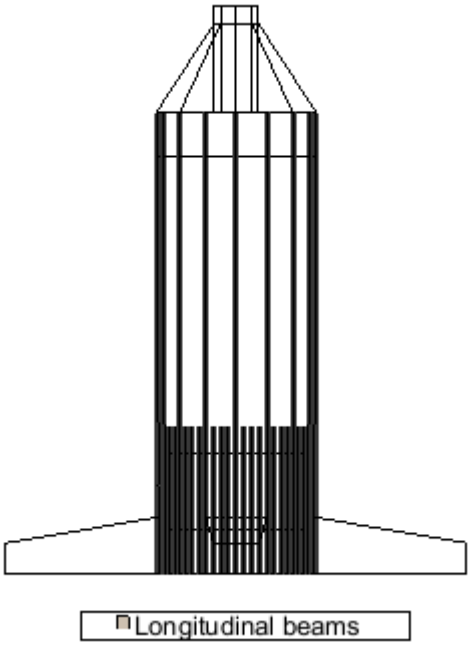


Imagen 6.5: Disposición de los refuerzos longitudinales

6.6.2. Utilización de cubiertas intermedias y refuerzos transversales:

Debido a que el soporte está sometido a unas grandes presiones y momentos, se han distribuido diferentes cubiertas no completas con una achura de *1 m* y *30 mm* de espesor a lo largo del soporte para así disminuir las tensiones por presión y evitar el pandeo de las vigas del soporte.

La distribución final es la siguiente:

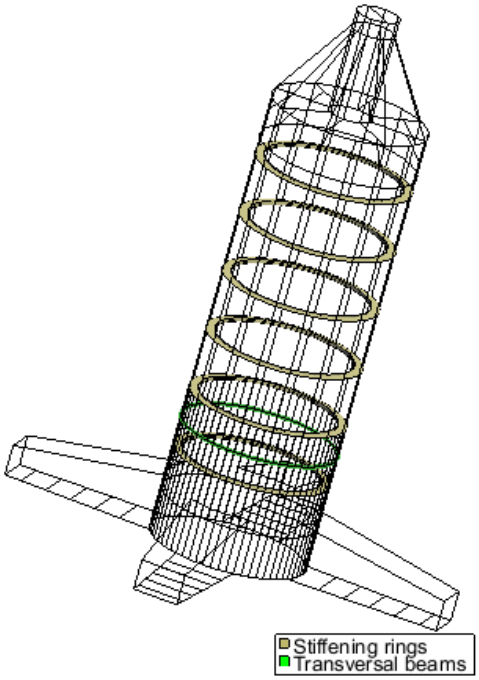


Imagen 6.6: Disposición de los refuerzos transversales

6.6.3. Utilización de cartelas para la pieza de transición:

Con el fin de reducir las tensiones que se producen en las cartelas de la pieza de transición se han colocado unas cartelas auxiliares en la parte inferior de la cubierta superior del soporte.

El resultado final es el siguiente:

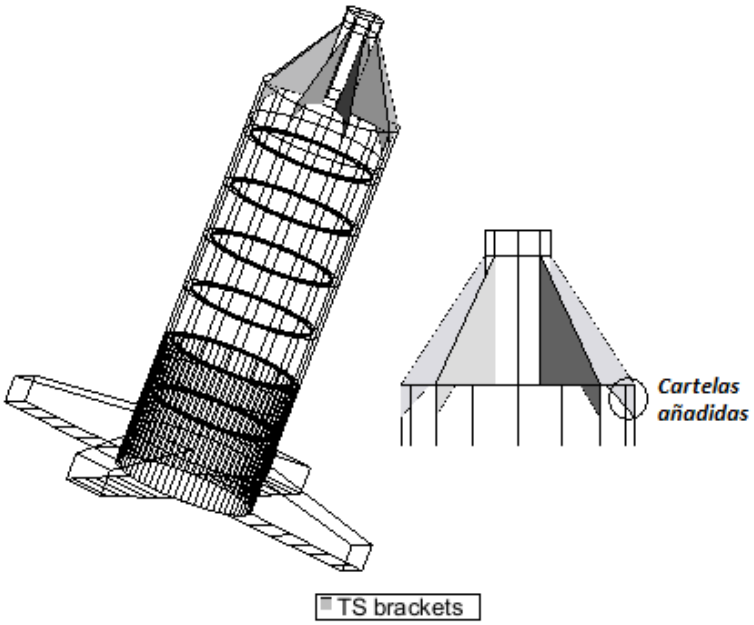


Imagen 6.7: Disposición de las cartelas

6.6.4. Modificación del acero:

Debido a que las tensiones que se registraban en algunas zonas del soporte eran muy elevadas, se ha cambiado el acero de calidad naval *S276JO*, por el acero de calidad naval *S355JO*.

Este cambio junto a la utilización de los diferentes refuerzos, ha permitido mantener el espesor de la chapa del cilindro a 25 mm.

En el caso de un proyecto real, se debería evaluar si es más beneficioso este cambio o aumentar el número de refuerzos, pero para este proyecto queda fuera de su ámbito de estudio.

6.7. Verificación de las tensiones

En este apartado sólo se explicarán los resultados de los casos de carga más relevantes (*Loadcase 2, 8 y 9*). El resto de resultados se podrán consultar en el *Anexo IX*.

6.7.1. Verificación de las tensiones en las chapas:

- **Loadcase 2:**

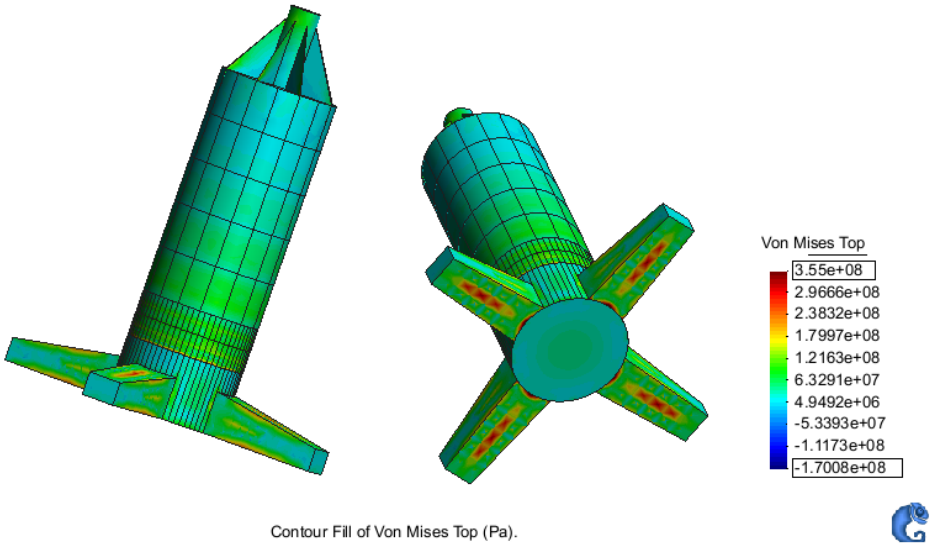


Imagen 6.8: Verificación del dimensionamiento final de las chapas (Loadcase 2)

- **Loadcase 8:**

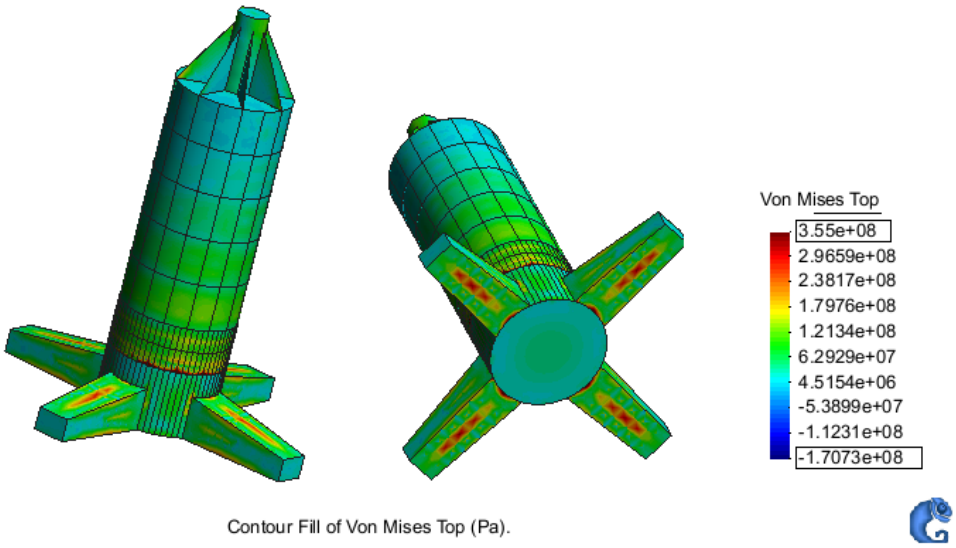


Imagen 6.9: Verificación del dimensionamiento final de las chapas (Loadcase 8)

- **Loadcase 9**:

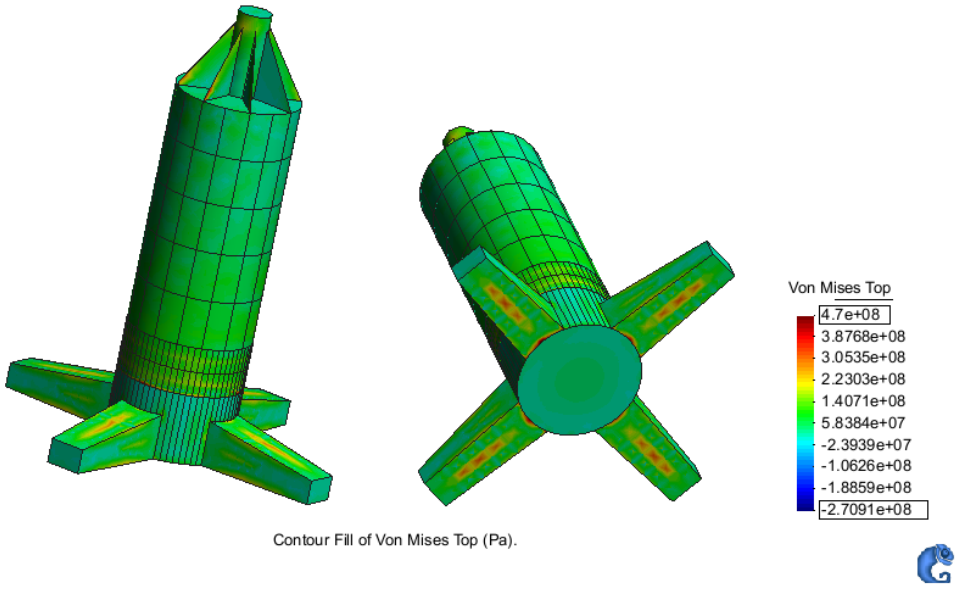


Imagen 6.10: Verificación del dimensionamiento final de las chapas (Loadcase 9)

Como se puede observar la mayor parte de las tensiones en las chapas del cilindro están por debajo del límite permitido por la normativa de *DNV*. Aún así, en la parte de transición entre el tramo de cilindro que tiene hormigón y el que no se puede observar una pequeña zona con unas tensiones muy elevadas.

Estas tensiones pueden ser debidas a un error de modelado debido a un cambio brusco de rigidez, que para solucionarlas debería habilitarse una forma de que la transición fuera más suave.

Para evaluar esas tensiones realmente se debería crear un modelo a escala para poder someterlo a ensayos de esfuerzos y determinar cómo se comporta realmente esa zona.

También se puede observar una pequeña concentración de tensiones en el centro de las chapas de las patas. Esta concentración seguramente es debido a que la aproximación realizada para considerar el hormigón no es del todo correcta y no absorbe todas las tensiones debidas a la presión.

Finalmente en las cartelas de la pieza de transición también se pueden ver algunas pequeñas concentraciones de tensiones, aunque no superan el límite impuesto por la normativa de *DNV*. En caso de querer reducir estas tensiones se podría poner alguna pequeña plancha de acero soldada en la arista libre de las cartelas aumentado así su rigidez.

6.7.2. Verificación de las tensiones en las cubiertas:

- **Loadcase 2:**

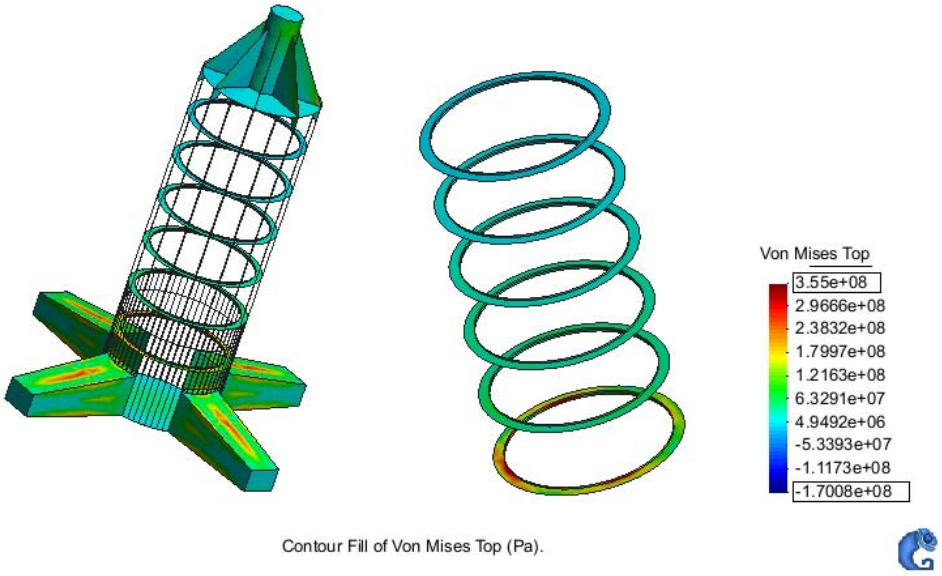


Imagen 6.11: Verificación del dimensionamiento final de las cubiertas (Loadcase 2)

- **Loadcase 8:**

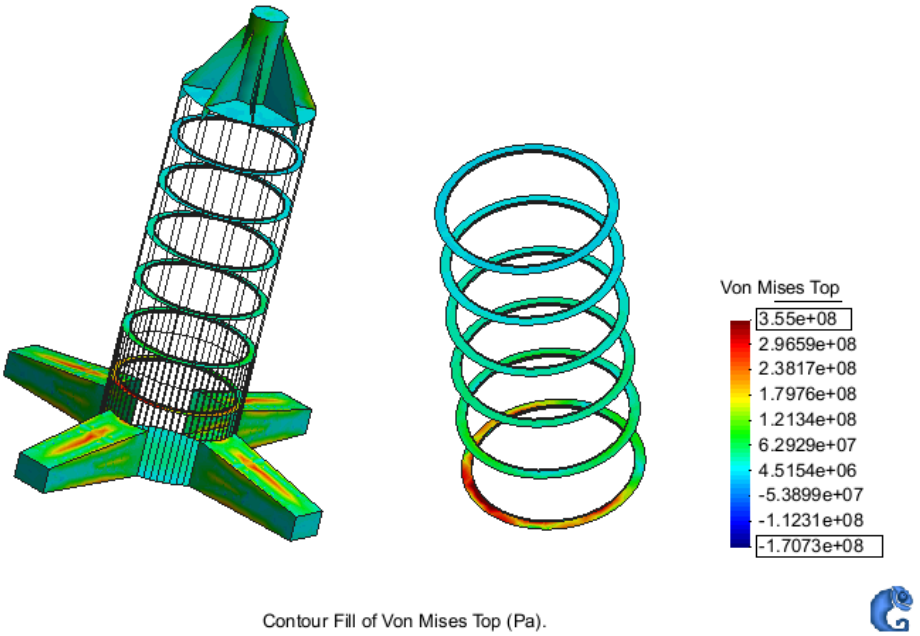


Imagen 6.12: Verificación del dimensionamiento final de las cubiertas (Loadcase 8)

- **Loadcase 9**:

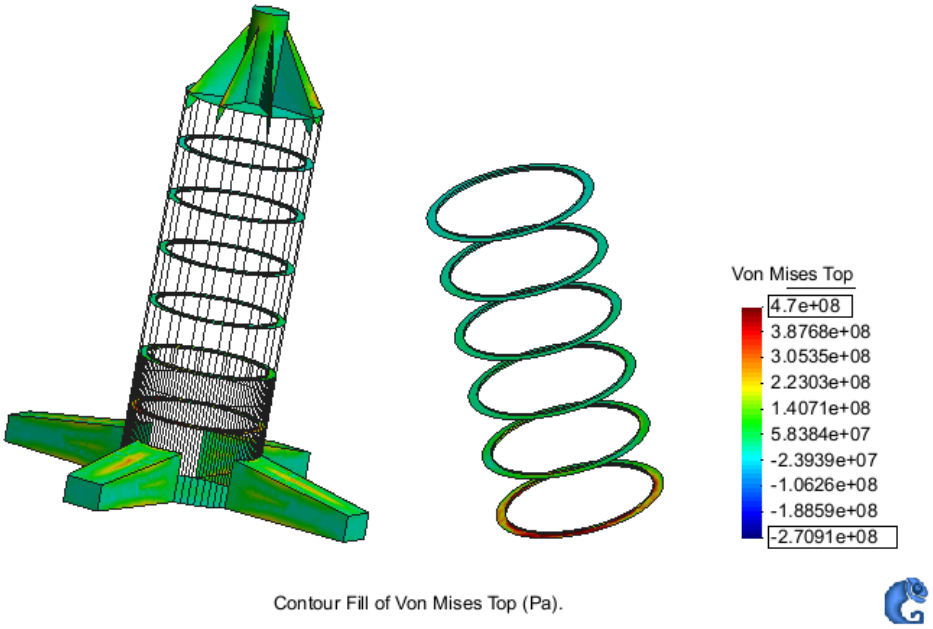


Imagen 6.13: Verificación del dimensionamiento final de las cubiertas (Loadcase 9)

En el caso de las cubiertas intermedias las tensiones que se registran son inferiores en todas las cubiertas menos en la de transición entre el hormigón y el cilindro hueco.

Esta concentración de tensiones podría ser debida a la variación de rigidez en ese tramo. Realmente esa cuaderna estaría rigidizada por el hormigón, por lo que las tensiones reales serían mucho menores. Para analizar correctamente las tensiones en ese tramo se debería crear un modelo a escala y someterlo a diferentes ensayos de esfuerzos.

Para este proyecto el dimensionamiento global se da por correcto a falta de hacer modificaciones locales para evitar las concentraciones de tensiones detectadas.

6.7.3. Verificación de las tensiones en los refuerzos longitudinales y transversales:

- **Loadcase 2:**

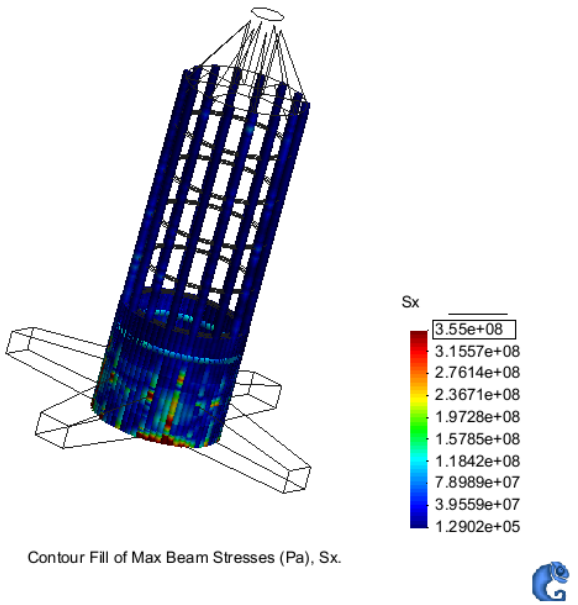


Imagen 6.14: Verificación del dimensionamiento final de los refuerzos (Loadcase 2)

- **Loadcase 8:**

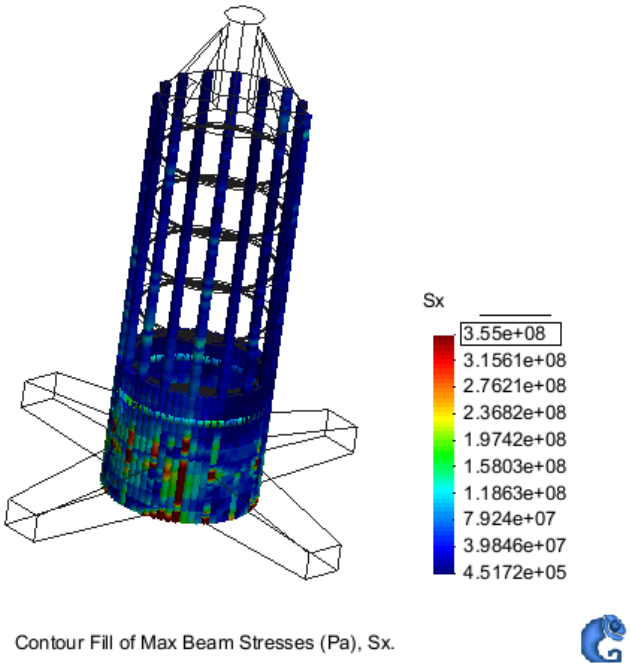


Imagen 6.15: Verificación del dimensionamiento final de los refuerzos (Loadcase 8)

- **Loadcase 9**:

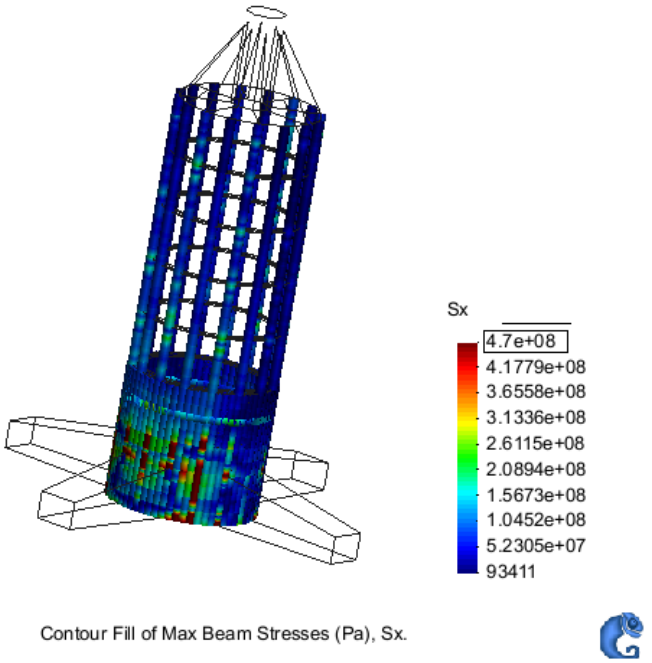


Imagen 6.16: Verificación del dimensionamiento final de los refuerzos (Loadcase 9)

De las tensiones registradas en los refuerzos se pueden distinguir dos tramos: el tramo superior y el tramo de hormigón.

En el caso del tramo superior las concentraciones de tensiones son correctas y no superan el límite impuesto por la normativa de *DNV*.

En el caso del tramo de hormigón se pueden ver tramos con unas concentraciones de tensiones muy elevadas. Se considera que esto es debido a que a la hora de realizar el cálculo no se ha tenido en cuenta que el hormigón actuará de rigidizador de los refuerzos, reduciendo así esas tensiones.

Como en el caso anterior se da el resultado por válido a falta de comprobar cuáles serían realmente las tensiones de los refuerzos en el tramo de hormigón.

7. Conclusiones:

El objetivo principal de este proyecto era el diseño y dimensionamiento de un soporte *TLP* para un aerogenerador marino.

Debido a la complejidad del problema ha sido necesaria la utilización de varias herramientas informáticas combinándolas entre sí para obtener el resultado deseado. Utilizando estas herramientas, se han adquirido nuevos conocimientos además de aprender a interrelacionar datos de programas diferentes para obtener un resultado final.

El aprendizaje de estas nuevas herramientas ha sido muy positivo ya que han permitido realizar un cálculo mucho más preciso que si se hubiesen hecho todos los cálculos analíticos. Cabe destacar que la utilización de estas herramientas no es trivial y a veces se deben realizar aproximaciones para poder realizar un análisis más real y preciso.

Aunque, como se ha demostrado, la construcción de este tipo de soportes es posible, comparándolos con los aerogeneradores terrestres el coste global es muy alto, por lo que se debería de evaluar si económicamente es viable o no su construcción.

8. Referencias:

Libros:

Ref. 1.1:

R.G. Budynas's y J.K Nisbett's.; Shigley's Mechanical Engineering Design, 8ª edición, editorial MC Graw Hill, 2006.

Ref. 1.2:

Ramiro Rodríguez Borlado, Carlos Martínez Lasheras y Rafael Martínez Lasheras; Prontuario de Estructuras Metálicas, 5ª edición, Centro de Publicaciones, Miniesterio de Fomento, 1999.

Ref. 1.3:

Harold A. Rothbart y Thomas H. Brown, Mechanical Design Handbook; 2ª edición, editorial MC Graw Hill, 2006.

Ref. 1.4:

William F. Riley y Leroy D. Sturges; Ingeniería Mecánica Estática, 1ª edición, editorial Reverté, 1996.

Ref. 1.5:

J.F Manwell., J.G McGowan. y A.L. Rogers; Wind Energy Explained, 1ª edición, editorial John Willey and Sons, 2002.

Ref. 1.6:

W.C. Young y R.G Budynas.; Roark's Formulas for Stress and Strain, 7ª edición, editorial MC Graw Hill, 2002.

Ref. 1.7:

A.R. Jha; Wind Turbine Technology, 1ª edición, editorial CRC Press, 1994.

Ref. 1.8:

Martin O. L. Hansen; Aerodynamics of Wind Turbines, 2ª edición, editorial Earthscan, 2008.

Ref. 1.9:

Tony Burton, David Sharpe, Nick Jenkins y Ervin Bossanyi; Wind Energy Handbook, 1ª edición, editorial John Willey and Sons, 2001.

Ref. 1.10:

J.F. Wilson; Dynamics of Offshore Structures, 2ª edicicion, editorial John Willey and Sons, 2003.

Ref. 1.11:

Ben C. Gerwick; Construction of Marine and Offshore Structures, 3ª edición, editorial CRC Press, 2007.

Ref. 1.12:

Subrata K. Chakrabarti; Handbook of Offshore Engineering, 1ª edición, editorial Elsevier, 2005.

Ref. 1.13:

Robert M. Sorensen; Basic Coastal Engineering, 3ª edición, editorial Springer, 2006.

Ref. 1.14:

William F. Riley y Leroy D. Sturges; 1ª edición, editorial Reverté, 1996.

Documentos:

Ref. 2.1:

Det Norske Veritas; Design of Offshore Wins Turbines, Octubre del 2010.

Ref. 2.2:

Det Norske Veritas; Enviromental Conditions and Enviromental Loads, Octubre del 2010.

Ref. 2.3:

Det Norske Veritas; Metallic Materials, Abril del 2010.

Ref. 2.4:

A. H. Techet; Morrison's Equation, Primavera del 2004.

Ref. 2.5:

Delft U.T. OCW; Offshore Hydromechanics, Delft University of Techlonology.

Ref. 2.6:

Michael C. Robinson; Renewable Energy Technologies for Use on the Outer Continental Shelf, Junio de 2006.

Ref. 2.7:

Raul Campos Q., Ruben Boroscheck K. y Francisco Hernandez; Diseño estructural de aerogeneradores, Universidad de Chile, Julio de 2006.

Ref. 2.8:

Wind Energy Potential on the U.S. Outer Continental Shelf, Mayo del 2006.

Ref. 2.9:

James F. Manwel; Offshore Wind Energy in Deep Water: The Next Generation, University of Massachusetts, Mayo del 2008.

Ref. 2.10:

Félix Avia Aranda; Plantas Eólicas Marinas, CENER.

Ref. 2.11:

Paul D. Sclavounos; Floating Wind Turbines, Massachussets Institute of Technology.

Ref. 2.12:

Arena NOW, Arena Vindenergi, Norcowe, Nowitech; Norwegian Offshore Wind Industry and R&D Centres.

Ref. 2.13:

Felipe Alberto Villalobos Jara; Foundations for offshore wind turbines, Universidad Católica de la Santísima Concepción, 2009.

Ref. 2.14:

E.N. Wayman, P.D. Sclavounos, S. Butterfield, J. Jonkman y W. Musial; Coupled Dynamic Modeling of Floating Wind Turbine Systems, Massachusetts Institute of Technology y National Renewable Energy Laboratory, Mayo de 2006.

Proyectos:

Ref. 3.1:

Francisco Javier Cañamero Torres; Análisis de Estructuras Offshore sometidas a la Acción del Oleaje mediante ANSYS, Escuela Técnica Superior de Ingenieros, Universidad de Sevilla.

Ref. 3.2:

Miquel Solé Rebull, Tool development for the aeroelasticity calculation of horizontal-axis windturbine blades, Universitat Politècnica de Catalunya, Setiembre de 2010.

Ref. 3.3:

Óscar Noguero Torres; Cálculo de Estructuras Flotantes Offshore: Piscifactoría de El Masnou, Universitat Politècnica de Catalunya, 2003.

Ref. 3.4:

Pere A. Cañagueral Farnós; Càlcul i Disseny Estructural d'una Granja Marina per a l'Engreix de la Tonyina Vermella, Universitat Politècnica de Catalunya, Octubre de 2010.

Ref. 3.5:

Paul Sclavounos, Christopher Tracy y Sungho Lee; Floating Offshore Wind Turbines: Responses in a Seastate Pareto Optimal Designs and Economic Assessment, Massachusetts Institute of Technology , Octubre de 2007.

Ref. 3.6:

Elizabeth Wayman; Coupled Dynamics and Economic Analysis of Floating Wind Turbine Systems, Massachusetts Institute of Technology , Junio de 2006.

Ref. 3.7:

Christopher Gabrielson, Stephen Hanly, Michal Parzych, Michael Sacco, Ryan Sebastian; Design of Scale-Model Floating Wind Turbine Platforms, Worcester Polythechnic Institute, Marzo de 2010.

Ref. 3.7:

Antoni Canela y Francesc Lluís Arbó; Diseño y optimización de una instalación undomotriz, Universidat Politècnica de Catalunya, Julio de 2011.

Páginas web:

Ref. 4.1:

http://www.eia.doe.gov/emeu/steo/pub/contents.html#Global_Crude_Oil_And_Liquid_Fuels

Ref. 4.2:

http://www.parliament.the-stationery-office.co.uk/pa/ld200708/ldselect/ldeucom/175/175.pdf

Ref. 4.3:

http://www.oceanenergycouncil.com/index.php/Offshore-Wind/Offshore-Wind-Energy.html

Ref. 4.4:

http://www.enn.com/top_stories/article/22752

Ref. 4.5:

http://www.pelamiswave.com

Ref. 4.6:

http://www.wavedragon.net

Ref. 4.7:

http://news.soliclima.com/noticias/otras-renovables

Ref. 4.8:

http://www.consumer.es/web/es/medio_ambiente/energia_y_ciencia/2008/12/22/182276.php

Ref. 4.9:

http://ocsenergy.anl.gov

Ref. 4.10:

http://www.nrel.gov

Ref. 4.11:

http://www.statoil.com/en/Pages/default.aspx

Ref. 4.12:

http://www.hydro.com

Ref. 4.13:

http://www.xiom.cat

Ref. 4.14:

http://www.offshore-wind.de

Ref. 4.15:

http://www.bittner-shen.com/publication/Caissons/Offshore_Wind_Turbine_Foundations_The_COWI_Experience.pdf

Ref. 4.16:

http://www.terra-et-aqua.com/dmdocuments/terra115_3.pdf

Ref. 4.17:

http://eprints.utp.edu.my/2362/1/SBI-O2-INFR-06-Kurian.pdf

Ref. 4.18:

http://www.windenergie-agentur.de/deutsch/aktuelles/WAB-Veranstaltungen/Studienreise-Norwegen/PDF/19_Strabag_Weber.pdf

Ref. 4.19:

http://www.esru.strath.ac.uk/Documents/MSc_2004/nikolaos.pdf

Ref. 4.20:

http://www.iabse.dk/Seminar_WindTurbine/JacketFoundations_RAMBOLL.pdf

Ref. 4.21:

http://www.norway.cn/PageFiles/391359/Norwind%20-%20Ivan%20%C3%98stvik.pdf

Ref. 4.22:

http://www.vindselskab.dk/media(2673,1033)/Floating.pdf

Ref. 4.23:

http://www.modernenergyreview.com/articles/multi_objective_control.html

Ref. 4.24:

http://www.brighthub.com/engineering/marine/articles/73032.aspx

Ref. 4.25:

http://www.soloenergia.com.ar/aprendamas/energiaeolica/principios.html

Ref. 4.26:

http://www.idae.es

Ref. 4.27:

http://www.neoteo.com/ola-record-en-espana-14718.neo

Ref. 4.28:

http://www.eve.es/web/Energias-Renovables/Energia-marina/bimep/LasOlas.aspx

Ref. 4.29:

http://www.fibremax.nl/products/dyneema-cables/

Ref. 4.30:

http://www.applied-fiber.com/Dyneema-Cable.html

Ref. 4.31:

http://www.dyneema.com

Ref. 4.32:

http://www.offshore.dyneema.com

Ref. 4.33:

http://www.matweb.com

Ref. 4.34:

http://www.inta.es/NoticiaActualidad.aspx?Id=1891

Ref. 4.35:

http://www.repower.de

Ref. 4.36:

http://www.areva-wind.com

Ref. 4.37:

http://www.energy.siemens.com

Ref. 4.38:

http://www.gepower.com

Ref. 4.39:

http://www.alstom.com

Ref. 4.40:

http://www.nordex-online.com

Ref. 4.41:

http://www.gamesa.es

Ref. 4.42:

http://www.lagerwey.nl

Ref. 4.43:

https://www.bodc.ac.uk/data/online_delivery/gebco/select

Ref. 4.44:

https://www.puertos.es

Ref. 4.45:

http://www.mityc.es/energia/electricidad/RegimenEspecial/eolicas_marinas/Paginas/estudioEstrategico.aspx

Ref. 4.46:

http://www.inta.es/NoticiaActualidad.aspx?Id=1891

Ref. 4.47:

http://www.mityc.es/ENERGIA/ELECTRICIDAD/REGIMENESPECIAL/EOLICAS_MARINAS/Paginas/caracterizacion.aspx

Ref. 4.48:

http://www.elpais.com/articulo/Galicia/Gobierno/impulsa/parques/eolicos/mar/pese/rechazo/Parlamento/elpepiautgal/20100319elpgal_5/Tes?print=1

Ref. 4.49:

http://www.cincodias.com/articulo/empresas/Gas-Natural-Fenosa-Norvento-obtienen-mayores-adjudicaciones-concurso-eolico-Galicia/20101119cdscdsemp_21/

Ref. 4.50:

http://www.ieawind.org/AnnexXXIIISecure/Subtask_2S_docs/Meeting8/GeirMoe_Chap6-6_LinearWaveTheory.pdf

Ref. 4.51:

http://www.ree.es/

Ref. 4.52:

http://upcommons.upc.edu/revistes/bitstream/2099/7595/1/Article03.pdf

Ref. 4.53:

http://www.nordex-online.com

Anexos

ANEXO I

Elección del aerogenerador

1. Criterios para la elección del aerogenerador:

Para la elección del aerogenerador se ha elaborado una lista con diferentes aerogeneradores de grande potencia (mayor de *3 MW*) que hay en el mercado, con sus características principales (potencia nominal, velocidad de arranque, velocidad nominal, velocidad de parada).

En función de sus características principales, se les ha dada una mayor o menor puntuación:

Puntuación en función de las características del aerogenerador				
Potencia nominal (MW)	$\boldsymbol{P \leq 3}$	$\boldsymbol{3 < P \leq 4}$	$\boldsymbol{4 < P \leq 5}$	$\boldsymbol{P} > 5$
Puntuación	*5*	*10*	*15*	*20*
Velocidad arranque (m/s)	$\boldsymbol{v \leq 3}$	$\boldsymbol{3} < v \leq \boldsymbol{3,5}$	$\boldsymbol{3,5} < v \leq \boldsymbol{4}$	$\boldsymbol{v} > 4$
Puntuación	*4*	*3*	*2*	*1*
Velocidad nominal (m/s)	$\boldsymbol{v \leq 12}$	$\boldsymbol{12} < v \leq \boldsymbol{13}$	$\boldsymbol{13} < v \leq \boldsymbol{14}$	$\boldsymbol{v} > 14$
Puntuación	*7*	*6*	*5*	*4*
Velocidad parada (m/s)	$\boldsymbol{v} < 25$	$\boldsymbol{25 \leq v} < 30$	$\boldsymbol{v \geq 30}$	**-**
Puntuación	*7*	*8*	*9*	-

Tabla 1.1 Anexo I: Criterio de puntuaciones para la elección del aerogenerador

El criterio de puntuación se ha establecido considerando cuales son las características del aerogenerador que pueden aportar más información de la potencia real que se podrá extraer de él.

Tanto la potencia nominal será la característica del aerogenerador que proporcionará una mayor información sobre la potencia real que se podrá extraer de él.

También la velocidad nominal de trabajo y la velocidad de parada también serán muy importantes, ya que cuanto mayor sea el rango entre estas dos velocidades, más potencia se podrá extraer del aerogenerador.

Finalmente la velocidad de arranque jugará un papel menos determinante, ya que a esa velocidad, la potencia que se puede extraer del aerogenerador es prácticamente nula.

2. Características principales de los aerogeneradores:

Cómo ya se ha comentado, se ha hecho una búsqueda de cuáles son los aerogeneradores de potencia mayor a 3 *MW* que existen en el mercado.

Debido a que algunos de los aerogeneradores existentes no tienen publicadas sus características principales en la red, a la hora de realizar la elección los aerogeneradores cuyas características no estén especificadas se les otorgara la puntuación más baja posible.

La lista de los aerogeneradores a estudiar es la siguiente:

Marca	*Modelo*	*Diámetro rotor (m)*	*Potencia nominal (kW)*	*Velocidad de arranque (m/s)*	*Velocidad nominal (m/s)*	*Velocidad parada (m/s)*
RE-Power	*5M*	*126*	*5075*	*3,5*	*14*	*30*
RE-Power	*6M*	*126*	*6150*	*3,5*	*14*	*30*
Bard	*BARD 5.0*	*-*	*5272*	*3*	*12,5*	*30*
Areva	*M5000*	*116*	*5000*	*4*	*12,5*	*25*
Siemens	*SWT-3.6-107*	*107*	*3600*	*3*	*13*	*25*
GE-Power	*GE 4.0*	*110*	*4000*	*3*	*14*	*25*
Alstom	*ECO-100*	*100*	*3000*	*3*	*-*	*25*
Alstom	*ECO-110*	*110*	*3000*	*3*	*-*	*25*
Gamesa	*G128*	*128*	*4500*	*-*	*-*	*-*
Lagerwey	*-*	*-*	*3500*	*-*	*-*	*-*
Vestas	*V112*	*112*	*3000*	*4*	*12*	*25*

Tabla 2.1 Anexo I: Características de los diferentes aerogeneradores

3. Elección del aerogenerador:

Según el criterio anteriormente establecido, la puntuación de cada aerogenerador es la siguiente:

		Puntuación			
Modelo	**Potencia**	**Velocidad arrancada**	**Velocidad nominal**	**Velocidad parada**	**P. total**
RE-Power 5M	*15*	*3*	*5*	*9*	*32*
RE-Power 6M	*20*	*3*	*5*	*9*	*37*
Bard 5.0	*15*	*4*	*6*	*9*	*34*
Areva M5000	*15*	*2*	*6*	*8*	*31*
Siemens SWT-3.6-107	*10*	*4*	*7*	*8*	*29*
GE-Power GE 4.0	*10*	*4*	*5*	*8*	*27*
Alstom ECO-100	*5*	*4*	*4*	*8*	*21*
Alstom ECO-110	*5*	*4*	*4*	*8*	*21*
Gamesa G128	*15*	*1*	*4*	*7*	*27*
Lagerwey	*10*	*1*	*4*	*7*	*22*
Vestas V112	*5*	*2*	*7*	*8*	*22*

Tabla 3.1 Anexo I: Características de los diferentes aerogeneradores

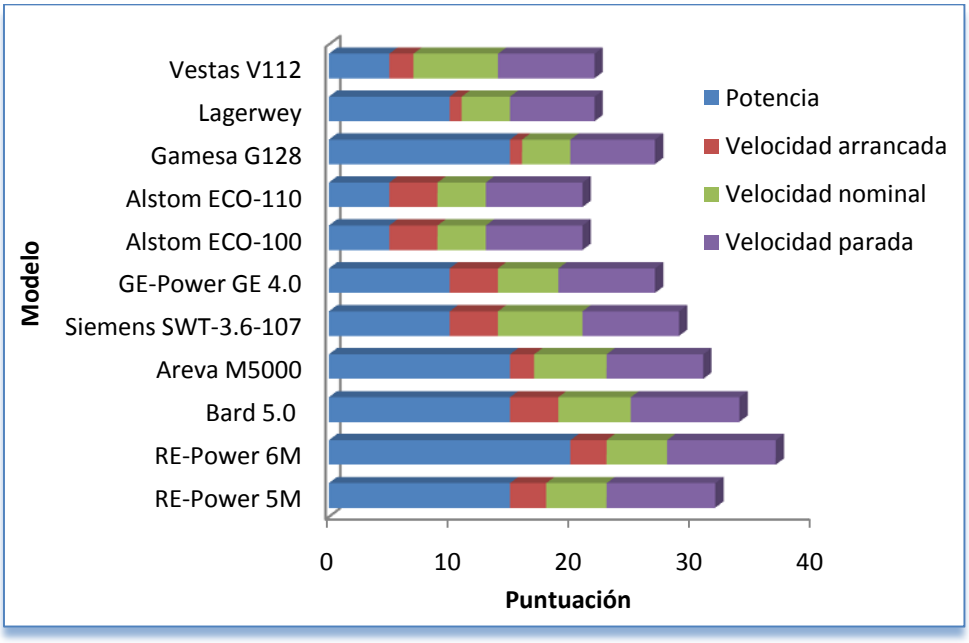


Gráfico 3.1 Anexo I: Puntuaciones de los diferentes aerogeneradores

Según los criterios de elección el aerogenerador que ha conseguido una mayor puntuación y por lo tanto el aerogenerador escogido, es el modelo de *RE-Power 6M*.

4. Características del aerogenerador escogido:

REpower Systems

Technical Data

Design data

Rated power	6,150 kW
Cut-in wind speed	3.5 m/s
Rated wind speed	Onshore 14.5 m/s Offshore 14.0 m/s
Cut-out wind speed	Onshore 25.0 m/s Offshore 30.0 m/s
Type class	Offshore IEC IB, REpower S-Classes Onshore IEC IB, IEC IIA

Rotor

Diameter	126.0 m
Rotor area	12,469 m²
Rotor speed	7.7 to 12.1 rpm (+15.0 %)

Rotor blade

Length	61.5 m
Type	Glass-fibre reinforced plastics (GRP)

Yaw system

Type	Externally geared four-point bearing
Drive system	Gear motors
Stabilisation	Disc brakes

Gear system

Type	Three stage planetary/spur-gear system
Transmission ratio	i = approx. 97

Electrical system

Rated power	6,150 kW
Rated voltage	20 kV, 30 kV, 33 kV
Rated frequency	50 Hz
Generator	Asynchronous doubly-fed generator
Generator protection class	IP 54
Stator voltage	6.6 kV
Rated speed	1,170 min^{-1}
Speed range	750–1,170 min^{-1}
Converter	Pulse width-modulated IGBT (water cooled)
Transformer	Cast resin 3-phase transformer (cooling via air to air heat exchanger)

Power control

Principle	Electrical blade angle adjustment – pitch and speed control

Tower

Hub height	Onshore 100 m–117 m Offshore ~ 85 m–95 m (site specific)

Safety system

- Individually adjustable blades (electrically controlled)
- Extensive redundant temperature and speed sensing system
- Fully integrated lightning protection
- Rotor holding brake with soft-brake function
- Automatic fire protection system

Imagen 4.1 Anexo I: Características técnicas del aerogenerador escogido [ref. 4.35]

ANEXO II

Elección del emplazamiento

1. Criterios para la elección del emplazamiento:

Los criterios que se van a tener en cuenta para la elección del emplazamiento (de mayor a menor importancia) son los siguientes:

+	**Potencia eólica real:** Cuanto mayor se la potencia real, mayores serán los beneficios obtenidos
	Distáncia de la costa: Cuanto más lejos de la costa esté el aerogenerador, mayores serán los costes de instalación
	Profundidad de la zona: Cuanto más profunda se la zona de instalación, mayores serán los costes de instalación
	Zonificación de areas de exclusión eólica: En función de la zona, no será permitido realizar la instalación
	Distancia de la red eléctrica: Cuanto mayor sea la distancia a la red eléctrica, mayores serán los costes de instalación
-	**Areas eólicas marinas solicitadas:** Las areas eólicas marinas ya solicitadas darán un valor añadido a la elección, ya que verificarán que la zona elegida es correcta

Tabla 1.1 Anexo II: Orden de prioridad para la elección del emplazamiento

* *Nota: En caso de que haya una característica que haga imposible, ya sea por motivos económicos o medioambientales, la instalación del aerogenerador, la zona quedará automáticamente eliminada.*

1.1. Potencia eólica real anual

Uno de los factores más importantes a la hora de elegir la zona del emplazamiento es la potencia eólica disponible de la zona. Para evaluar las diferentes zonas del litoral español, se han utilizado los datos procedentes de las boyas meteorológicas que tiene instaladas el estado español en aguas profundas a lo largo de su litoral. Los datos utilizados son los correspondientes al periodo *2007-2008*. En el caso de las boyas que su serie de datos para este periodo no era del todo fiable, se han utilizado series de años anteriores más fiables.

La potencia eólica disponible teórica viene determinada por:

$$P_x = \frac{1}{2}\rho v^3$$

$P_x = potencia\ eólica\ disponible\ (W/m^2)$

$\rho = densidad\ del\ aire\ (kg/m^3)$

$v = velocidad\ el\ viento\ (m/s)$

Desgraciadamente, la potencia eólica disponible no nos proporciona un valor real de la potencia eólica que se extraerá con el aerogenerador, ya que se tendrá que tener en cuenta el rendimiento del aerogenerador.

Para evaluar cual es la potencia real que se puede conseguir en cada zona en función del viento, los fabricantes de aerogeneradores proporcionan curvas de potencia de sus modelos en función de cuál sea la velocidad del viento.

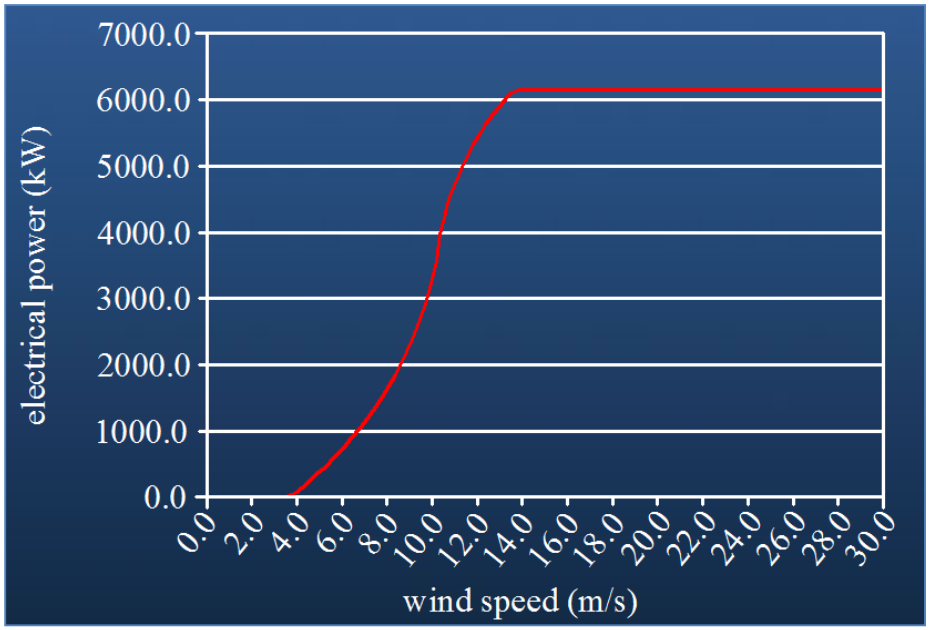


Imagen 1.1 Anexo II: Curva de potencias del aerogenerador seleccionado [ref. 4.35]

Para considerar cual es la mejor zona se estudiará para cada una de ellas, las diferentes potencias que proporciona el aerogenerador escogido en función del porcentaje anual de las diferentes velocidades registradas por las boyas y así obtener la potencia media anual para cada zona.

Debido a que la velocidad del viento es proporcional a la altura por encima del nivel del mar, los datos obtenidos de las boyas meteorológicas se tendrán que extrapolar a la altura real a la que estará situada la turbina eólica. Al no saber el valor exacto de la altura, observando modelos ya instalados se estima que esta estará situada aproximadamente a $90\ m$ de altura.

1.1.1. Ley exponencial de Hellmann:

La ley exponencial de Hellmann relaciona la velocidad del viento a la altura estudiada con la velocidad del viento teórica a una altura determinada.

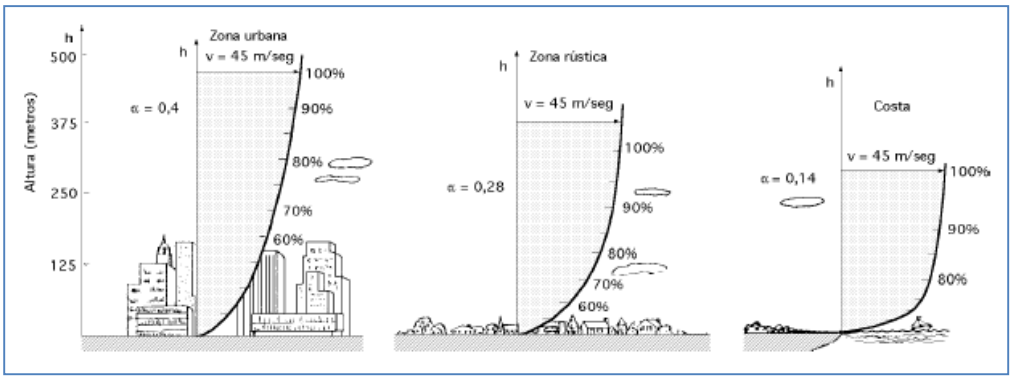


Imagen 1.2 Anexo II: Variación de la velocidad del viento en función de la altura

$$v(h) = v_0 \cdot \left(\frac{h}{h_0}\right)^{\propto}$$

$v(h) = velocidad\ del\ viento\ para\ la\ altura\ \ a\ estudiar\ (m/s)$

$v_0 = velocidad\ el\ viento\ a\ la\ altura\ estudiada\ (m/s)$

$h = altura\ a\ estudiar\ (m)$

$h_0 = altura\ de\ referéncia\ (m)$

$\alpha = coeficiente\ de\ Hellman$

Tipo de terreno	α
Lugares llanos con hielo o hierba	0,08-0,12
Lugares llanos (mar, costa)	0,14
Terrenos poco accidentados	0,13-0,16
Zonas rústicas	0,2
Terrenos accidentados o bosques	0,2-0,26
Terrenos muy accidentados y ciudades	0,25-0,4

Tabla 1.2 Anexo II: Coeficiente de Hellman en función del tipo de terreno

Aparte del viento, la potencia eólica disponible también dependerá de la densidad del viento, la cual depende de varios factores.

Para calcularla, a su vez existen varios métodos que tienen en cuenta la humedad del aire, temperatura, altura, presión atmosférica, etc. Hacer un cálculo muy preciso de la densidad del aire para realizar un cálculo aproximado de la potencia eólica no tendría sentido, ya que el error que se produce al realizar el cálculo aproximado ya es mucho más grande que las decimas que puede variar la densidad. Por este motivo, el valor de la densidad del aire que se tomará a la hora de realizar los siguientes cálculos será de: $\rho_{aire} = 1{,}2\ kg/m^3$.

1.2. Distancia de la costa

Uno de los problemas de los aerogeneradores terrestres es su impacto visual, la ventaja de los off-shore es que al poderse situarse lejos de la costa, su impacto visual disminuye considerablemente o es inexistente.

La distancia a partir de la cual, se puede considerar que el impacto visual es inexistente viene determinada por la siguiente fórmula:

$$L = \sqrt{2HR}$$

$L = dist\acute{a}ncia\ de\ la\ costa\ m\acute{a}s\ pr\acute{o}xima$

$H = M\acute{a}xima\ altura\ de\ la\ pala = H_{torre} + R_{rotor} \approx 90 + 60 = 150\ m$

$R = radio\ de\ la\ tierra \approx 6370000\ m$

Operando,

$$L = \sqrt{2 \cdot 6370000 \cdot 150} \approx 42715\ m = 42{,}72\ km$$

Por lo tanto, la instalación se deberá situar a una distancia de la costa de aproximadamente 43 km como mínimo.

1.3. Profundidad de la zona

La batimetría de la zona es otro factor importante a estudiar. De la profundidad, depende el coste de la instalación y la dificultad tecnológica, por lo que a mayor calado, más elevados los costes así como mayor la dificultad tecnológica.

Al tratarse de una estructura flotante del tipo *TLP*, su instalación empieza a ser competitiva a partir de los *45 m*.

Por este motivo, la zona de instalación tendrá una limitación de calado, tanto mínimo cómo máximo. Al estar las boyas estudiadas a una mayor profundidad de *45 m* la limitación solo se fijará para un calado máximo de *500 m*. Las zonas con un calado mayor quedarán automáticamente descartadas.

1.4. Zonificación de áreas de exclusión eólica

Un aspecto muy importante a la hora de instalar una granja de aerogeneradores marinos es el impacto ambiental que generan, dificultades para el tráfico marítimo, etc.

Para estudiar las zonas en las cuales es permitida la instalación de aerogeneradores marinos, se ha aprovechado el "*Estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos*" aprobado por los ministerios de Industria y Medio Ambiente en los cuales delimita las zonas permitidas para la instalación de parques eólicos.

Este documento, diferencia entre tres zonas distintas:

- **Zonas de exclusión:**

  Aquellas zonas en las que, por haber sido identificados potenciales efectos ambientales como incompatibles, o por conflictividad con otros usos del medio marino considerados prioritarios, la instalación de parques eólicos marinos no es posible.

- **Zonas con condicionantes ambientales:**

  Aquellas zonas en las que se ha deducido la posibilidad de ocurrencia de determinados efectos ambientales negativos por la instalación de parques eólicos, en los que deberá profundizar la evaluación de impacto ambiental de los correspondientes proyectos.

- **Zonas aptas:**

  Aquellas zonas para las que, con la información evaluada, no se ha detectado ninguna probable afección ambiental a escala de planificación.

Para determinar si la zona a estudiar es apta o no para la instalación, sobre el mapa proporcionado por el estudio comentado se ha situado la ubicación de los diferentes puntos de la costa a estudiar (*ver Anexo XI)*.

1.5. Distancia de la red eléctrica

Aunque las instalaciones eólicas marinas disponen de una mayor potencia eólica por metro cuadrado que las terrestres, el *kW·h* es mucho más caro. Esto es debido a que las dificultades tecnológicas a la hora de realizar este tipo de instalaciones son mucho más grandes, por lo que todos los costes relacionados con la instalación y su mantenimiento serán mucho más caros.

La instalación de la red eléctrica, no es una excepción. Para que no haya problemas de colisiones con los barcos que navegan por la costa, todos los cables eléctricos de la instalación deben ir enterrados bajo el lecho marino. Como se puede suponer, este es un proceso costeso, al que en caso de no disponer una central cerca de la zona o una sub-estación de distribución ya construida, se le deben sumar los costes de su construcción.

Para lo que se refiere a los costes de distribución sean los mínimos posibles, se intentará que en la zona en la que vaya a ser instalado el parque eólico, se disponga de una sub-estación de distribución o central eléctrica.

Red eléctrica de España, proporciona un mapa con la red de distribución eléctrica española. Otra vez lo que se ha hecho es situar los emplazamientos que se van a estudiar en el mapa para de esta manera comparar cual es la mejor opción (*ver Anexo XI)*.

1.6. Áreas eólicas ya solicitadas

Finalmente como último punto se consultarán cuales son las áreas eólicas marinas solicitadas para la construcción de parques eólicos cerca de las boyas que son objeto de estudio para así poder realizar una valoración más realista de cuál es la zona más idónea para la instalación (v*er Anexo XI)*.

En caso de que haya alguna zona solicitada cerca de las boyas a estudiar, dará un valor añadido a la elección de la zona ya que significará que posblemente sea una zona competiva para la instalación de un parque eólico marino.

2. Características de los emplazamientos y selección:

A la hora de escoger la zona, todas las puntuaciones serán evaluadas en función de la situación de la boya. Para hacer una selección más precisa se debería considerar también los alrededores de las boyas, pero al no disponer de la información necesaria para realizar este tipo de estudio, todos los datos irán referidos a la posición de la boya.

Las puntuaciones que se otorgarán en función de las características son las siguientes:

Al igual que para la elección del aerogenerador se ha creado una tabla con las puntuaciones a las que puede optar cada zona en función de sus características:

Criterio de puntuaciones para la elección del emplazamiento				
Potencia real (posición)	1	2 - 4	5 - 8	9 - 11
Puntuación	25	20	15	10
Distancia de la costa (m)	$D < 30$	$30 \geq D > 40$	$40 \leq D \leq 50$	$D > 50$
Puntuación	Eliminado	5	10	5
Profundidad de la zona (m)	$P < 300$	$300 \leq P > 400$	$400 \leq P < 500$	$P \geq 500$
Puntuación	12	8	4	Eliminado
Zonas protegidas	**Zona de exclusión**	**Zona con condicionantes**	**Zona apta**	**-**
Puntuación	Eliminado	2	6	-
Distancia red eléctrica	$D < 40$	$40 \leq D < 55$	$55 \leq D < 65$	$D \geq 65/^{(1)}$
Puntuación	4	3	2	1
Áreas eólicas marinas solicitadas	**Solicitada**	**No solicitada**	**-**	**-**
Puntuación	1	0	-	-

Tabla 2.1 Anexo II: Criterio de puntuaciones para la elección del emplazamiento

(1): No hay ninguna estación o sub-estación eléctrica cerca de la costa.

Las características de cada emplazamiento se pueden consultar en las siguientes páginas:

Boya	Coordenadas		Potencia media real		Distancia de la costa (km)	Profundidad (m)	Zonificación	Distancia red eléctrica		Solicitudes	
	Latitud	Longitud	Potencia (kW/m^2)	Posición				Distancia (km)	Estación eléctrica	Zona correspondiente	Solicitud
Cabo de Begur	*3.65 E*	*41.92 N*	*3030,55*	*8*	*34*	*1200*	*Apta*	-	No existe	*35*	*No*
Tarragona	*1.47° E*	*40.68° N*	*2796,55*	*11*	*49*	*688*	*Condicionantes*	*65*	Vendellós	*29*	*Sí*
Valencia	*0.21º E*	*39.52° N*	*2830,66*	*10*	*40*	*260*	*Apta*	*46*	Sagunto	*27*	*No*
Cabo de Palos	*0.33º W*	*37.65º N*	*3254,76*	*6*	*32*	*230*	*No apta*	*36*	Fautista	*24*	*No*
Cabo de Gata	*2.33 W*	*36.57 N*	*3263,43*	*5*	*53*	*536*	*No apta*	*52*	Tabernas	*21*	*No*
Golfo de Cádiz	*6.96° W*	*36.48° N*	*3390,46*	*3*	*53*	*450*	*Condicionantes*	*70*	Puerto Real	*15*	*Sí*
Cabo de Silleiro	*9.43° W*	*42.12° N*	*3263,74*	*4*	*57*	*600*	*Condicionantes*	*76*	Pazos de Borben	*10*	*Sí*
Villano-Sisargas	*9.21° W*	*43.50° N*	*3884,71*	*2*	*30*	*386*	*Condicionantes*	*36*	Repsol	*9*	*No*
Estaca de Bares	*7.62 W*	*44.07 N*	*4107,21*	*1*	*30*	*1800*	*Condicionantes*	*44*	Xove	*8*	*Sí*
Cabo de Peñas	*6.17° W*	*43.74° N*	*3164,21*	*7*	*17,5*	*450*	*Condicionantes*	*29*	Tabiella	*6*	*Sí*
Bilbao	*3.05° W*	*43.64° N*	*2976,90*	*9*	*24*	*600*	*Condicionantes*	*34*	Gatica/Santurce	*1*	*No*

Tabla 2.2 Anexo II: Características de los emplazamientos

* *Nota: Todos los datos se pueden consultar los siguientes enlaces de la bibliografía: ref. 4.26, ref. 4.44 y ref. 4.51.*

Una vez evaluadas todas las características de cada zona, la puntuación final es la siguiente:

Boya	Potencia media real (kW/m^2)	Distancia de la costa (km)	Profundidad (m)	Zonificación	Distancia red eléctrica	Solicitudes	Total
Cabo de Begur	*15*	*5*	*Eliminado*	*6*	*2*	*0*	*28*
Tarragona	*10*	*10*	*Eliminado*	*2*	*1*	*1*	*24*
Valencia	*10*	*5*	*12*	*6*	*3*	*0*	*36*
Cabo de Palos	*15*	*5*	*12*	*Eliminado*	*4*	*0*	*36*
Cabo de Gata	*15*	*5*	*Eliminado*	*Eliminado*	*3*	*0*	*25*
Golfo de Cádiz	*20*	*5*	*4*	*2*	*1*	*1*	*33*
Cabo de Silleiro	*20*	*5*	*Eliminado*	*2*	*1*	*1*	*29*
Villano-Sisargas	*20*	*5*	*8*	*2*	*4*	*0*	*39*
Estaca de Bares	*25*	*5*	*Eliminado*	*2*	*3*	*1*	*36*
Cabo de Peñas	*15*	*Eliminado*	*4*	*2*	*4*	*1*	*26*
Bilbao	*10*	*Eliminado*	*Eliminado*	*2*	*4*	*0*	*16*

Tabla 2.3 Anexo II: Puntuación de cada emplazamiento

Zona apta
Zona eliminada

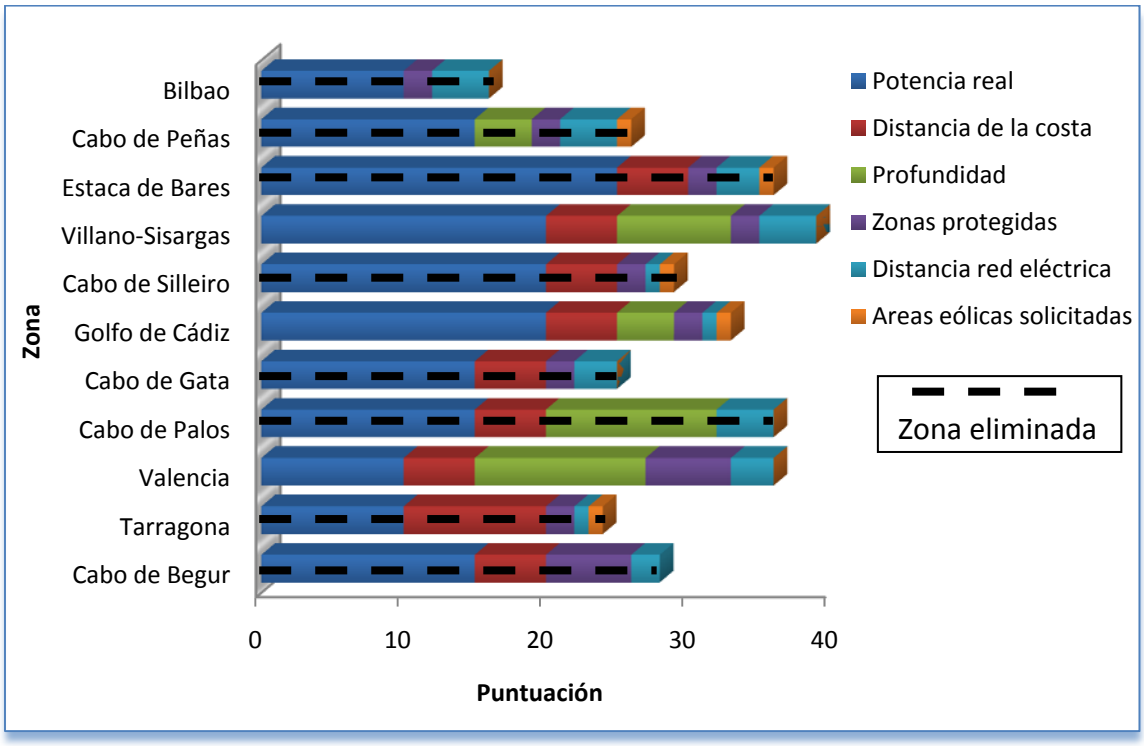


Gráfico 2.1 Anexo II: Puntuaciones para la elección del emplazamiento

Finalmente el emplazamiento seleccionado es el de la zona de Villano-Sisargas al ser el que ha conseguido una mayor puntuación.

ANEXO III

Casos de carga y condiciones ambientales

1. Diferentes cargas a considerar según la normativa de DNV:

1.1. Cargas fijas

Las cargas fijas son todas aquellas cargas propias de la estructura que no varían en toda la vida útil de la estructura a no ser por causas de fuerza mayor debido al deterioro de la esta:

1.1.1. Masa de la estructura:

Son las cargas debidas al propio peso de la estructura. En este caso se considerará tanto la carga debida al peso del acero del soporte como el peso de la torre y el aerogenerador.

1.1.2. Masa del lastre permanente y equipamiento:

Estas cargas comprenden desde el lastre fijo de hormigón que contiene la parte inferior del soporte hasta el posible equipamiento dispuesto en el interior del soporte como pueden ser recambios, herramientas, pequeños tanques de aceite, etc. para el mantenimiento del aerogenerador.

1.1.3. Fuerza de los cables tensores:

Cuando la estructura está estable en la mar, sin condiciones de viento ni corrientes marinas y sin tener en cuenta los momentos generados por la propia estructura, los cables tensores anclados en el fondo marino generan una fuerza contraria a la diferencia entre el conjunto del peso de la estructura y el empuje generado por el agua. La tensión generada por los cables en estas condiciones se le llamará tensión inicial.

Aparte de la tensión inicial, se deberán considerar las diferentes variaciones de tensiones que sufrirán los cables en función de la escora y las cargas que soporte la estructura.

1.1.4. Presión del agua:

La presión del agua generará una fuerza sobre la chapa del soporte que tendiendo a abollarla.

Para que no se abolle la chapa del soporte se deberá diseñar el interior del soporte de manera adecuada además de dar el suficiente espesor a la chapa.

1.2. Cargas variables

Las cargas variables son todas aquellas cargas relacionadas con las operaciones y uso normal de la instalación que no actúan de manera permanente en el soporte pero pueden actuar en algún momento puntual.

Las más críticas que puede haber son las relacionadas con los impactos y colisiones de buques.

1.3. Cargas ambientales

Las cargas ambientales son todas aquellas cargas debidas a fenómenos ambientales que pueden afectar a la estructura:

1.3.1. Viento:

Al incidir el viento sobre el aerogenerador y su torre generará una fuerza que será transmitida en la soporte, generando un momento en él además de la propia fuerza.

Además también se generarán fuerzas centrífugas y vibraciones debido al movimiento de las aspas del aerogenerador.

La instalación se deberá optimizar para que trabaje de forma correcta en condiciones normales de trabajo y que se capaz de soportar las cargas impuestas por el viento en las condiciones más adversas posibles.

Para que el estudio de las cargas del viento sea preciso, *DNV* pide que se realicen diferentes estudios de carga que cumplan con la normativa *ISO/IEC 17020* o la *ISO/IEC 17025*.

La tabla resumen de las cargas a considerar según *IEC* y *DNV* es la siguiente:

Table E1 Proposed load cases combining various environmental conditions

Design situation	*Load case*	*Wind condition: Wind climate ($U_{10,hub}$) or wind speed (U_{hub})*	*Wave condition: Sea state (H_S) or individual wave height (H) to combine with in simulations for simultaneous wind and waves (7)*	*Wind and wave directionality*	*Current*	*Water level*	*Other conditions*	*Limit state*
Power production	1.1	NTM $v_{in} < U_{10,hub} < v_{out}$	NSS $H_S = E[H_S\|U_{10,hub}]$	Codirectional in one direction	Wind-generated current	MWL	For prediction of extreme loads on RNA and interface to tower	ULS
	1.2	NTM $v_{in} < U_{10,hub} < v_{out}$	NSS H_S according to joint probability distribution of H_S, T_P and $U_{10,hub}$	Codirectional in one direction (See F900)	(5)	Range between upper and lower 1 year water level		FLS
	1.3	ETM $v_{in} < U_{10,hub} < v_{out}$	NSS $H_S = E[H_S\|U_{10,hub}]$	Codirectional in one direction	Wind-generated current	MWL		ULS
	1.4	ECD $U_{10hub} = v_r - 2$ m/s, v_r, v_r+2 m/s	NSS $H_S = E[H_S\|U_{10,hub}]$ or NWH $H = E[H_S\|U_{10,hub}]$ (3)	Misaligned	Wind-generated current	MWL		ULS
	1.5	EWS $v_{in} < U_{10,hub} < v_{out}$	NSS $H_S = E[H_S\|U_{10,hub}]$ or NWH $H = E[H_S\|U_{10,hub}]$ (3)	Codirectional in one direction	Wind-generated current	MWL		ULS
	1.6a	NTM $v_{in} < U_{10,hub} < v_{out}$	SSS $H_S = H_{S,50\text{-}yr}$ (See item F703)	Codirectional in one direction	Wind-generated current	1-year water level (4)		ULS
	1.6b	NTM $v_{in} < U_{10,hub} < v_{out}$	SWH $H = H_{50\text{-}yr}$ (See item F703)	Codirectional in one direction	Wind-generated current	1-year water level (4)		ULS
Power production plus occurrence of fault	2.1	NTM $v_{in} < U_{10,hub} < v_{out}$	NSS $H_S = E[H_S\|U_{10,hub}]$	Codirectional in one direction	Wind-generated current	MWL	Control system fault or loss of electrical connection	ULS
	2.2	NTM $v_{in} < U_{10,hub} < v_{out}$	NSS $H_S = E[H_S\|U_{10,hub}]$	Codirectional in one direction	Wind-generated current	MWL	Protection system fault or preceding internal electrical fault	ULS Abnormal
	2.3	EOG $U_{10,hub} = v_{out}$ and $v_r \pm 2$ m/s	NSS $H_S = E[H_S\|U_{10,hub}]$ or NWH $H = E[H_S\|U_{10,hub}]$ (3) (6)	Codirectional in one direction	Wind generated current	MWL	External or internal electrical fault including loss of electrical network connection	ULS Abnormal
	2.4	NTM $v_{in} < U_{10,hub} < v_{out}$	NSS $H_S = E[H_S\|U_{10,hub}]$	Codirectional in one direction (See F900)	(5)	Range between upper and lower 1-year water level	Control or protection system fault including loss of electrical network	FLS

Imagen 1.1a Anexo III: Tabla resumen de las cargas de viento a estudiar según IEC-DNV

Table E1 Proposed load cases combining various environmental conditions (Continued)

Design situation	*Load case*	*Wind condition: Wind climate ($U_{10,hub}$) or wind speed (U_{hub})*	*Wave condition: Sea state (H_S) or individual wave height (H) to combine with in simulations for simultaneous wind and waves (7)*	*Wind and wave directionality*	*Current*	*Water level*	*Other conditions*	*Limit state*
Start up	3.1	NWP $v_{in} < U_{10,hub} < v_{out}$ +normal wind profile to find average vertical wind shear across swept area of rotor	NSS $H_S = E[H_S\|U_{10,hub}]$ or NWH $H = E[H_S\|U_{10,hub}]$ (3)	Codirectional in one direction (See F900)	(5)	Range between upper and lower 1-year water level		FLS
	3.2	EOG $U_{10,hub} = v_{in}, v_{out}$ and $v_r \pm 2$ m/s	NSS $H_S = E[H_S\|U_{10,hub}]$ or NWH $H = E[H_S\|U_{10,hub}]$ (3)	Codirectional in one direction	Wind-generated current	MWL		ULS
	3.3	EDC $U_{10,hub} = v_{in}, v_{out}$ and $v_r \pm 2$ m/s	NSS $H_S = E[H_S\|U_{10,hub}]$ or NWH $H = E[H_S\|U_{10,hub}]$ (3)	Misaligned	Wind-generated current	MWL		ULS
Normal shutdown	4.1	NWP $v_{in} < U_{10,hub} < v_{out}$ +normal wind profile to find average vertical wind shear across swept area of rotor	NSS $H_S = E[H_S\|U_{10,hub}]$ or NWH $H = E[H_S\|U_{10,hub}]$ (3)	Codirectional in one direction (See F900)	(5)	Range between upper and lower 1-year water level		FLS
	4.2	EOG $U_{10,hub} = v_{out}$ and $v_r \pm 2$ m/s	NSS $H_S = E[H_S\|U_{10,hub}]$ or NWH $H = E[H_S\|U_{10,hub}]$ (3)	Codirectional in one direction	Wind-generated current	MWL		ULS
Emergency shutdown	5.1	NTM $U_{10,hub} = v_{out}$ and $v_r \pm 2$ m/s	NSS $H_S = E[H_S\|U_{10,hub}]$	Codirectional in one direction	Wind-generated current	MWL		ULS

Imagen 1.1b Anexo III: Tabla resumen de las cargas de viento a estudiar según IEC-DNV

Table E1 Proposed load cases combining various environmental conditions (Continued)

Design situation	*Load case*	*Wind condition: Wind climate ($U_{10,hub}$) or wind speed (U_{hub})*	*Wave condition: Sea state (H_S) or individual wave height (H) to combine with in simulations for simultaneous wind and waves (7)*	*Wind and wave directionality*	*Current*	*Water level*	*Other conditions*	*Limit state*
Parked (standing still or idling)	6.1a	EWM Turbulent wind $U_{10,hub} = U_{10,50\text{-yr}}$ (characteristic standard deviation of wind speed $\sigma_{U,c} = 0.11 \cdot U_{10hub}$)	ESS $H_S = H_{S,50\text{-yr}}$ (1)	Misaligned Multiple directions	50-year current	50-year water level		ULS
	6.1b	EWM Steady wind $U_{hub} = 1.4 \cdot U_{10,50\text{-yr}}$	RWH $H = \psi \cdot H_{50\text{-yr}}$ (2)	Misaligned Multiple directions	50-year current	50-year water level		ULS
	6.1c	RWM Steady wind $U_{hub} = 1.1 \cdot U_{10,50\text{-yr}}$	EWH $H = H_{50\text{-yr}}$	Misaligned Multiple directions	50-year current	50-year water level		ULS
	6.2a	EWM Turbulent wind $U_{10,hub} = U_{10,50\text{-yr}}$ (characteristic standard deviation of wind speed $\sigma_{U,c} = 0.11 \cdot U_{10hub}$)	ESS $H_S = H_{S,50\text{-yr}}$ (1)	Misaligned Multiple directions	50-year current	50-year water level	Loss of electrical network connection	ULS Abnormal
	6.2b	EWM Steady wind $U_{hub} = 1.4 \cdot U_{10,50\text{-yr}}$	RWH $H = \psi \cdot H_{50\text{-yr}}$ (2)	Misaligned Multiple directions	50-year current	50-year water level	Loss of electrical network connection	ULS Abnormal
	6.3a	EWM Turbulent wind $U_{10,hub} = U_{10,1\text{-yr}}$ (characteristic standard deviation of wind speed $\sigma_{U,c} = 0.11 \cdot U_{10hub}$)	ESS $H_S = H_{S,1\text{-yr}}$ (1)	Misaligned Multiple directions	1-year current	1-year water level	Extreme yaw misalignment	ULS
	6.3b	EWM Steady wind $U_{hub} = 1.4 \cdot U_{10,1\text{-yr}}$	RWH $H = \psi \cdot H_{1\text{-yr}}$ (2)	Misaligned Multiple directions	1-year current	1-year water level	Extreme yaw misalignment	ULS
	6.4	NTM $U_{10,hub} < 0.7U_{10,50\text{-yr}}$	NSS H_S according to joint probability distribution of H_S, T_P and $U_{10,hub}$	Codirectional in multiple direction (See F900)	(5)	Range between upper and lower 1-year water level		FLS
Parked and fault conditions	7.1a	EWM Turbulent wind $U_{10,hub} = U_{10,1\text{-yr}}$ (characteristic standard deviation of wind speed $\sigma_{U,c} = 0.11 \cdot U_{10hub}$)	ESS $H_S = H_{S,1\text{-yr}}$ (1)	Misaligned Multiple directions	1-year current	1-year water level		ULS Abnormal
	7.1b	EWM Steady wind $U_{hub} = 1.4 \cdot U_{10,1\text{-yr}}$	RWH $H = \psi \cdot H_{1\text{-yr}}$ (2)	Misaligned Multiple directions	1-year current	1-year water level		ULS Abnormal
	7.1c	RWM Steady wind $U_{hub} = 0.88 \cdot U_{10,50\text{-yr}}$	EWH $H = H_{1\text{-yr}}$	Misaligned Multiple directions	1-year current	1-year water level		ULS Abnormal
	7.2	NTM $U_{10,hub} < 0.7U_{10,50\text{-yr}}$	NSS H_S according to joint probability distribution of H_S, T_P and $U_{10,hub}$	Codirectional in multiple direction (See F900)	(5)	Range between upper and lower 1-year water level		FLS

Imagen 1.1c Anexo III: Tabla resumen de las cargas de viento a estudiar según IEC-DNV

Table E1 Proposed load cases combining various environmental conditions (Continued)

Design situation	*Load case*	*Wind condition: Wind climate ($U_{10,hub}$) or wind speed (U_{hub})*	*Wave condition: Sea state (H_S) or individual wave height (H) to combine with in simulations for simultaneous wind and waves (7)*	*Wind and wave directionality*	*Current*	*Water level*	*Other conditions*	*Limit state*
Transport, assembly, maintenance and repair	8.2a	EWM Steady wind $U_{hub} = 1.4 \cdot U_{10,1\text{-yr}}$	RWH $H = \psi \cdot H_{1\text{-yr}}$ (2)	Codirectional in one direction	1-year current	1-year water level		ULS Abnormal
	8.2b	RWM Steady wind $U_{hub} = 0.88 \cdot U_{10,50\text{-yr}}$	EWH $H = H_{1\text{-yr}}$	Codirectional in one direction	1-year current	1-year water level		ULS Abnormal
	8.3	NTM $U_{10,hub} < 0.7U_{10,50\text{-yr}}$	NSS H_S according to joint probability distribution of H_S, T_P and $U_{10,hub}$	Codirectional in multiple direction (See F900)	(5)	Range between upper and lower 1-year water level		FLS

1) In cases where load and response simulations are to be performed and the simulation period is shorter than the reference period for the significant wave height H_S, the significant wave height needs to be converted to a reference period equal to the simulation period, see 3C202. Moreover, an inflation factor on the significant wave height needs to be applied in order to make sure that the shorter simulation period captures the maximum wave height when the original reference period does. When the reference period is 3 hours and the simulation period is 1 hour, the combined conversion and inflation factor is 1.09 provided the wave heights are Rayleigh-distributed and the number of waves in 3 hours is 1000. Likewise, if the simulation period is longer than the averaging period for the mean wind speed, a deflation factor on U_{10} may be applied. When the simulation period is 1 hour and the averaging period is 10 minutes, the deflation factor may be taken as 0.95.

2) It is practice for offshore structures to apply $\psi = H_{5\text{-yr}}/H_{50\text{-yr}}$, where $H_{5\text{-yr}}$ and $H_{50\text{-yr}}$ denote the individual wave heights with 5- and 50-year return period, respectively. The shallower the water depth, the larger is usually the value of ψ.

3) The load case is not driven by waves and it is optional whether the wind load shall be combined with an individual wave height or with a sea state.

4) The water level shall be taken as the upper-tail 50-year water level in cases where the extreme wave height will become limited by the water depth.

5) In principle, current acting concurrently with the design situation in question needs to be included, because the current influences the hydrodynamic coefficients and thereby the fatigue loading relative to the case without current. However, in many cases current will be of little importance and can be ignored, e.g. when the wave loading is inertia-dominated or when the current speed is small.

6) In the case that the extreme operational gust is combined with an individual wave height rather than with a sea state, the resulting load shall be calculated for the most unfavourable location of the profile of the individual wave relative to the temporal profile of the gust.

7) Whenever the wave loading associated with a specific load case refers to a wave train or a time series of wave loads, the sought-after combined load effect shall be interpreted as the maximum resulting load effect from the time series of load effects which is produced by the simulations.

Imagen 1.1d Anexo III: Tabla resumen de las cargas de viento a estudiar según IEC-DNV

Abbreviations used in Table 1:	
COD	Co-directional wind and waves (see IEC 61400-3, 6.4.1)
DLC	Design load case
ECD	Extreme coherent gust with direction change (see IEC 61400-1, 6.3.2.5)
ECM	Extreme current model (see IEC 61400-3, 6.4.2.5)
EDC	Extreme direction change (see IEC 61400-1, 6.3.2.4)
EOG	Extreme operating gust (see IEC 61400-1, 6.3.2.2)
ESS	Extreme sea state (see IEC 61400-3, 6.4.1.4)
EWH	Extreme wave height (see IEC 61400-3, 6.4.1.5)
EWLR	Extreme water level range (see IEC61400-3, 6.4.3.2)
EWM	Extreme wind speed model (see IEC 61400-1, 6.3.2.1)
EWS	Extreme wind shear (see IEC 61400-1, 6.3.2.6)
MIS	Misaligned wind and waves (see IEC 61400-3, 6.4.1)
MSL	Mean sea level (see IEC 61400-3, 6.4.3)
MUL	Multi-directional wind and waves (see IEC 61400-3, 6.4.1)
NCM	Normal current model (see IEC 61400-3, 6.4.2.4)
NTM	Normal turbulence model (see IEC 61400-1, 6.3.1.3)
NWH	Normal wave height (see IEC 61400-3, 6.4.1.2)
NWLR	Normal water level range (see IEC 61400-3, 6.4.3.1)
NWP	Normal wind profile model (see IEC 61400-1, 6.3.1.2)
NSS	Normal sea state (see IEC 61400-3, 6.4.1.1)
RWH	Reduced wave height (see IEC 61400-3, 6.4.1.6)
SSS	Severe sea state (see IEC 61400-3, 6.4.1.3)
SWH	Severe wave height (see IEC 61400-3, 6.4.1.4)
UNI	Uni-directional wind and waves (see IEC 61400-3, 6.4.1)
V_r±2m/s	Sensitivity to all wind speeds in the range shall be analysed

Imagen 1.2 Anexo III: Abreviaturas normativa IEC-DNV

Para realizar todos los diferentes cálculos de casos de carga se debe tener una información muy detallada del aerogenerador. Debido a que las empresas no proporcionan detalles técnicos de su aerogenerador, a la hora de generar los casos de viento mediante *FAST-IECWind (Anexo VI*), solo se generarán archivos de salida del tipo "*EOG_n.wnd*" en los que solo se tiene en cuenta las ráfagas de viento, sin considerar los cambios de dirección del aerogenerador entre otros muchos parámetros.

1.3.2. Olas:

Las olas son otro fenómeno a prever que actuarán sobre el soporte del aerogenerador. El problema de las olas, es que generan unas corrientes inducidas que actúan sobre la superficie del soporte, generando unas fuerzas de inercia y de arrastre.

Estas fuerzas se pueden aproximar mediante la ecuación de *Morison*, la cual se puede consultar en el *Anexo IV*.

1.3.3. Nivel del mar:

Debido a que el soporte de la estructura está fijado en el suelo marino, al subir o bajar el nivel del mar habrá un aumento o una disminución de la fuerza de empuje generada por el agua sobre el soporte. Por este motivo es muy importante tanto el estudio de pleamar como el de bajamar.

En el caso de la pleamar, el calado del soporte aumentará y por lo tanto aumentará el empuje hidrodinámico que el agua ejerce sobre el soporte. Esto se traducirá en un aumento de la tensión en los cables, que deberán de ser capaces de soportar.

En el caso de la bajamar el calado del soporte disminuirá. Esta disminución del calado se traducirá en una disminución de la estabilidad de la estructura debida en parte a la disminución de la tensión en los cables.

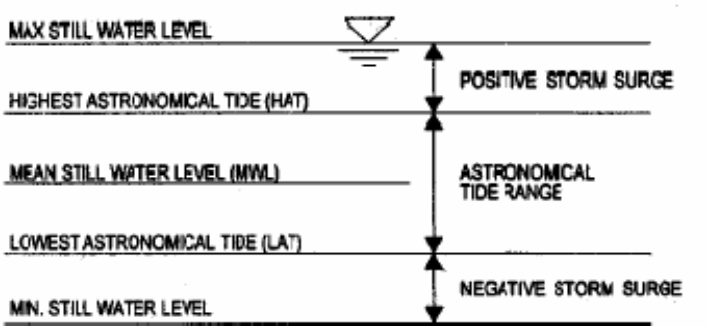


Imagen 1.3 Anexo III: Diferentes condiciones del mar a estudiar

La normativa, además, tiene en cuenta posibles aumentos o disminuciones del nivel del mar debido a las tempestades o falta de ellas que se puedan producir.

En el caso de este proyecto solo se evaluará el nivel del mar en condiciones normales, siendo conscientes que para un proyecto real se deberían tener en cuenta las diferentes situaciones.

1.3.4. Terremotos:

En el caso de haber algún terremoto en la mar se producirán dos efectos que podrán afectar a la resistencia de la estructura.

El primer efecto será, en caso de que el terremoto se produzca justo en la zona del parque eólico, la presencia de vibraciones en los anclajes del fondo marino que podrán afectar su resistencia a las tensiones debida a la fuerza de los cables.

El segundo efecto será el aumento del nivel del mar debido al tsunami producido por el terremoto.

1.3.5. Hielo y nieve:

El hielo y la nieve que se pueden hallar sobre la estructura pueden hacer que se produzca un aumento del peso sobre el soporte. En función de la zona las consecuencias debidas al hielo y la nieve variarán.

1.4. Cargas de deformación

Básicamente las cargas de deformación son aquellas debidas a la variación de temperatura en la estructura por las corrientes de convección del aire y del agua del mar.

Comparado con las otras cargas, estas tendrán muy poca importancia.

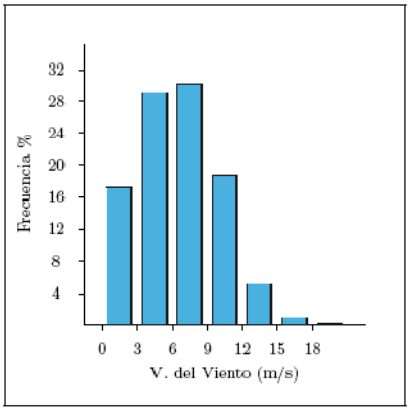
2. Casos de carga:

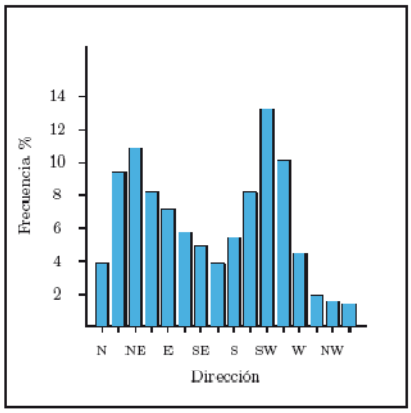
2.1. Datos de las boyas

2.1.1. Datos de viento:

DISTRIBUCIÓN CONJUNTA DE INTENSIDAD Y DIRECCIÓN DE AVANCE DEL VIENTO (SERIE DE DATOS ORIGINAL)

LUGAR : Villano-Sisargas	PERIODO : anual
SERIE ANALIZADA : Dic. 2007 - Nov. 2008	FRECUENCIA : 1 dato hora
NÚMERO DE DATOS : 8781	EFICACIA : 99.98 %
INTENSIDAD RES. MEDIA : 0.71 (m/s)	DIRECCIÓN RES. MEDIA : 153.47 (grados)
VELOCIDAD MEDIA : 6.47 (m/s)	VELOCIDAD MÁXIMA : 18.90 (m/s)





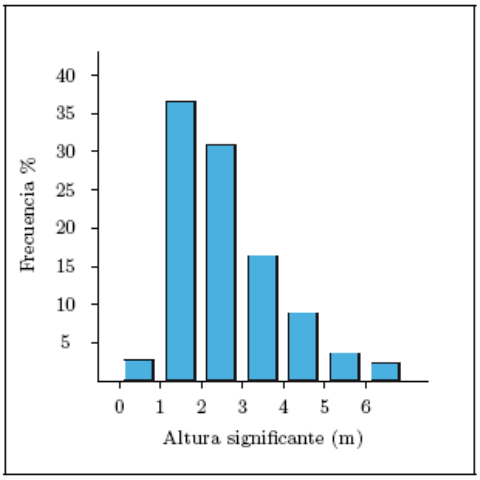
Dirección (grados)		V. del Viento (m/s) (00-03]	(03-06]	(06-09]	(09-12]	(12-15]	(15-18]	> 18	Total
N	0.0	.754	1.005	.994	.731	.263	.034	-	3.781
NNE	22.5	.971	2.582	3.667	1.382	.548	.171	.023	9.344
NE	45.0	1.085	3.416	3.084	2.285	.777	.194	-	10.841
ENE	67.5	1.257	2.445	2.582	1.599	.240	.046	-	8.168
E	90.0	1.382	2.467	1.919	1.097	.297	.034	-	7.197
ESE	112.5	1.234	2.216	1.371	.697	.114	.046	-	5.677
SE	135.0	.925	2.102	1.291	.503	.103	.011	-	4.935
SSE	157.5	1.028	1.359	.982	.377	.103	-	-	3.850
S	180.0	.982	1.976	1.565	.697	.206	.011	-	5.438
SSW	202.5	1.040	2.136	3.164	1.416	.411	-	-	8.168
SW	225.0	.994	2.102	4.626	4.329	1.097	.011	-	13.160
WSW	247.5	1.519	2.022	2.970	2.890	.628	-	-	10.030
W	270.0	1.405	1.428	1.245	.320	.057	-	-	4.455
WNW	292.5	.891	.697	.251	.046	.046	-	-	1.931
NW	315.0	.937	.468	.091	.057	.011	-	-	1.565
NNW	337.5	.788	.446	.160	.069	-	-	-	1.462
Total		17.192	28.867	29.963	18.494	4.901	.560	.023	100 %

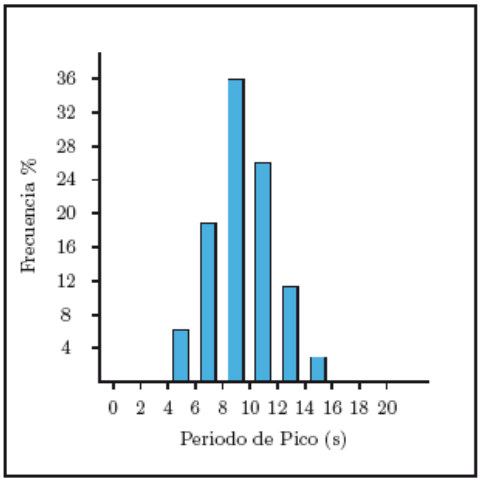
Imagen 2.1 Anexo III: Condiciones de viento de la zona escogida

2.1.2. Datos de olas:

DISTRIBUCIÓN CONJUNTA DE ALTURA Y PERIODO DE PICO DEL OLEAJE

LUGAR : Villano-Sisargas
PERIODO : anual
SERIE ANALIZADA : Dic. 2007 - Nov. 2008
NÚMERO DE DATOS : 8783
EFICACIA : 100.00 %
ALTURA SIGNIF. MEDIA : 2.63 (m)
ALTURA SIGNIF. MÁXIMA : 12.55 (m)





Periodo de Pico (s)	Altura significante (m)							Total
	≤01	(01-02]	(02-03]	(03-04]	(04-05]	(05-06]	> 06	
≤02	-	-	-	-	-	-	-	-
(02-04]	.011	.034	-	-	-	-	-	.046
(04-06]	.205	4.361	1.389	.011	-	-	-	5.966
(06-08]	.911	9.336	6.125	1.947	.250	.046	-	18.616
(08-10]	1.104	17.693	11.340	3.518	1.605	.490	.046	35.796
(10-12]	.205	3.609	8.790	7.515	3.917	1.298	.387	25.720
(12-14]	-	.831	2.539	2.676	2.664	1.548	.786	11.044
(14-16]	-	.342	.660	.398	.171	.296	.774	2.641
(16-18]	-	-	.034	-	-	-	.137	.171
(18-20]	-	-	-	-	-	-	-	-
> 20	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	2.437	36.206	30.878	16.065	8.608	3.678	2.129	100 %

Imagen 2.2 Anexo III: Condiciones de oleaje de la zona escogida

2.2. Cargas a estudiar

Según la normativa se deberían estudiar todas aquellas cargas de viento y oleaje registradas por las boyas meteorológicas que sean mínimamente significantes.

2.2.1. Viento:

Las velocidades de viento que van a ser a estudiadas son las siguientes:

- Velocidad de arrancada
- Velocidad en condiciones normales de trabajo
- Velocidad nominal de operación
- Velocidad de parada del aerogenerador
- Velocidad para un periodo de retorno de 50 años

Casualmente la velocidad nominal de operación del aerogenerador y la velocidad en condiciones normales de trabajo son prácticamente iguales, por este motivo se considerará que la velocidad para las condiciones normales de trabajo es la misma que velocidad nominal de operación del aerogenerador (*consultar Anexo IV*).

Casos de carga del viento	
	v(hub) (m/s)
Velocidad arrancada	*3,5*
Velocidad condición normal de trabajo	*14*
Velocidad parada	*30*
Velocidad de 50 años	*70*

Tabla 2.1 Anexo III: Condiciones de viento a estudiar

2.2.2. Olas:

En el caso de las olas se estudiarán cinco casos diferentes:

- Ola de condiciones normales de trabajo
- Ola típica A
- Ola típica B
- Ola típica C
- Ola para un periodo de retorno de 50 años

Los datos necesarios para el estudio de las olas van a ser el periodo medio y la altura significante.

En el caso de la ola para un periodo de retorno de 50 años excepcionalmente se utilizará la altura máxima de ola y el periodo típico.

Casos de carga de las olas		
	H (m)	**T (s)**
Ola condición normal de trabajo	*2,00*	*7,10*
Ola típica A	*3,00*	*7,10*
Ola típica B	*4,00*	*8,50*
Ola típica C	*5,00*	*8,50*
Ola 50 años	*20,11*	*13,94*

Tabla 2.2 Anexo III: Condiciones de oleaje a estudiar

2.3. Casos de carga y métodos de cálculo

A la hora de calcular las diferentes cargas se utilizarán diferentes métodos de cálculo, ya sea para hacer una comprobación con un cálculo analítico, o porque el software a utilizar no dispone de la opción de cálculo de una carga concreta.

Los diferentes métodos a utilizar serán los siguientes:

TIPO DE CARGA	CARGA	MÉTODO DE CÁLCULO
VIENTO	Velocidad de arrancada	FAST
	Condición normal de trabajo	FAST
		ANALÍTICO
	Velocidad de parada	FAST
	Condición de 50 años	ANALÍTICO
OLAS	Condición normal de trabajo	SEAKEEPING
		ANALÍTICO
	Ola típica A	SEAKEEPING
	Ola típica B	SEAKEEPING
	Ola típica C	SEAKEEPING
	Condición de 50 años	SEAKEEPING

Tabla 2.3 Anexo III: Métodos de cálculo según la carga

Tal como indica la normativa de *DNV* las cargas de olas y de viento se deberán combinar entre sí para obtener un cálculo de los más preciso posible.

Debido a que el oleaje irá muy ligado a las condiciones de viento se hará una simplificación de las combinaciones que no sean lógicas.

Los diferentes casos a estudiar serán los siguientes:

Combinación de los casos de carga			
Olas	**Viento**	**Factor de seguridad**	**Caso de carga**
Condición normal de trabajo	Velocidad arrancada	*1,1*	*Loadcase 1*
	Condición normal de trabajo	*1,1*	*Loadcase 2*
Ola típica A	Velocidad arrancada	*1,1*	*Loadcase 3*
	Condición normal de trabajo	*1,1*	*Loadcase 4*
Ola típica B	Condición normal de trabajo	*1,1*	*Loadcase 5*
	Velocidad parada	*1,1*	*Loadcase 6*
Ola típica C	Condición normal de trabajo	*1,1*	*Loadcase 7*
	Velocidad parada	*1,1*	*Loadcase 8*
Ola *50* años	Velocidad 50 años	*1,35*	*Loadcase 9*

Tabla 2.4 Anexo III: Casos de carga a estudiar

3. Cálculos referentes a las cargas ambientales

3.1. Condiciones de viento

3.1.1. Condiciones normales de trabajo:

Las condiciones normales de trabajo serán aquellas en las que, a lo largo del año, sea más probable que trabaje la turbina.

Como se puede observar en los datos históricos de la boya de *"Villano-Sisargas"*, el mayor porcentaje de velocidades de viento registradas en un año a una altura de *3 m* está comprendido entre los *6 y 9 m/s*. A mayor velocidad, mayor será la fuerza del viento, por lo que el valor escogido será el de *9 m/s*.

Al aumentar la altura, la velocidad del viento también aumentará. Este aumento, se puede aproximar mediante la "*Ley Exponencial de Hellman*" (*consultar Anexo II*):

Los datos referentes a la zona de instalación son los siguientes:

Datos	
$\boldsymbol{v_0}$ $(\boldsymbol{m/s})$	*9,00*
$\boldsymbol{h_0}$ $(\boldsymbol{m})$	*3,00*
$\boldsymbol{\alpha}$	*0,12*

Tabla 3.1 Anexo III: Datos de viento para las condiciones normales de trabajo

La velocidad a la altura del "*hub*" será:

$$v(hub) = v_0 \cdot \left(\frac{h_{hub}}{h_0}\right)^{\alpha} = 9 \cdot \left(\frac{83{,}25}{3{,}00}\right)^{0{,}12} = 13{,}41\ m/s$$

* *Nota: Casualmente la velocidad nominal de operación del aerogenerador y la velocidad en condiciones normales de trabajo son prácticamente iguales, por este motivo se considerará que la velocidad para las condiciones normales de trabajo es la misma que velocidad nominal de operación del aerogenerador (14 m/s).*

3.1.2. Periodo de retorno de 50 años:

Según la sociedad de clasificación, se debe evaluar la velocidad máxima que puede producirse en un periodo de 50 años. Debido a que puertos del estado no dispone de un estudio de este tipo y al ser el cálculo muy complicado y no interesante según los objetivos de este proyecto, se utilizará la ecuación publicada en la normativa *IEC 61400-3 - Design requirements for offshore wind turbines;* la cual proporciona un valor aproximado de viento que debe soportar la estructura, dependiendo del tipo de aerogenerador y sin tener en cuenta la zona de la instalación.

$$v_{eG50}(h) = 1{,}4 \cdot v_{e\,ref} \cdot \left(\frac{h}{h_{hub}}\right)^{0{,}12}$$

Donde,

$v_{eG50}(h)$
$= velocidad\ del\ viento\ máxima\ \ para\ un\ periodo\ de\ retorno\ de\ 50\ años\ (m/s)$

$v_{e\,ref} = velocidad\ de\ referéncia\ a\ la\ altura\ del\ rotor\ (m/s)$

$h = altura\ \ considerada\ (m)$

$h_{hub} = altura\ del\ rotor\ (m)$

WT Classes		I	II	III	IV	S
$v_{e\,ref}$	(m/s)	50	42.5	37.5	30	
$\bar{v}_W$	(m/s)	10	8.5	7.5	6.0	
$v_{G50} = 1.4 v_{e\,ref}$		70	59.5	52.5	42	values to be
$v_{G1} = 1.05 v_{G50}$		52.5	44.6	39.4	31.5	specified by
A	I_{15}	0.18	0.18	0.18	0.18	the designer
	a	2	2	2	2	
B	I_{15}	0.16	0.16	0.16	0.16	
	a	3	3	3	3	

Tabla 3.2a Anexo III: Normativa IEC para condiciones de viento

Datos	
$WT\ Class$	I
$v_{e\,ref}\ (m/s)$	50,00
$h_{hub}\ (m)$	83,25
α	0,12

Tabla 3.2b Anexo III: Normativa IEC para condiciones de viento

$$v_{eG50}(hub) = 1{,}4 \cdot v_{e\,ref} = 1{,}4 \cdot 50 = 70\ m/s$$

3.2. Condiciones de oleaje

3.2.1. Condiciones normales de trabajo:

Al igual que para las condiciones de viento, para el caso de las olas se utilizarán los valores de altura significante y periodo pico que hayan sido registrados con una mayor frecuencia durante un año.

Los valores resultantes son:

Datos	
$H_s\ (m)$	*1-2 m*
$T_p\ (s)$	*8-10 s*

Tabla 3.3a Anexo III: Datos de oleaje para las condiciones normales de trabajo

Debido a que el cálculo de las fuerzas que ejercen las olas sobre el soporte depende de varios factores, se estudiarán los dos casos y se descartarán los valores que den una menor fuerza.

Debido que la ecuación de *Morison* utiliza la altura significante y el periodo medio para el cálculo, además de otros valores, se hará uso de la teoría de olas para obtenerlos.

En el caso del periodo medio, este se puede obtener a través de una aproximación publicada en *Puertos del Estado*, realizada mediante una ecuación de *Pearson Moskowitz*:

$$T_m = \sqrt[4]{\frac{4 \cdot T_p^4}{5\pi}}$$

Todos los otros valores pueden ser obtenidos a través de la teoría lineal de olas para aguas profundas:

$$\omega = \frac{2\pi}{T}; \quad \lambda = \frac{g}{2\pi} \cdot T_m^2; \quad k = \frac{2\pi}{\lambda}$$

$DATOS$	$Valor\ 1$	$Valor\ 2$
$Tp\ (s)$	8,00	10,00
$Tm\ (s)$	5,68	7,10
$\omega\ (rad/s)$	1,11	0,88
$H\ (m)$	1,00	2,00
$\lambda\ (m)$	50,42	78,79
$k(rad/m)$	0,12	0,08

Tabla 3.3b Anexo III: Datos de oleaje para las condiciones normales de trabajo

3.2.2. Ola típica A/B/C:

Para el cálculo de los valores de las olas típicas A, B, y C se han utilizado los datos de oleaje registrados por la boya de *Villano-Sisargas* y se ha aplicado la misma teoría de olas que en el apartado anterior.

Los resultados son:

Valores típicos			
	$H_s\ (m)$	$T_p\ (s)$	$T_m\ (s)$
Ola típica A	3	10	7,1
Ola típica B	4	12	8,5
Ola típica C	5	12	8,5

Tabla 3.4 Anexo III: Datos de oleaje para las olas típicas a estudiar

3.2.3. Periodo de retorno de 50 años:

Para la obtención de la altura máxima que puede llegar a tener una ola para un periodo de retorno de 50 años, se han utilizado los datos publicados en el documento de "*Régimen extremal*" de *Puertos del Estado* referentes a la boya de *Estaca de Bares* que permiten realizar de manera sencilla diferentes cálculos probabilísticos de olas en función de la boya.

Para la obtención de la altura máxima de la ola en función del periodo de retorno *Puertos del Estado* no proporciona los datos necesarios, pero sí que proporciona una gráfica además de su correspondiente ecuación y sus parámetros la cual te permite realizar el cálculo.

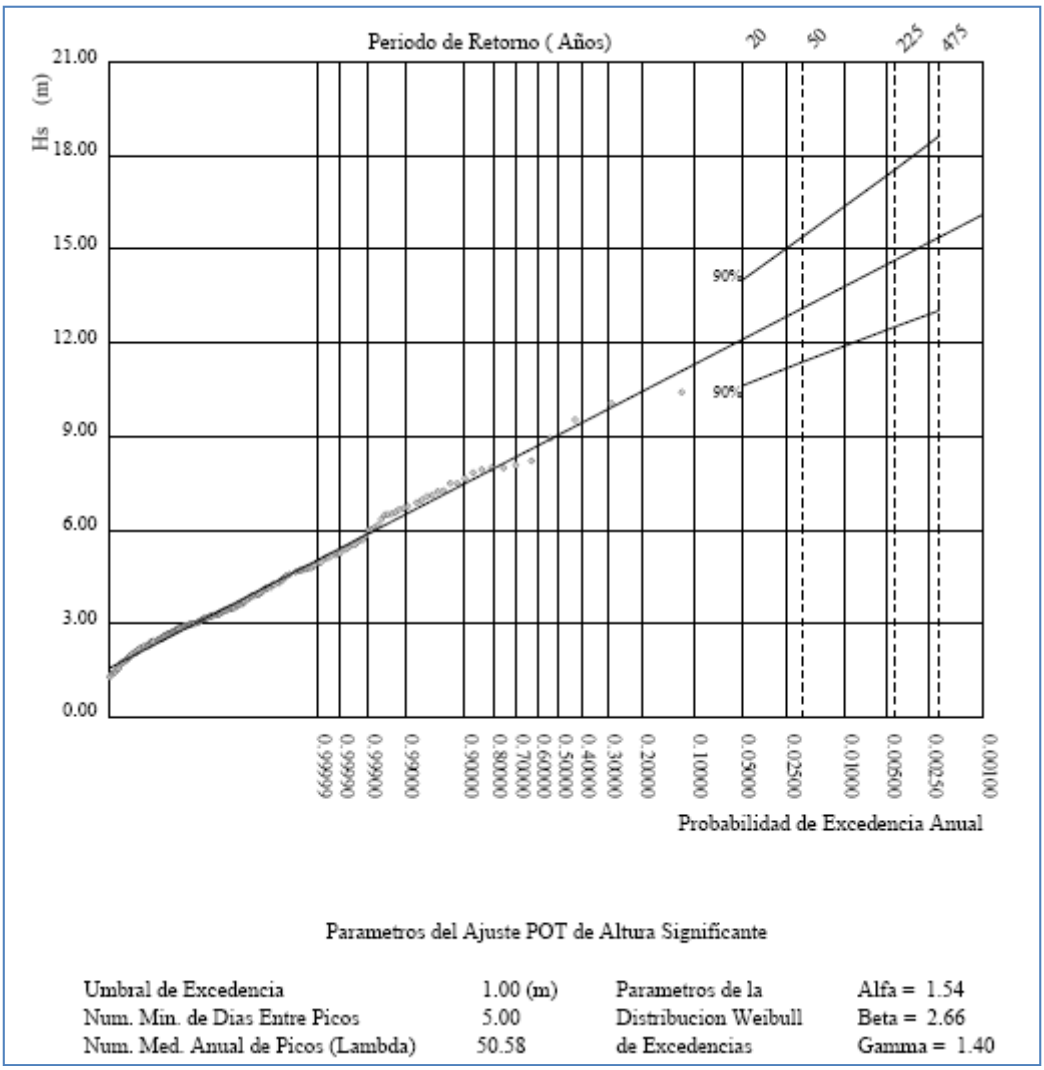


Imagen 3.1 Anexo III: Régimen extremal de oleaje para la zona de Villano-Sisargas

$$H_s = \beta\left(-\ln\left(\frac{1}{\lambda T_r}\right)\right)^{\frac{1}{\gamma}} + \alpha$$

$$T_p = 5{,}85 \cdot H_s^{0{,}42}$$

A través de estos valores, se puede obtener el valor aproximado de la altura máxima.

Según puertos del estado, la altura máxima de la ola se puede aproximar entre *1,7* y *2* veces la altura significante.

De esta manera:

$$H_{máx} \approx 2H_s$$

Finalmente,

Datos	
$\boldsymbol{H_s\ (m)}$	*10,055*
$\boldsymbol{H_{máx}\ (m)}$	*20,11*
$\boldsymbol{T_p\ (s)}$	*13,94*
$\boldsymbol{\omega\ (rad/s)}$	*0,61*
$\boldsymbol{\lambda\ (m)}$	*165,42*
$\boldsymbol{k\ (rad/m)}$	*0,04*

Tabla 3.4 Anexo III: Datos de oleaje para un período de retorno de 50 años

ANEXO IV

Cálculo analítico de las fuerzas debido a las cargas ambientales

1. Ecuaciones para el cálculo analítico de las cargas ambientales:

1.1. Fuerza del viento en el rotor

La fuerza debida a la acción del viento en el rotor se puede aproximar analíticamente mediante la siguiente fórmula:

$$F_R = \frac{1}{2} \cdot \rho_{aire} \cdot \pi \cdot v_{viento}^2 \cdot R_{rotor}^2 \cdot C_T(\lambda)$$

Donde,

$F_R = fuerza\ del\ viento\ ejercida\ en\ el\ rotor\ (N)$

$\rho_{aire} = densidad\ del\ aire\ (\sim 1{,}2\ kg/m^3)$

$v_{viento} = velocidad\ del\ viento\ considerada\ (m/s)$

$R_{rotor} = radio\ del\ rotor\ (m)$

$C_T(\lambda) = coeficiente\ de\ empuje\ en\ función\ de\ \ "\lambda"$

$$\lambda = \frac{\Omega_{"velocidad\ angular\ del\ rotor"} \cdot R_{rotor}}{v_{viento}} \left(\frac{(rad/s) \cdot m}{m/s} \right)$$

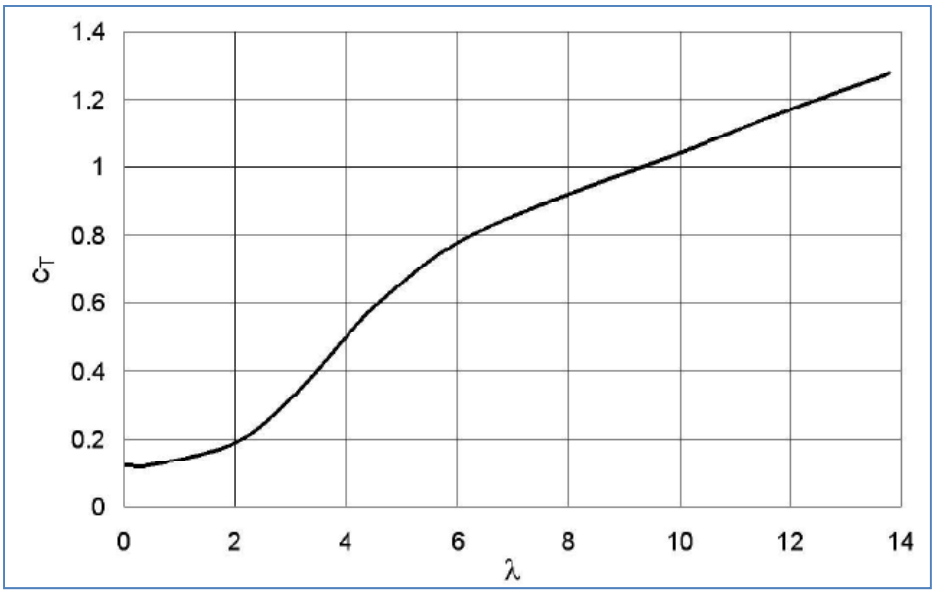


Imagen 1.1 Anexo IV: coeficiente de empuje en función de "λ"

1.2. Fuerza del viento en un cilindro

La fuerza del viento en un cilindro se puede aproximar mediante la siguiente ecuación:

$$f(z) = \frac{1}{2} \cdot \rho_{aire} \cdot D \cdot v_{viento}^2(\mathrm{z}) \cdot C_e$$

Donde,

$f(z) = fuerza\ del\ viento\ ejercida\ en\ el\ cilindro\ en\ función\ de\ la\ altura\ (N/m)$

$\rho_{aire} = densidad\ del\ aire\ (\sim 1{,}2\ kg/m^3)$

$D = diámetro\ del\ cilindro\ (m)$

$v_{viento}(\mathrm{z}) = velocidad\ del\ viento\ en\ función\ de\ la\ altura\ (m/s)$

$C_e =$ coeficiente de forma

	Structures	*Shape coefficient*
	Hollow hemisphere, concavity to wind	1.40
	Hollow hemisphere	0.35
	Hollow or solid hemisphere, concavity to leeward	0.40
	Solid hemisphere and circular disc	1.20
	Hemisphere on horizontal plane	0.50

Imagen 1.2 Anexo IV: Coeficiente de forma en función de la estructura

1.3. Fuerza de las olas en un cilindro

Para realizar el cálculo de la fuerza que ejercen las corrientes inducidas generadas por las olas se va a utilizar la ecuación de *Morison*.

La ecuación de Morison es una fórmula de tipo semiempírico, propuesta especialmente para cilindros rígidos verticales, y en la que se pueden diferenciar dos fuerzas diferentes que se producen en la estructura: la de arrastre (*drag force*) y la de inercia (*inertia force*).

$$F(t) = F_i(\mathrm{t}) + F_d(\mathrm{t})$$

La ecuación resultante de esas dos fuerzas es la siguiente:

$$f(t,z) = C_m \cdot \frac{1}{4} \cdot \rho_{as} \cdot \pi \cdot D_{cilindro}^2 \cdot \dot{u} + C_d \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho_{as} \cdot D_{cilindro} \cdot |u| \cdot u$$

$f(t,z) = fuerza\ (N/m)$

$C_m = coeficiente\ de\ inercia$

$C_d = coeficiente\ de\ arrastre$

$u = velocidad\ del\ flujo$

$\dot{u} = aceleración\ del\ flujo\ de\ la\ ola$

Donde para aguas profundas,

$$u(z,t) = \frac{\omega \cdot H}{2} \cdot \mathrm{e}^{\mathrm{kz}} \cdot \cos(\omega \cdot t)$$

$$\dot{u}(z,t) = \frac{\omega^2 \cdot H}{2} \cdot \mathrm{e}^{\mathrm{kz}} \cdot \sin(\omega \cdot t)$$

Tanto el coeficiente de inercia como el coeficiente de arrastre dependen *del número de Reynolds*, del *número de Keulegan Carpenter* y de la rugosidad del cilindro.

Clauss, en 1992 propuso un método para encontrar los valores de los coeficientes de forma aproximada sin tener en cuenta la rugosidad del cilindro:

	$Rn < 10^5$		$Rn > 10^5$	
KC	C_D	C_M	C_D	C_M
< 10	1.2	2.0	0.6	2.0
$\geqslant 10$	1.2	1.5	0.6	1.5

Imagen 1.3 Anexo IV: Coeficientes de inercia y de arrastre en función del nº de Reynolds y el nº de Keulegean

Donde,

$$R_e = \frac{u_a \cdot D}{\upsilon}$$

$$KC_{aguas_profundas} = \frac{\pi \cdot H}{D}$$

El *número de Keulegan Carpenter* proporciona además cual es la fuerza predominante que actúa en cada caso sobre el cilindro, si la de arrastre o la de inercia, pudiendo llegar a ser en algún caso despreciable una de las dos fuerzas:

```
      KC < 3    : Inertia Dominance , Drag neglected.
  3 < KC < 15   : Linearize the Drag.
 15 < KC < 45   : full Morison Equation (non linear Drag !).
      KC > 45   : Drag force is Dominant, Inertia neglected,
                  near uniform flow.
      KC -> infin. : constant current.
```

Imagen 1.4 Anexo IV: Fuerzas dominantes en función del nº de Keulegean

Al ser el cilindro de este proyecto de grande diámetro, la fuerza de arrastre será despreciable, por lo que solo se tendrá en cuenta la fuerza de inercia.

Debido a que la fuerza interesante es la máxima que se produce en el cilindro, se considerará solo el mayor obtenido en función del tiempo.

Al depender la velocidad de la frecuencia y el tiempo ($u = f(\sin(\omega t))$), la mayor fuerza se producirá cuando $\sin(\omega t) = 1$.

Por lo tanto, a la hora de evaluar la fuerza se considerará solo la siguiente ecuación:

$$f(t,z) = C_m \cdot \frac{1}{4} \cdot \rho_{as} \cdot \pi \cdot D^2_{cilindro} \cdot \frac{\omega^2 \cdot H}{2} \cdot \mathrm{e}^{\mathrm{kz}}$$

** <u>Nota</u>: Para el cálculo de estas ecuaciones se utilizará la teoría lineal de olas, la cual se puede consultar una tabla-resumen de ella en la siguiente tabla:*

6.6.1.1.1 Linear Theory of Regular Waves Review

Wave property	SHALLOW WATER ($d/\lambda < 1/20$)	INTERMEDIATE WATER ($1/20 < d/\lambda < 1/2$)	DEEP WATER ($d/\lambda > 1/2$)
Velocity potential ($\boldsymbol{u} = \nabla\phi$)	$\phi = \frac{ag}{\omega}\frac{\cosh k(z+d)}{\cosh kd}\cos(\omega t - kx)$	$\phi = \frac{ag}{\omega}\frac{\cosh k(z+d)}{\cosh kd}\cos(\omega t - kx)$	$\phi = \frac{ag}{\omega}e^{kz}\cos(\omega t - kx)$
Dispersion relation	$\omega^2 = g k^2 d$	$\omega^2 = gk \tanh kd$	$\omega^2 = gk$
Wave length - wave period relation	$\lambda = T\sqrt{gd}$	$\lambda = \frac{g}{2\pi}T^2 \tanh\frac{2\pi d}{\lambda}$	$\lambda = \frac{g}{2\pi}T^2 \ (\approx 1.56\ T^2)$
Wave profile	$\eta = a\sin(\omega t - kx)$	$\eta = a\sin(\omega t - kx)$	$\eta = a\sin(\omega t - kx)$
Dynamic pressure	$p_d = \rho g a \sin(\omega t - kx)$	$p_d = \rho g a \frac{\cosh k(z+d)}{\cosh kd}\sin(\omega t - kx)$	$p_d = \rho g a\, e^{kz}\sin(\omega t - kx)$
Horizontal particle velocity	$u = \frac{\omega a}{kd}\sin(\omega t - kx)$	$u = \omega a \frac{\cosh k(z+d)}{\sinh kd}\sin(\omega t - kx)$	$u = \omega a e^{kz}\sin(\omega t - kx)$
Vertical particle velocity	$w = \omega a \frac{z+d}{d}\cos(\omega t - kx)$	$w = \omega a \frac{\sinh k(z+d)}{\sinh kd}\cos(\omega t - kx)$	$w = \omega a e^{kz}\cos(\omega t - kx)$
Horizontal particle acceleration	$\dot{u} = \frac{\omega^2 a}{kd}\cos(\omega t - kx)$	$\dot{u} = \omega^2 a \frac{\cosh k(z+d)}{\sinh kd}\cos(\omega t - kx)$	$\dot{u} = \omega^2 a\, e^{kz}\cos(\omega t - kx)$
Vertical particle acceleration	$\dot{w} = -\omega^2 a \frac{z+d}{d}\sin(\omega t - kx)$	$\dot{w} = -\omega^2 a \frac{\sinh k(z+d)}{\sinh kd}\sin(\omega t - kx)$	$\dot{w} = -\omega^2 a\, e^{kz}\sin(\omega t - kx)$
Group velocity	$c_g = c$	$c_g = \frac{1}{2}c\left(1 + \frac{2kd}{\sinh 2kd}\right)$	$c_g = \frac{1}{2}c$

$\omega = 2\pi / T,\ k = 2\pi/\lambda$ T = wave period λ = wave length a = wave amplitude g = acceleration of gravity $c = \lambda / T$ = phase speed	t = time x = direction of propagation z = vertical co-ordinate positive upward, origin at still water level d = water depth	p_d = dynamic pressure $p_d - \rho g z + p_o$ = total pressure in the water ($-\rho g z$ = hydrostatic pressure, p_o = atmospheric pressure). $E = \frac{1}{2}\rho g a^2$ = wave energy (per unit surface area) $P = E c_g$ = wave energy flux (per unit width along the wave crest)

Imagen 1.5 Anexo IV: Resumen de la teoría lineal de olas

1.4. Presión del agua en función de la profundidad

A la hora de considerar la presión que actúa sobre el cilindro, no solo se va a tener en cuenta la presión debido a la columna de agua, sino que también se deberá de tener en cuenta la presión atmosférica así como la presión dinámica del agua:

$$P_{máx}(z) = P_e(z) + P_{d_{máx}}(z) + P_0$$

Donde,

$P_{máx}(z) = presión\ máxima\ en\ el\ cilindro\ en\ función\ de\ la\ altura\ (N/m^2)$

$P_e(z) = presión\ estática\ en\ función\ de\ la\ altura\ (N/m^2)$

$$P_e(z) = -\rho \cdot g \cdot z$$

$P_{d_{máx}}(z) = presión\ dinámica\ máxima\ en\ función\ de\ la\ altura\ (N/m^2)$

$$P_{d_{máx}}(z) = \frac{\rho \cdot g \cdot H}{2} \cdot e^{kz}$$

$P_0 = presión\ atmosférica\ (101300\ \ N/m^2)$

Finalmente,

$$P_{máx}(z) = -\rho \cdot g \cdot z + \frac{\rho \cdot g \cdot H}{2} \cdot e^{kz} + 101300$$

2. Resultado de fuerzas debido a las cargas ambientales:

* *Nota: A no ser que se indique lo contrario, todos los cálculos irán referidos a la base de la torre, a una altura de 5 m.*

2.1. Fuerza del viento en el rotor

2.1.1. Condiciones normales de trabajo:

RESUMEN FUERZAS Y MOMENTOS	
Fx (kN)	*1026,45*
Fy (kN)	*0,00*
Fz (kN)	*0,00*
Mx (kN·m)	*0,00*
My (kN·m)	*80319,44*
Mz (kN·m)	*0,00*

2.1.2. Periodo de retorno de 50 años:

RESUMEN FUERZAS Y MOMENTOS	
Fx (kN)	*6598,58*
Fy (kN)	*0,00*
Fz (kN)	*0,00*
Mx (kN·m)	*0,00*
My (kN·m)	*516339,27*
Mz (kN·m)	*0,00*

2.2. *Fuerza del viento en la torre*

2.2.1. Velocidad de arrancada del aerogenerador:

RESUMEN FUERZAS Y MOMENTOS	
Fx (kN)	*1,00*
Fy (kN)	*0,00*
Fz (kN)	*0,00*
Mx (kN·m)	*0,00*
My (kN·m)	*45,64*
Mz (kN·m)	*0,00*

2.2.2. Velocidad para condiciones normales de trabajo:

RESUMEN FUERZAS Y MOMENTOS	
Fx (kN)	*15,99*
Fy (kN)	*0,00*
Fz (kN)	*0,00*
Mx (kN·m)	*0,00*
My (kN·m)	*730,24*
Mz (kN·m)	*0,00*

2.2.3. Velocidad de parada del aerogenerador:

RESUMEN FUERZAS Y MOMENTOS	
Fx (kN)	*73,43*
Fy (kN)	*0,00*
Fz (kN)	*0,00*
Mx (kN·m)	*0,00*
My (kN·m)	*3353,15*
Mz (kN·m)	*0,00*

2.2.4. Velocidad para un periodo de retorno de 50 años:

RESUMEN FUERZAS Y MOMENTOS	
Fx (kN)	*399,76*
Fy (kN)	*0,00*
Fz (kN)	*0,00*
Mx (kN·m)	*0,00*
My (kN·m)	*18256,03*
Mz (kN·m)	*0,00*

2.3. *Fuerza del viento en el soporte*

2.3.1. Velocidad de arrancada del aerogenerador:

RESUMEN FUERZAS Y MOMENTOS	
Fx (kN)	*0,11*
Fy (kN)	*0,00*
Fz (kN)	*0,00*
Mx (kN·m)	*0,00*
My (kN·m)	*0,41*
Mz (kN·m)	*0,00*

2.3.2. Velocidad para condiciones normales de trabajo:

RESUMEN FUERZAS Y MOMENTOS	
Fx (kN)	*1,74*
Fy (kN)	*0,00*
Fz (kN)	*0,00*
Mx (kN·m)	*0,00*
My (kN·m)	*6,53*
Mz (kN·m)	*0,00*

2.3.3. Velocidad de parada del aerogenerador:

RESUMEN FUERZAS Y MOMENTOS	
Fx (kN)	*8,01*
Fy (kN)	*0,00*
Fz (kN)	*0,00*
Mx (kN·m)	*0,00*
My (kN·m)	*29,97*
Mz (kN·m)	*0,00*

2.3.4. Velocidad para un periodo de retorno de 50 años:

RESUMEN FUERZAS Y MOMENTOS	
Fx (kN)	*46,60*
Fy (kN)	*0,00*
Fz (kN)	*0,00*
Mx (kN·m)	*0,00*
My (kN·m)	*163,19*
Mz (kN·m)	*0,00*

2.4. Fuerza de las olas en el soporte

* *Nota: A diferencia de los otros cálculos, estos irán referidos a la parte inferior del soporte (Z=-47 m).*

2.4.1. Condiciones normales de trabajo:

RESUMEN FUERZAS Y MOMENTOS	
Fx (kN)	*5245,17*
Fy (kN)	*0,00*
Fz (kN)	*0,00*
Mx (kN·m)	*0,00*
My (kN·m)	*188391,26*
Mz (kN·m)	*0,00*

2.5. Presión del agua en función de la altura

Z (m)	Presión agua (Pa)
5,00	101300,00
0,00	101300,00
-5,00	157149,12
-10,00	204982,14
-15,00	253939,64
-20,00	303514,28
-25,00	353427,61
0,00	111365,06
-30,00	403526,81
-35,00	453728,03
-40,00	503985,23
-45,00	554273,16
-47,00	574393,58

2. Cálculo de las cargas estáticas:

Las cargas estáticas son aquellas debidas al propio peso de la estructura.

A la hora de evaluar las cargas estáticas se va a obviar el peso de los refuerzos, ya que este será despreciable frente al peso total de la estructura y variará en cada redimensionamiento del soporte.

El peso considerado es el resultante del dimensionamiento preliminar, ya a que no variará mucho del peso del diseño final y la diferencia será despreciable. En caso de tener que realizar un dimensionamiento muy grande se debería de volver a recalcular el efecto del peso propio.

Cargas estáticas				
	Pesos (T)	**XG (m)**	**YG (m)**	**ZG(m)**
Nacelle	*330,00*	*-0,16*	*0,00*	*83,05*
Hub	*70,00*	*8,25*	*0,00*	*83,25*
Blades	*67,50*	*8,25*	*0,00*	*83,25*
Torre	*230,00*	*0,00*	*0,00*	*42,00*
Soporte	*1134,50*	*0,00*	*0,00*	*-30,21*
Cemento patas	*2294,00*	*0,00*	*0,00*	*-44,42*
Cemento cilindro	*6300,00*	*0,00*	*0,00*	*-41,99*
TOTAL	*10426,00*			

XG(m)	*0,10*
YG(m)	*0,00*
ZG(m)	*13,22*

RESUMEN FUERZAS Y MOMENTOS	
Fx (kN)	*0,00*
Fy (kN)	*0,00*
Fz (kN)	*103321,70*
Mx (kN·m)	*0,00*
My (kN·m)	*-10718,41*
Mz (kN·m)	*0,00*

ANEXO V

Dimensionamiento de los cables:

1. Características de los cables:

Aunque la mayoría de plataformas off-shore construidas hasta el momento han sido amarradas mediante cables de acero, en los últimos años ha aumentado el interés por los cables de materiales compuestos.

Como su nombre indica, los materiales compuestos están constituidos por una unión de dos o más componentes que da lugar a un nuevo material con unas nuevas características.

Las principales ventajas que ofrecen los materiales compuestos en comparación con el acero son:

- Mayor resistencia a la tracción
- Menor peso del material
- Mayor resistencia a la fatiga
- Mayor resistencia a la corrosión

Por otra parte también se deben tener en cuenta sus desventajas como son:

- Tecnología relativamente nueva
- Reciclaje costeso

Si bien para aguas profundas los beneficios que pueden aportar los "*composites*" frente al acero son más reducidos, para aguas muy profundas (*2000 m*) la diferencia entre uno y otro son abismales.

Aunque en este proyecto no se estudiará la posibilidad de instalar los aerogeneradores en zonas tan profundas, debido al fuerte interés que están despertando los "*composites*" para el amarre de los aerogeneradores off-shore flotantes y al presentar este tipo de material unas ventajas muy interesantes frente el acero, se va a utilizar un material compuesto para los cables.

El material compuesto que se va a utilizar para este proyecto es el *Dyneema*. Este ya se ha empezado a utilizar para estructuras off-shore a grandes profundidades y está formado por fibra de polietileno de alta resistencia la cual permite una mayor resistencia del cable con un menor peso.

Sus características principales son:

FibreMax Dyneema Cables

Specifications:

- Made with Dyneema® SK-78
- Highest strength-to-weight ratio of any fibre
- Highest abrasion resistance of any fibre
- Excellent dynamic toughness
- Specific density approx. 0,96 (floats in water)
- Tensile strength 3200 MPa
- E-modulus 110 GPa
- Creep < 4%
- Maximum EA at 5% MBL
- Good UV resistance
- Excellent fatigue life
- Low elongation
- Good chemical resistance
- Long continuous lengths
- ABS/DNV certification and others possible
- Applications:
  - Deep sea mooring
  - Offshore and marine installations
  - Heavy Lifting

FIBRE Max
All fibres used to the Max...

Imagen 1.1 Anexo V: Características principales de los cables [ref. 4.29]

2. Dimensionamiento preliminar de los cables:

2.1. Numero de cables

Debido a que los soportes *TLP* para aerogeneradores están en fase de desarrollo, no se ha determinado aún un criterio básico a la hora de elegir el número de cables que sustentan las patas.

Aunque no haya ningún criterio establecido, por cuestiones de seguridad no es aconsejable un número menor a dos cables por pata. Esto es debido a que en caso de fallar un cable de una pata, si no se dispone de más de un cable por pata, puede verse afectada la estabilidad del soporte llegando al punto que la estructura pueda volcar.

A esta fase del proyecto es muy difícil determinar las diferentes situaciones posibles a los que podrá verse sometida la estructura en las condiciones más críticas, es por este motivo que por el momento se utilizarán dos cables por pata.

2.2. Dimensionamiento

Para el dimensionamiento de los cables se deberá calcular la tensión máxima a la que podrán estar sometidos y calcular la sección mínima que deberán tener para soportar esa tensión.

Al no disponer aún de datos de tensiones máximas, para el dimensionamiento preliminar se utilizarán los datos proporcionados en el proyecto "P_{TLP3}":

Number of Tethers	4
$F_{Tethers,Total}$	2.50E+07 N
$F_{Tethers,each}$	6.25E+06 N
$F_{Tethers,max}$	2.38E+07 N

Debido a que las dimensiones del soporte y las condiciones ambientales del proyecto consultado difieren con las de este proyecto, se tendrá en cuenta un factor de seguridad del 40% sobre la fuerza máxima.

$$F_{máx/pata} = 1{,}4F_{Tethers,max} = 1{,}4 \cdot 23800 = 33320\ kN$$

$$F_{máx/cable} = \frac{F_{máx/pata}}{2} = 16660\ kN$$

$$A_{mín/cable} = \frac{\pi \cdot D_{mín}}{4} = \frac{F_{máx/cable}}{\sigma_{cable}} \rightarrow D_{mín} = \sqrt{\frac{4 \cdot F_{máx/cable}}{\sigma_{cable} \cdot \pi}}$$

$$D_{mín} = \sqrt{\frac{4 \cdot 16660}{3{,}2 \cdot 10^6 \cdot \pi}} = 0{,}08 \approx 0{,}1\ m$$

Una vez obtenido el diámetro mínimo que deberán tener los cables se procederá a calcular su contante de rigidez, la cual proporcionará la variación de su longitud en función de la tensión a la que estén sometidos.

$$k_{cable} = \frac{\pi \cdot D_{mín}^2 \cdot E}{l_{cable}} = \frac{\pi \cdot 0{,}1^2 \cdot 1{,}1 \cdot 10^8}{300} = 2879{,}79\ kN/m$$

3. Verificación de los cables:

Para verificar que el dimensionamiento de los cables es el correcto se estudiarán dos situaciones críticas que los cables deben soportar: el desplazamiento del soporte y la tensión de los cables.

3.1. Comportamiento de los cables

La fuerza horizontal que ejercerán de los cables dependerá de dos fenómenos: su pre-tensión y su desplazamiento horizontal.

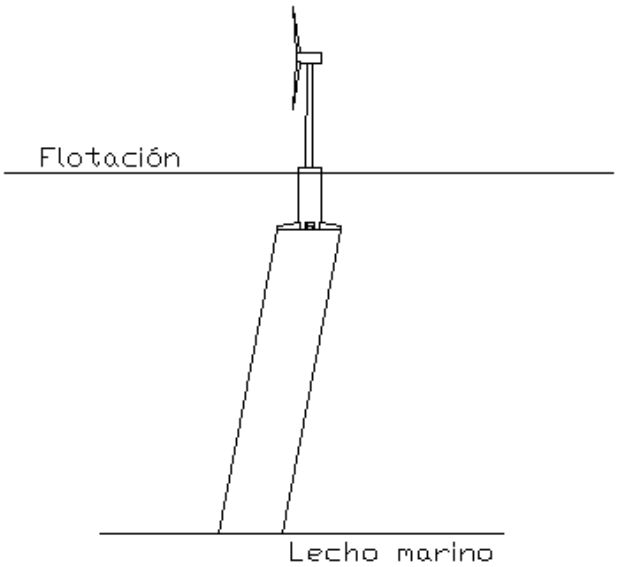


Imagen 3.1 Anexo V: Desplazamiento del soporte debido a la fuerza del viento

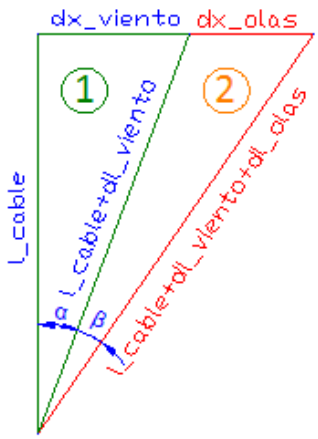


Imagen 3.2 Anexo V: Efecto de los cables

$$F_{x\ cables} = F_{viento} + F_{olas}$$

* *<u>Nota</u>: Realmente el ángulo alfa (α) es tan pequeño que para todos los cálculos se considerará el triángulo "2" un triangulo rectángulo.*

3.1.1. <u>Efecto de la pretensión</u>:

Al estar los cables pretensados inicialmente, al desplazarse horizontalmente se crea una fuerza de componente horizontal proporcional a la pretensión de los cables y su desplazamiento horizontal.

$$F_{x\ pretensión} = F_{x\ viento\ pretensión} + F_{x\ olas\ \ pretensión}$$

- **<u>Viento</u>:**

$$F_{x\ viento\ pretensión} = F_{z\ pretensión} \cdot \tan\alpha$$

$$\alpha = \arctan\frac{d_{x\ viento}}{l_{cable}}$$

- **<u>Olas</u>:**

$$F_{x\ olas\ \ pretensión} = F_{z\ pretensión} \cdot \tan\beta$$

$$\beta = \arctan\frac{d_{x\ olas}}{l_{cable}}$$

3.1.2. <u>Efecto del desplazamiento</u>:

Al desplazarse el soporte en la dirección horizontal, variará la longitud del cable, creándose una fuerza proporcional a la variación de esa longitud.

$$F_{z\ desplazamiento} = F_{z\ viento\ desplazamiento} + F_{z\ olas\ \ desplazamiento}$$

$$F_{x\ desplazamiento} = F_{x\ viento\ desplazamiento} + F_{x\ olas\ \ desplazamiento}$$

- **<u>Viento</u>:**

$$F_{z\ viento\ desplazamiento} = k \cdot dl_{viento} \cdot \cos\alpha$$

$$F_{x\ viento\ desplazamiento} = k \cdot dl_{viento} \cdot \sin\alpha$$

$$dl_{viento} = \sqrt{d_{x\ viento}^2 + l_{cable}^2} - l_{cable}$$

- **<u>Olas</u>:**

$$F_{z\ olas\ desplazamiento} = k \cdot dl_{olas} \cdot \cos\alpha$$

$$F_{x\ olas\ desplazamiento} = k \cdot dl_{olas} \cdot \sin\alpha$$

$$dl_{olas} = \sqrt{d_{x\ olas}^2 + l_{cable}^2} - l_{cable}$$

3.2. Desplazamiento máximo horizontal

Para condiciones normales de trabajo el soporte tendrá restringido un desplazamiento máximo horizontal de *15 m*. Este desplazamiento vendrá determinado por dos fenómenos: la fuerza del viento y la fuerza de las olas.

$$d_{x\ máx} = d_{x\ máx\ viento} + d_{x\ máx\ olas}$$

* *Nota: En el caso de las condiciones extremas no se limitará un desplazamiento máximo, aunque sí que se deberá calcular para que la distancia de instalación entre aerogeneradores no sea menor al desplazamiento máximo horizontal de los aerogeneradores para condiciones extremas.*

3.2.1. Desplazamiento máximo debido al viento:

$$F_{x\ viento} = k \cdot dl_{viento} \cdot \sin\alpha + F_{z\ pretensión} \cdot \tan\alpha$$

$$F_{x\ viento} = k \cdot \left(\sqrt{d_{x\ viento}^2 + l_{cable}^2} - l_{cable}\right) \cdot sin \arctan \frac{d_{x\ viento}}{l_{cable}} + F_{z\ pretensión} \cdot \frac{d_{x\ viento}}{l_{cable}}$$

- **Condiciones normales de trabajo:**

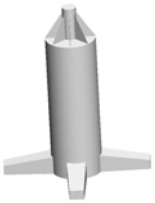
Datos	
F_pretensión cables (kN)	39093,52
k_8 cables (kN/m)	23038,36
l_cable (m)	300
F_viento (kN)	1178,90

$$d_{x\ viento} = 8{,}45\ m$$

- **Condiciones extremas:**

Datos	
F_pretensión cables (kN)	39093,52
k_8 cables (kN/m)	23038,36
l_cable (m)	300
F_viento (kN)	9510,67

$$d_{x\ viento} = 34{,}17\ m$$



* *Nota: Debido a que aislar el desplazamiento horizontal es muy complicado, lo que se ha hecho es ir variando el valor del desplazamiento hasta que la fuerza del viento obtenida era igual a la fuerza del viento para condiciones extremas.*

3.2.2. Desplazamiento máximo debido a las olas:

El desplazamiento debido a las olas vendrá determinado por la amplitud del movimiento del soporte. Cómo que se ha considerado como situación más crítica cuando las olas y el viento inciden en el soporte en la misma dirección, considerando como dirección el "*surge*", el desplazamiento debido a las olas vendrá determinado por la siguiente fórmula:

$$d_{x\ olas} = A_{ola\ extrema} \cdot RAO_{surge}$$

- **Condiciones normales de trabajo:**

Datos	
A_ola (m)	*1,00*
T (s)	*7,10*
RAO_surge (m/m)	*0,33051*

$$d_{x\ olas} = 0{,}33\ m$$

- **Condiciones extremas:**

Datos	
A_ola (m)	*10,055*
T (s)	*13,94*
RAO_surge (m/m)	*0,72605*

$$d_{x\ olas} = 7{,}30\ m$$

Como se pude observar, las dimensiones de los cables son correctas ya que para condiciones normales de trabajo el desplazamiento horizontal del soporte solo es de *8,78 m* frente a los *15 m* de límite.

La distancia a la que deberá haber entre los aerogeneradores del parque eólico marino no deberá ser menor a *41,5 m*.

3.3. Tensión máxima de los cables

La tensión máxima a la que podrán estar sometidos los cables para condiciones extremas no deberá ser nunca superior al límite elástico de los cables. Además, se considerará un factor de seguridad (*FS*) del *20%* debido a los posibles errores de precisión en el cálculo.

La tensión máxima a la que estarán sometidos los cables se podrá aproximar mediante la siguiente ecuación:

$$T_{máx} = k \cdot \delta l = k \cdot (\sqrt{(d_{x\,viento} + d_{x\,olas})^2 + l_{cable}^2} - l_{cable})$$

$$T_{máx/cable} = 2879{,}79 \cdot \left(\sqrt{(34{,}17 + 7{,}3)^2 + 300^2} - 300\right) = 8215{,}19\ kN$$

$$\sigma_{máx} = \frac{T_{máx}}{A_{cable}} \cdot \left(\frac{FS}{100} + 1\right) = \frac{8215{,}19}{7{,}85 \cdot 10^{-3}} \cdot \left(\frac{20}{100} + 1\right) = 1255825{,}22\ kN/m^2$$

$$\sigma_{máx} = 1{,}26 \cdot 10^6 < \sigma_{elástico\ cable}$$

Cómo que el límite elástico del cable es mayor a la tensión que se produce en él debido a las condiciones extremas, se da el dimensionamiento del cable por bueno.

* *<u>Nota</u>: En esta ecuación no se tiene en cuenta que al desplazarse el cable, se crea una fuerza de componente vertical que tiende a hundir un poco el soporte, disminuyendo un poco la longitud del cable y por lo tanto, siendo menor la tensión.*

Al ser la variación de la longitud del cable muy poca (debido a las grandes dimensiones del soporte) se considerará la tensión calculada como válida.

ANEXO VI

Análisis aeroelástico de la torre

1. Descripción del programa:

El programa utilizado para el análisis aerodinámico de la turbina es el *FAST (Fatigue, Aerodynamics, Structures and Turbulence).*

FAST es un simulador aeroelástico que, entre otras muchas opciones, permite predecir los esfuerzos a los que estará sometida la base de la torre del aerogenerador en función de las cargas de viento.

El programa está formado por diferentes sub-módulos los cuales permiten simular condiciones reales de viento, aerodinámica de las palas y aerodinámica de la torre entre otros.

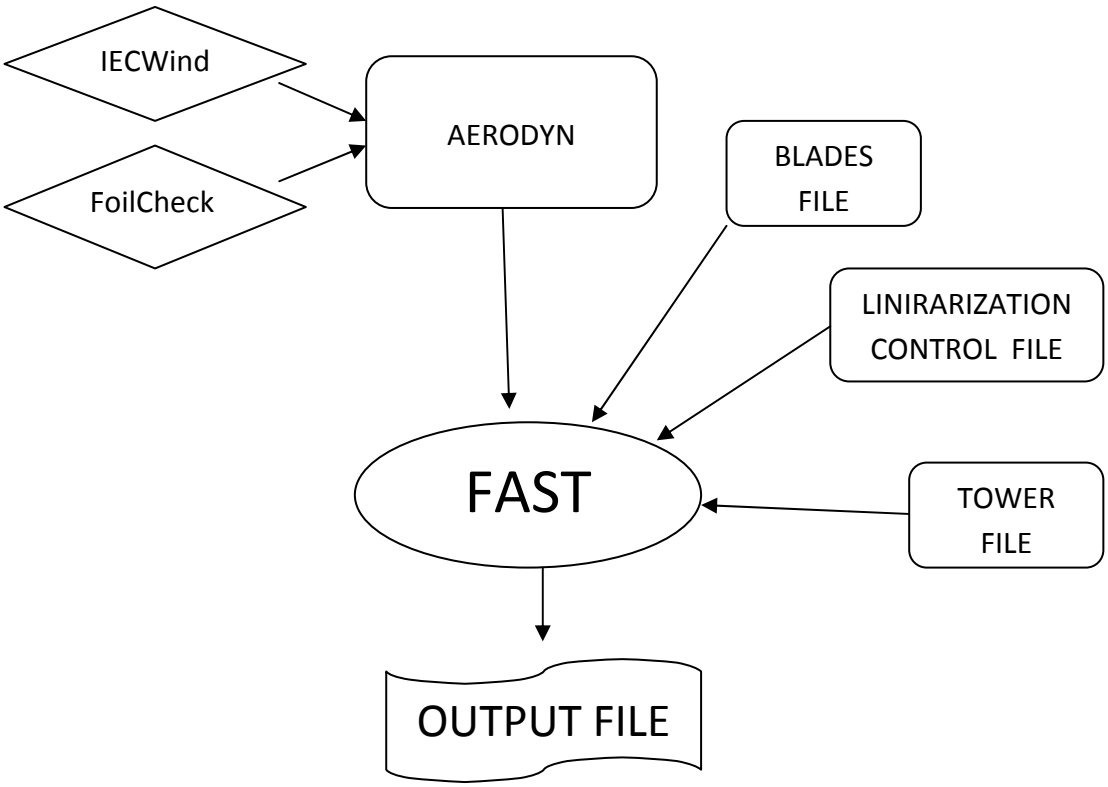


Imagen 1.1 Anexo VI: Esquema del funcionamiento de FAST-AERODYN

Debido a que el fabricante del aerogenerador no proporciona información sobre los detalles más técnicos del aerogenerador, se han utilizado archivos publicados por *NREL (National Renowable Energy Laboratory)* de la simulación aerodinámica del modelo *5M* de *Re-power*, adaptándolos para el modelo *6M*.

2. Cálculo de las cargas aerodinámicas:

2.1. IECWind

IECWind es un preprocesador de *FAST* que permite simular condiciones reales de viento.

IECWind input file: IEC.ipt

```
!HEADER:        Sample input file for IECWind version 5.01.01
!Output file parameters
True            SI UNITS (True=SI or False=ENGLISH)
250.            Time for start of IEC transient condition, sec
!Wind Site parameters
1                IEC WIND TURBINE CLASS (1, 2 or 3)
B               WIND TURBULENCE CATEGORY (A, B or C)
0.0             Slope of the wind inflow (IEC specifies between -8 and +8), deg
3               IEC standard used for wind shear exponent
!Turbine parameters
83.25           Wind turbine hub-height, m or ft
126.0           Wind turbine rotor diameter, m or ft
3.5             Cut-in wind speed, m/s or ft/s
14.0             Rated wind speed, m/s or ft/s
30.0            Cut-out wind speed, m/s or ft/s
!List of Conditions to generate (one per line)
EOGi
EOGr+0.0
EOGo
```

Los archivos de salida seleccionados son los correspondientes a la velocidad de arrancada del aerogenerador, la velocidad en condiciones normales de trabajo y la velocidad de parada del aerogenerador.

2.2. FoilCheck

FoilCheck es un pre-procesador de *FAST* que permite crear tablas aerodinámicas de las palas del aerogenerador para introducirlas en simuladores como *Aerodyn*.

Los archivos obtenidos de *FoilCheck* utilizados para el cálculo son los siguientes:

Debido a su grande extensión y al estar disponibles en la web de *NREL*, no se ha publicado el código.

Se pueden consultar en el siguiente enlace:

http://wind.nrel.gov/public/jjonkman/NRELOffshrBsline5MW/

2.3. Aerodyn

Aerodyn es un simulador aerodinámico de aerogeneradores de eje horizontal el cual está diseñado para interactuar con diversos software de cálculo aerodinámico como es el caso de *FAST*.

Aerodyn, a través de un fichero de entrada y los ficheros de viento y perfiles de palas antes generados (*IECWind, FoilCheck*) crea un fichero de salido que será introducido a *FAST* para realizar el cálculo aerodinámico.

El fichero de entrada introducido es el siguiente:

Aerodyn input file: AD_TLP_6MW.ipt

```
NREL 5.0 MW offshore baseline aerodynamic input properties; Compatible with AeroDyn v12.58.
SI              SysUnits      - System of units used for input and output [must be SI for FAST] (unquoted string)
STEADY          StallMod      - Dynamic stall included [BEDDOES or STEADY] (unquoted string)
USE_CM          UseCm         - Use aerodynamic pitching moment model? [USE_CM or NO_CM] (unquoted string)
EQUIL           InfModel      - Inflow model [DYNIN or EQUIL] (unquoted string)
SWIRL           IndModel      - Induction-factor model [NONE or WAKE or SWIRL] (unquoted string)
  0.005         AToler        - Induction-factor tolerance (convergence criteria) (-)
PRANDtl         TLModel       - Tip-loss model (EQUIL only) [PRANDtl, GTECH, or NONE] (unquoted string)
PRANDtl         HLModel       - Hub-loss model (EQUIL only) [PRANdtl or NONE] (unquoted string)
"IECWind\EOGO.wnd"      WindFile    - Name of file containing wind data (quoted string)
 90.0           HH            - Wind reference (hub) height [TowerHt+Twr2Shft+OverHang*SIN(ShftTilt)] (m)
  0.0           TwrShad       - Tower-shadow velocity deficit (-)
9999.9          ShadHWid      - Tower-shadow half width (m)
9999.9          T_Shad_Refpt        - Tower-shadow reference point (m)
  1.225         AirDens       - Air density (kg/m↑3)
  1.464E-5      KinVisc       - Kinematic air viscosity [CURRENTLY IGNORED] (m↑2/sec)
  0.02479       DTAero        - Time interval for aerodynamic calculations (sec)
  8             NumFoil       - Number of airfoil files (-)
"AeroData\Cylinder1.dat"   FoilNm      - Names of the airfoil files [NumFoil lines] (quoted strings)
"AeroData\Cylinder2.dat"
"AeroData\DU40_A17.dat"
"AeroData\DU35_A17.dat"
"AeroData\DU30_A17.dat"
"AeroData\DU25_A17.dat"
"AeroData\DU21_A17.dat"
"AeroData\NACA64_A17.dat"
 17             BldNodes      - Number of blade nodes used for analysis (-)
RNodes    AeroTwst    DRNodes     Chord       NFoil       PrnElm
 2.8667   13.308      2.7333      3.542       1           NOPRINT
 5.6000   13.308      2.7333      3.854       1           NOPRINT
 8.3333   13.308      2.7333      4.167       2           NOPRINT
11.7500   13.308      4.1000      4.557       3           NOPRINT
15.8500   11.480      4.1000      4.652       4           NOPRINT
19.9500   10.162      4.1000      4.458       4           NOPRINT
24.0500   9.011       4.1000      4.249       5           NOPRINT
28.1500   7.795       4.1000      4.007       6           NOPRINT
32.2500   6.544       4.1000      3.748       6           NOPRINT
36.3500   5.361       4.1000      3.502       7           NOPRINT
40.4500   4.188       4.1000      3.256       7           NOPRINT
44.5500   3.125       4.1000      3.010       8           NOPRINT
48.6500   2.319       4.1000      2.764       8           NOPRINT
52.7500   1.526       4.1000      2.518       8           NOPRINT
56.1667   0.863       2.7333      2.313       8           NOPRINT
58.9000   0.370       2.7333      2.086       8           NOPRINT
61.6333   0.106       2.7333      1.419       8           NOPRINT
```

* *<u>Nota</u>: EOGO.wnd corresponde al fichero de vientos para condiciones normales de trabajo, en caso de querer estudiar otras condiciones de viento se debería cambiar el nombre del fichero.*

2.4. Otros archivos

Para poder hacer una simulación real del comportamiento del conjunto de la estructura, hacen falta otros archivos proporcionados por *NREL*.

Estos archivos son:

2.4.1. Liniarization control file:

LINEAR_TLP_6MW.dat

2.4.2. Blades file:

BLADES_TLP_6MW.dat

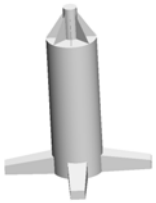
2.4.3. Tower file:

TOWER_TLP_6MW.dat

Estos archivos se pueden consultar en la web:

http://wind.nrel.gov/public/jjonkman/NRELOffshrBsline5MW/

Igual que en el caso de *FoilCheck*, no se ha publicado el fichero ya que su código es muy grande.



2.5. FAST:

Como ya se ha comentado *FAST* permite calcular las reacciones en la base de la torre debido a las condiciones de viento a las que está sometido el aerogenerador.

El fichero de entrada es el siguiente:

```
FAST input file: FAST_TLP_6MW.fst
---------------------------------------------------------------------------------------

FAST certification Test #10: UAE Phase VI (upwind) with no DOFs in a ramped wind.
Compatible with FAST v7.00.00.

---------------------- SIMULATION CONTROL -------------------------------------
False        Echo        - Echo input data to "echo.out" (flag)
 1           ADAMSPrep   - ADAMS preprocessor mode {1: Run FAST, 2: use FAST as a preprocessor to create an ADAMS
                           model, 3: do both} (switch)
 1           AnalMode    - Analysis mode {1: Run a time-marching simulation, 2: create a periodic linearized model} (switch)
3             NumBl       - Number of blades (-)
600          TMax        - Total run time (s)
   0.004    DT          - Integration time step (s)

---------------------- TURBINE CONTROL ----------------------------------------
0            YCMode      - Yaw control mode {0: none, 1: user-defined from routine UserYawCont, 2: user-defined from
                            Simulink} (switch)
9999.9       TYCOn       - Time to enable active yaw control (s) [unused when YCMode=0]
0            PCMode      - Pitch control mode {0: none, 1: user-defined from routine PitchCntrl, 2: user-defined from
                            Simulink} (switch)
0.0          TPCOn       - Time to enable active pitch control (s) [unused when PCMode=0]
0            VSContrl    - Variable-speed control mode {0: none, 1: simple VS, 2: user-defined from routine UserVSCont, 3:
                           user-defined from Simulink} (switch)
9999.9       VS_RtGnSp   - Rated generator speed for simple variable-speed generator control (HSS side) (rpm) [used only
                           when VSContrl=1]
9999.9       VS_RtTq     - Rated generator torque/constant generator torque in Region 3 for simple variable-speed generator
                           control (HSS side) (N-m) [used only when VSContrl=1]
9999.9       VS_Rgn2K    - Generator torque constant in Region 2 for simple variable-speed generator control (HSS side) (N
                           -m/rpm↑2) [used only when VSContrl=1]
9999.9       VS_SlPc     - Rated generator slip percentage in Region 2 1/2 for simple variable-speed generator control (%)
                           [used only when VSContrl=1]
1            GenModel    - Generator model {1: simple, 2: Thevenin, 3: user-defined from routine UserGen} (switch) [used only
                            when VSContrl=0]
True         GenTiStr    - Method to start the generator {T: timed using TimGenOn, F: generator speed using SpdGenOn}
                           (flag)
True         GenTiStp    - Method to stop the generator {T: timed using TimGenOf, F: when generator power = 0} (flag)
9999.9       SpdGenOn    - Generator speed to turn on the generator for a startup (HSS speed) (rpm) [used only when
                           GenTiStr=False]
0.0          TimGenOn    - Time to turn on the generator for a startup (s) [used only when GenTiStr=True]
9999.9       TimGenOf    - Time to turn off the generator (s) [used only when GenTiStp=True]
 1           HSSBrMode   - HSS brake model {1: simple, 2: user-defined from routine UserHSSBr} (switch)
9999.9       THSSBrDp    - Time to initiate deployment of the HSS brake (s)
9999.9       TiDynBrk    - Time to initiate deployment of the dynamic generator brake [CURRENTLY IGNORED] (s)
9999.9       TTpBrDp(1)  - Time to initiate deployment of tip brake 1 (s)
9999.9       TTpBrDp(2)  - Time to initiate deployment of tip brake 2 (s)
9999.9       TTpBrDp(3)  - Time to initiate deployment of tip brake 3 (s) [unused for 2 blades]
9999.9       TBDeplSp(1) - Deployment-initiation speed for the tip brake on blade 1 (rpm)
9999.9       TBDeplSp(2) - Deployment-initiation speed for the tip brake on blade 2 (rpm)
9999.9       TBDeplSp(3) - Deployment-initiation speed for the tip brake on blade 3 (rpm) [unused for 2 blades]
9999.9       TYawManS    - Time to start override yaw maneuver and end standard yaw control (s)
9999.9       TYawManE    - Time at which override yaw maneuver reaches final yaw angle (s)
0.0          NacYawF     - Final yaw angle for yaw maneuvers (degrees)
9999.9       TPitManS(1) - Time to start override pitch maneuver for blade 1 and end standard pitch control (s)
9999.9       TPitManS(2) - Time to start override pitch maneuver for blade 2 and end standard pitch control (s)
```

```
9999.9      TPitManS(3)   - Time to start override pitch maneuver for blade 3 and end standard pitch control (s) [unused for 2
                          blades]
9999.9      TPitManE(1)   - Time at which override pitch maneuver for blade 1 reaches final pitch (s)
9999.9      TPitManE(2)   - Time at which override pitch maneuver for blade 2 reaches final pitch (s)
9999.9      TPitManE(3)   - Time at which override pitch maneuver for blade 3 reaches final pitch (s) [unused for 2 blades]
0.0         BlPitch(1)    - Blade 1 initial pitch (degrees)
0.0         BlPitch(2)    - Blade 2 initial pitch (degrees)
0.0         BlPitch(3)    - Blade 3 initial pitch (degrees) [unused for 2 blades]
0.0         BlPitchF(1)   - Blade 1 final pitch for pitch maneuvers (degrees)
0.0         BlPitchF(2)   - Blade 2 final pitch for pitch maneuvers (degrees)
0.0         BlPitchF(3)   - Blade 3 final pitch for pitch maneuvers (degrees) [unused for 2 blades]

---------------------- ENVIRONMENTAL CONDITIONS ------------------------------
 9.80665    Gravity       - Gravitational acceleration (m/s↑2)

---------------------- FEATURE FLAGS -----------------------------------------
False       FlapDOF1      - First flapwise blade mode DOF (flag)
False       FlapDOF2      - Second flapwise blade mode DOF (flag)
False       EdgeDOF       - First edgewise blade mode DOF (flag)
False       TeetDOF       - Rotor-teeter DOF (flag) [unused for 3 blades]
False       DrTrDOF       - Drivetrain rotational-flexibility DOF (flag)
False       GenDOF        - Generator DOF (flag)
False       YawDOF        - Yaw DOF (flag)
False       TwFADOF1      - First fore-aft tower bending-mode DOF (flag)
False       TwFADOF2      - Second fore-aft tower bending-mode DOF (flag)
False       TwSSDOF1      - First side-to-side tower bending-mode DOF (flag)
False       TwSSDOF2      - Second side-to-side tower bending-mode DOF (flag)
True        CompAero      - Compute aerodynamic forces (flag)
False       CompNoise     - Compute aerodynamic noise (flag)

---------------------- INITIAL CONDITIONS ------------------------------------
0.0         OoPDefl       - Initial out-of-plane blade-tip displacement (meters)
0.0         IPDefl        - Initial in-plane blade-tip deflection (meters)
0.0         TeetDefl      - Initial or fixed teeter angle (degrees) [unused for 3 blades]
0.0         Azimuth       - Initial azimuth angle for blade 1 (degrees)
12.1        RotSpeed      - Initial or fixed rotor speed (rpm)
0.0         NacYaw        - Initial or fixed nacelle-yaw angle (degrees)
0.0         TTDspFA       - Initial fore-aft tower-top displacement (meters)
0.0         TTDspSS       - Initial side-to-side tower-top displacement (meters)

---------------------- TURBINE CONFIGURATION ---------------------------------
63.0        TipRad        - The distance from the rotor apex to the blade tip (meters)
1.5         HubRad        - The distance from the rotor apex to the blade root (meters)
1           PSpnElN       - Number of the innermost blade element which is still part of the pitchable portion of the blade for
                          partial-span pitch control [1 to BldNodes] [CURRENTLY IGNORED] (-)
0.0          UndSling     - Undersling length [distance from teeter pin to the rotor apex] (meters) [unused for 3 blades]
0.0         HubCM         - Distance from rotor apex to hub mass [positive downwind] (meters)
-5.01910    OverHang      - Distance from yaw axis to rotor apex [3 blades] or teeter pin [2 blades] (meters)
1.9         NacCMxn       - Downwind distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)
0.0         NacCMyn       - Lateral  distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)
1.75        NacCMzn       - Vertical distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)
79.0        TowerHt       - Height of tower above ground level [onshore] or MSL [offshore] (meters)
4.25        Twr2Shft      - Vertical distance from the tower-top to the rotor shaft (meters)
0.0         TwrRBHt       - Tower rigid base height (meters)
-5.0        ShftTilt      - Rotor shaft tilt angle (degrees)
0.0         Delta3        - Delta-3 angle for teetering rotors (degrees) [unused for 3 blades]
-2.5        PreCone(1)    - Blade 1 cone angle (degrees)
-2.5        PreCone(2)    - Blade 2 cone angle (degrees)
-2.5        PreCone(3)    - Blade 3 cone angle (degrees) [unused for 2 blades]
0.0         AzimB1Up      - Azimuth value to use for I/O when blade 1 points up (degrees)

---------------------- MASS AND INERTIA --------------------------------------
0.0         YawBrMass     - Yaw bearing mass (kg)
240.00E3    NacMass       - Nacelle mass (kg)  1255.1 = 1712.0 - 456.9
56.78E3     HubMass       - Hub mass (kg)
```

```
0.0          TipMass(1)     - Tip-brake mass, blade 1 (kg)
0.0          TipMass(2)     - Tip-brake mass, blade 2 (kg)
0.0          TipMass(3)     - Tip-brake mass, blade 3 (kg) [unused for 2 blades]
2607.89E3    NacYIner       - Nacelle inertia about yaw axis (kg m↑2)  2892.2 = 3789.0 - 456.9*1.401↑2
534.116      GenIner        - Generator inertia about HSS (kg m↑2)
115.926E3    HubIner        - Hub inertia about rotor axis [3 blades] or teeter axis [2 blades] (kg m↑2)

---------------------- DRIVETRAIN -------------------------------------------
100.0        GBoxEff        - Gearbox efficiency (%)
94.4         GenEff         - Generator efficiency [ignored by the Thevenin and user-defined generator models] (%)
97.0         GBRatio        - Gearbox ratio (-)
False        GBRevers       - Gearbox reversal {T: if rotor and generator rotate in opposite directions} (flag)
28.1162E3    HSSBrTqF       - Fully deployed HSS-brake torque (N-m)
0.6          HSSBrDt        - Time for HSS-brake to reach full deployment once initiated (sec) [used only when HSSBrMode=1]
""           DynBrkFi       - File containing a mech-gen-torque vs HSS-speed curve for a dynamic brake [CURRENTLY
                              IGNORED] (quoted string)
867.637E6    DTTorSpr       - Drivetrain torsional spring (N-m/rad)  1.99e5
6.215E6      DTTorDmp       - Drivetrain torsional damper (N-m/(rad/s))

---------------------- SIMPLE INDUCTION GENERATOR ----------------------------
9999.9       SIG_SlPc       - Rated generator slip percentage (%) [used only when VSContrl=0 and GenModel=1]
9999.9       SIG_SySp       - Synchronous (zero-torque) generator speed (rpm) [used only when VSContrl=0 and GenModel=1]
9999.9       SIG_RtTq       - Rated torque (N-m) [used only when VSContrl=0 and GenModel=1]
9999.9       SIG_PORt       - Pull-out ratio (Tpullout/Trated) (-) [used only when VSContrl=0 and GenModel=1]

---------------------- THEVENIN-EQUIVALENT INDUCTION GENERATOR ----------------
9999.9       TEC_Freq       - Line frequency [50 or 60] (Hz) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
9998         TEC_NPol       - Number of poles [even integer > 0] (-) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
9999.9       TEC_SRes       - Stator resistance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
9999.9       TEC_RRes       - Rotor resistance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
9999.9       TEC_VLL        - Line-to-line RMS voltage (volts) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
9999.9       TEC_SLR        - Stator leakage reactance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
9999.9       TEC_RLR        - Rotor leakage reactance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
9999.9       TEC_MR         - Magnetizing reactance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]

---------------------- PLATFORM ----------------------------------------------
0            PtfmModel      - Platform model {0: none, 1: onshore, 2: fixed bottom offshore, 3: floating offshore} (switch)
""           PtfmFile       - Name of file containing platform properties (quoted string) [unused when PtfmModel=0]

---------------------- TOWER -------------------------------------------------
21           TwrNodes       - Number of tower nodes used for analysis (-)
"TOWER_TLP_6MW.dat"         TwrFile        - Name of file containing tower properties (quoted string)

---------------------- NACELLE-YAW -------------------------------------------
9028.32E6    YawSpr         - Nacelle-yaw spring constant (N-m/rad)
19.16E6      YawDamp        - Nacelle-yaw damping constant (N-m/(rad/s))
0.0          YawNeut        - Neutral yaw position--yaw spring force is zero at this yaw (degrees)

---------------------- FURLING -----------------------------------------------
False        Furling        - Read in additional model properties for furling turbine (flag)
""           FurlFile       - Name of file containing furling properties (quoted string) [unused when Furling=False]

---------------------- ROTOR-TEETER ------------------------------------------
0            TeetMod        - Rotor-teeter spring/damper model {0: none, 1: standard, 2: user-defined from routine UserTeet}
                              (switch) [unused for 3 blades]
0.0          TeetDmpP       - Rotor-teeter damper position (degrees) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]
0.0          TeetDmp        - Rotor-teeter damping constant (N-m/(rad/s)) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]
0.0          TeetCDmp       - Rotor-teeter rate-independent Coulomb-damping moment (N-m) [used only for 2 blades and when
                              TeetMod=1]
0.0          TeetSStP       - Rotor-teeter soft-stop position (degrees) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]
0.0          TeetHStP       - Rotor-teeter hard-stop position (degrees) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]
0.0          TeetSSSp       - Rotor-teeter soft-stop linear-spring constant (N-m/rad) [used only for 2 blades and when
             TeetMod=1]
0.0          TeetHSSp       - Rotor-teeter hard-stop linear-spring constant (N-m/rad) [used only for 2 blades and when
                              TeetMod=1]
```

```
---------------------- TIP-BRAKE ----------------------------------------------
0.0          TBDrConN     - Tip-brake drag constant during normal operation, Cd*Area (m↑2)
0.0          TBDrConD     - Tip-brake drag constant during fully-deployed operation, Cd*Area (m↑2)
0.0          TpBrDT       - Time for tip-brake to reach full deployment once released (sec)

---------------------- BLADE --------------------------------------------------
"BLADES_TLP_6MW.dat"   BldFile(1)      - Name of file containing properties for blade 1 (quoted string)
"BLADES_TLP_6MW.dat"   BldFile(2)      - Name of file containing properties for blade 2 (quoted string)
"BLADES_TLP_6MW.dat"   BldFile(3)      - Name of file containing properties for blade 3 (quoted string) [unused for 2 blades]

---------------------- AERODYN ------------------------------------------------
"AD_TLP_6MW.ipt"          ADFile       - Name of file containing AeroDyn input parameters (quoted string)

---------------------- NOISE --------------------------------------------------
""           NoiseFile    - Name of file containing aerodynamic noise input parameters (quoted string) [used only when
             CompNoise=True]

---------------------- ADAMS --------------------------------------------------
""           ADAMSFile    - Name of file containing ADAMS-specific input parameters (quoted string) [unused when
                          ADAMSPrep=1]

---------------------- LINEARIZATION CONTROL ----------------------------------
"LINEAR_TLP_6MW.dat"       LinFile    - Name of file containing FAST linearization parameters (quoted string) [unused when
AnalMode=1]

---------------------- OUTPUT -------------------------------------------------
True          SumPrint     - Print summary data to "←RootName→.fsm" (flag)
True         TabDelim      - Generate a tab-delimited tabular output file. (flag)
"ES10.3E2"   OutFmt        - Format used for tabular output except time.  Resulting field should be 10 characters. (quoted
                           string)  [not checked for validity!]
5.0          TStart        - Time to begin tabular output (s)
25           DecFact       - Decimation factor for tabular output {1: output every time step} (-)
1.0          SttsTime      - Amount of time between screen status messages (sec)
0.0          NcIMUxn       - Downwind distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters)
0.0          NcIMUyn       - Lateral  distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters)
0.0          NcIMUzn       - Vertical distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters)
0.3          ShftGagL      - Distance from rotor apex [3 blades] or teeter pin [2 blades] to shaft strain gages [positive for
                           upwind rotors] (meters)
0            NTwGages      - Number of tower nodes that have strain gages for output [0 to 9] (-)
0            TwrGagNd      - List of tower nodes that have strain gages [1 to TwrNodes] (-) [unused if NTwGages=0]
0            NBlGages      - Number of blade nodes that have strain gages for output [0 to 9] (-)
0            BldGagNd      - List of blade nodes that have strain gages [1 to BldNodes] (-) [unused if NBlGages=0]
OutList                    - The next line(s) contains a list of output parameters.  See OutList.txt for a listing of available
                           output channels, (-)
"TwrBsFxt,TwrBsFyt,TwrBsFzt"          -  Tower base forces
"TwrBsMxt,TwrBsMyt,TwrBsMzt"          -  Tower base moments

END of FAST input file (the word "END" must appear in the first 3 columns of this last line).
```

3. Cargas obtenidas con FAST:

Debido a gran cantidad de cálculos realizados por *FAST*, a la hora de tener en cuenta las fuerzas y los momentos en la base solo se tendrán en cuenta los valores máximos obtenidos. Los valores obtenidos por *FAST* solo se refieren a la fuerza del viento en el rotor, por lo que se deberá sumar a las cargas introducidas la fuerza del viento en la torre, aparte de tener en cuenta el factor de seguridad impuesto por la normativa:

- **Resultados velocidad de arrancada:**

RESUMEN FUERZAS Y MOMENTOS	
Fx (kN)	*256,80*
Fy (kN)	*2,66*
Fz (kN)	*0,00*
Mx (kN·m)	*72,70*
My (kN·m)	*18760,00*
Mz (kN·m)	*79,09*

- **Resultados velocidad normal de trabajo:**

RESUMEN FUERZAS Y MOMENTOS	
Fx (kN)	*1054,00*
Fy (kN)	*-5,09*
Fz (kN)	*0,00*
Mx (kN·m)	*10370,00*
My (kN·m)	*87080,00*
Mz (kN·m)	*509,90*

- **Resultados velocidad de parada:**

RESUMEN FUERZAS Y MOMENTOS	
Fx (kN)	*1496,00*
Fy (kN)	*4,92*
Fz (kN)	*0,00*
Mx (kN·m)	*12180,00*
My (kN·m)	*122800,00*
Mz (kN·m)	*1672,00*

ANEXO VII

Análisis del comportamiento en la mar – Seakeeping FEM

1. Introducción al problema

Seakeeping es un software desarrollado por el equipo *CIMNE-COMPASS* que permite analizar cuál el comportamiento en la mar de cualquier objeto en función de las condiciones de oleaje, las características del objeto y las restricciones de sus grados de libertad.

1.1. Importación del modelo

Para el análisis del modelo, *Seakeeping-FEM* solo necesita la parte mojada del soporte. Por este motivo a la hora de importar el modelo en *IGES* a *Seakeeping* se tendrá que retocar para solo tener la obra viva.

El modelo modificado es el siguiente:

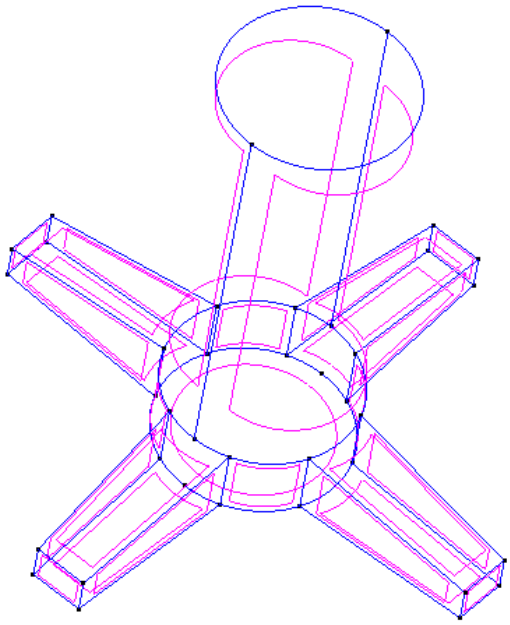


Imagen 1.1 Anexo VII: Soporte importado en Seakeeping

1.2. "Boundary conditions":

Para simular las condiciones de mar se deben generar y asignar unas condiciones de contorno las cuales el programa leerá para poder realizar los cálculos:

1.2.1. "Body":

Consiste en la obra viva del soporte.

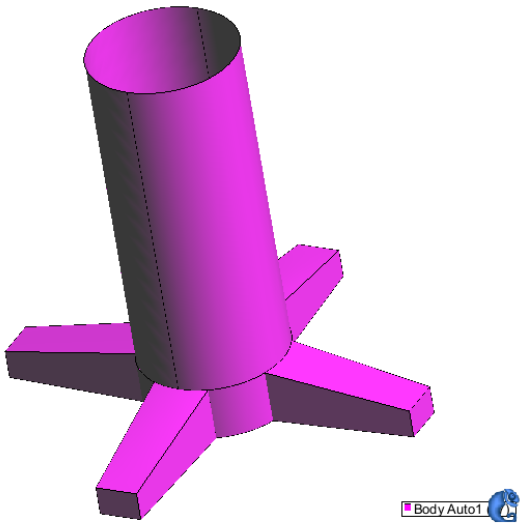


Imagen 1.2 Anexo VII: Obra viva del soporte

1.2.2. "Free Surface":

Es la superficie libre correspondiente a la interfaz aire-agua a través de la cual se propagan las olas. Para este caso se ha impuesto un dominio computacional de *150 m* de radio. Este dominio dependerá en función de cada caso de estudio.

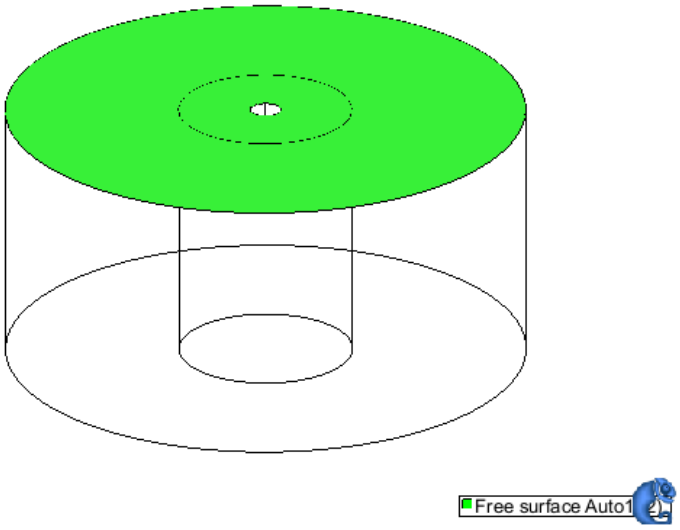


Imagen 1.3 Anexo VII: Superficie libre

1.2.3. "Bottom":

Representa el fondo del mar. Para grandes profundidades el fondo se puede situar a aproximadamente tres veces el calado del soporte, siempre indicándole al programa la profundidad real reduciendo así el proceso de cálculo.

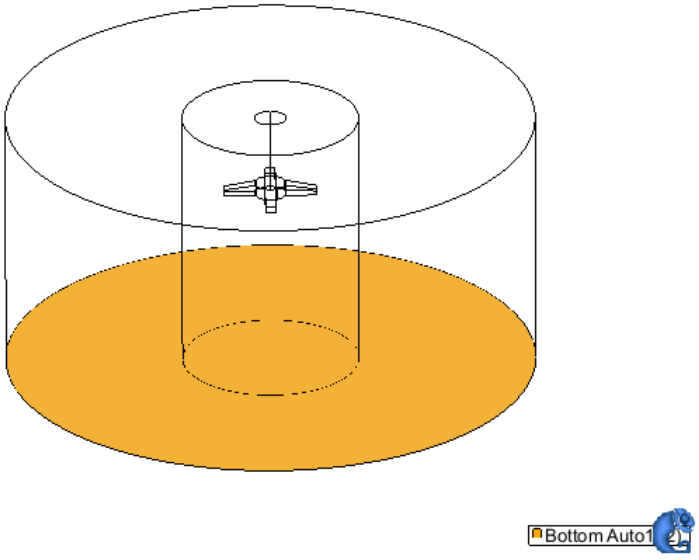


Imagen 1.4 Anexo VII: Fondo del mar

1.2.4. "Outlet":

Consiste en la superficie exterior del dominio a estudiar en la cual se impone la condición de radiación de las olas de mayor periodo.

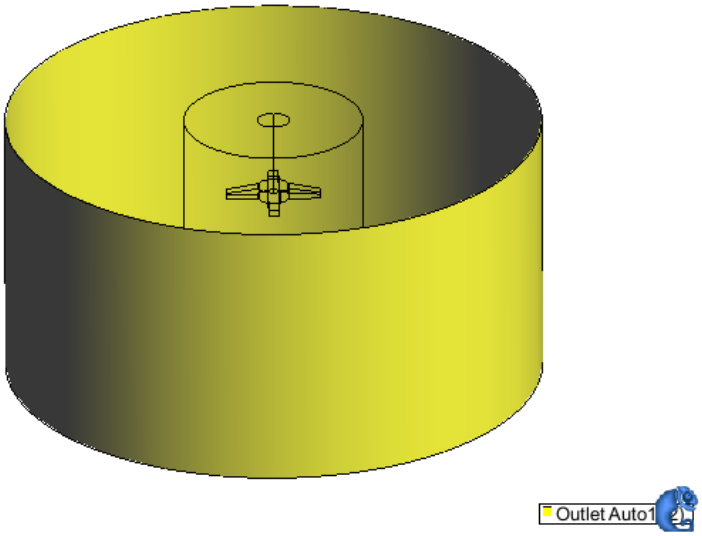


Imagen 1.5 Anexo VII: Superficie exterior del dominio a estudiar

1.3. Datos generales del problema

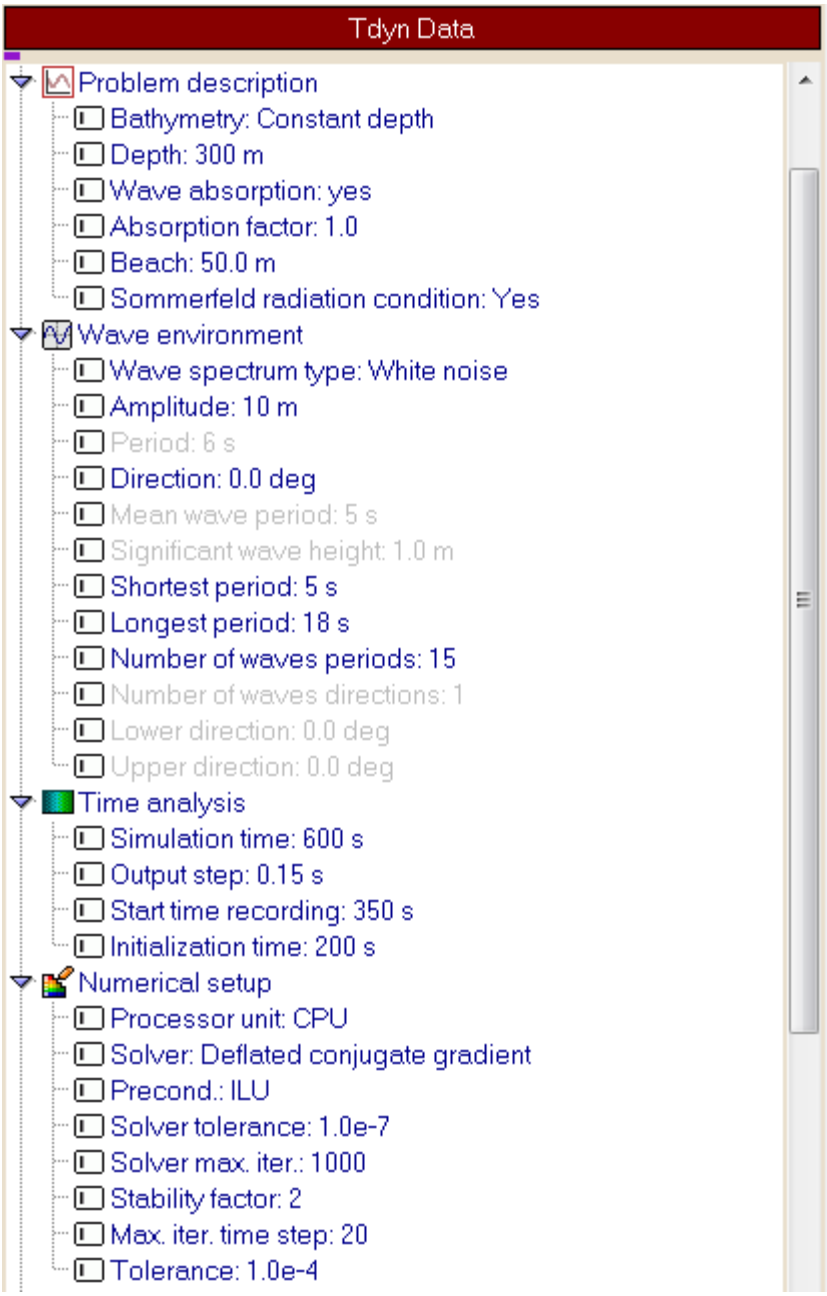


Imagen 1.6 Anexo VII: Datos generales del problema

* *<u>Nota</u>: Tanto las condiciones de oleaje (Wave enviroment), el tiempo de análisis (Time analysis) y la configuración numérica (Numerical setup) dependerán de cada caso de estudio. Para este proyecto se analizarán diferentes condiciones de oleaje y tiempo de análisis con el fin de obtener unos resultados lo más precisos posible.*

2. Datos a introducir ("Body data"):

2.1. Peso y centro de gravedad de la estructura

A diferencia del análisis preliminar del soporte, para el cálculo del peso y la posición del centro de gravedad del soporte no se tendrán en cuenta los cables. Estos serán considerados posteriormente en las cargas exteriores a las que está sometido el soporte.

La posición del centro de gravedad se considerará respeto la línea de flotación del soporte:

CÁLCULO DEL CENTRO DE GRAVEDAD PARA SEAKEEPING							
	Peso (T)	**XG (m)**	**YG (m)**	**ZG(m)**	**P·XG (T·m)**	**P·YG (T·m)**	**P·ZG (T·m)**
Nacelle	*330,00*	*-0,16*	*0,00*	*83,05*	*-52,80*	*0,00*	*27406,50*
Hub	*70,00*	*8,25*	*0,00*	*83,25*	*577,50*	*0,00*	*5827,50*
Blades	*67,50*	*8,25*	*0,00*	*83,25*	*556,88*	*0,00*	*5619,38*
Tower	*230,00*	*0,00*	*0,00*	*42,00*	*0,00*	*0,00*	*9660,00*
Soporte	*1134,50*	*0,00*	*0,00*	*-30,21*	*0,00*	*0,00*	*-34275,64*
Cemento patas	*2294,00*	*0,00*	*0,00*	*-44,42*	*0,00*	*0,00*	*-101890,30*
Cemento cilindro	*6300,00*	*0,00*	*0,00*	*-41,99*	*0,00*	*0,00*	*-264505,50*
SUMA	***10426,00***				***1081,58***	***0,00***	***-352158,07***

* *Nota: Al estar redimensionando continuamente los refuerzos, estos no se han tenido en cuenta para el cálculo de Seakeeping asumiendo que se produce un error. Este error no será muy significativo ya que el peso y la posición del centro de gravedad prácticamente no varían (consultar el Anexo IX para ver la comprobación.*

$$X_G = \frac{\sum P \cdot X_G}{\sum P};\ Y_G = \frac{\sum P \cdot Y_G}{\sum P};\ Z_G = \frac{\sum P \cdot Z_G}{\sum P}$$

$$X_G = 0{,}104\ m$$

$$Y_G = 0{,}00\ m$$

$$Z_G = -33{,}777\ m$$

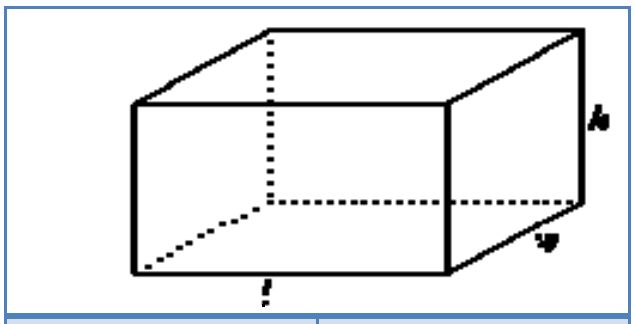
2.2. Momentos de inercia de la estructura

Debido a que el fabricante del aerogenerador no proporciona los momentos de inercia de sus elementos, se ha hecho una aproximación considerando cada elemento que forma el aerogenerador, una figura de masa homogénea de la cual se pueden calcular sus momentos de inercia analíticamente.

En el caso del soporte, como que este se ha diseñado mediante *CATIA*, el propio programa te proporciona los momentos de inercia.

2.2.1. *"Nacelle"*:

Debido a la forma geométrica del "*nacelle*", este se ha aproximado como un paralelepípedo de masa homogénea y de las siguientes dimensiones:



w (m)	*6,50*
h (m)	*6,50*
l (m)	*19,3*
m (kg)	*330000*

Tabla 2.1 Anexo VII: Características aproximadas del "nacelle"

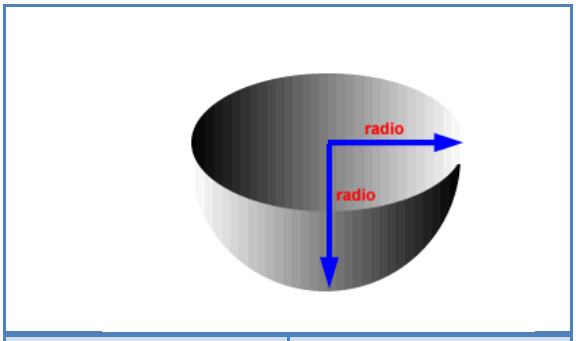
$$I_x = \frac{1}{12} \cdot m \cdot (h^2 + w^2) = 2323750{,}00\ kg \cdot m^2$$

$$I_y = I_z = \frac{1}{12} \cdot m \cdot (h^2 + l^2) = 11405350{,}00\ kg \cdot m^2$$

$$I_{xy} = I_{xz} = I_{yz} = 0$$

2.2.2. *"Hub"*:

En el caso del "*hub*", se ha considerado una semiesfera hueca cuyo peso y dimensiones son los siguientes:



R_{ext} (m)	*3,60*
R_{int} (m)	*3,49*
m (kg)	*70000*

Tabla 2.2 Anexo VII: Características aproximadas del "hub"

$$I_x = \frac{2}{5} \cdot m \cdot (R_{ext}^2 - R_{int}^2) = 703333{,}14\ kg \cdot m^2$$

$$I_y = I_z = \frac{83}{120} \cdot m \cdot (R_{ext}^2 - R_{int}^2) = 456067{,}58\ kg \cdot m^2$$

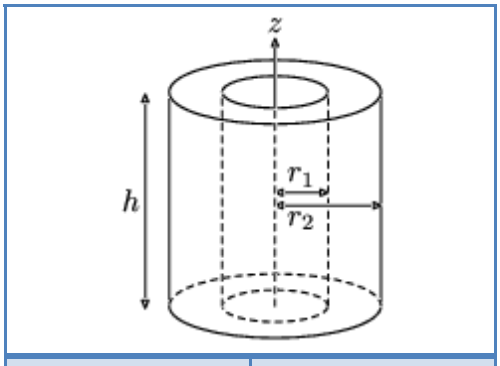
$$I_{xy} = I_{xz} = I_{yz} = 0$$

2.2.3. Palas:

Para las palas, se considerará que su inercia es nula comparado con el efecto del peso propio respeto al centro de gravedad de la estructura ya que al estar rotando, la inercia de las palas estará variando constantemente.

2.2.4. Torre:

Todo y el fabricante no proporcionar la inercia de la torre, si que proporciona su espesor, peso y diámetro, por lo que al ser un cilindro hueco se puede calcular de manera trivial:



h (m)	*75*
r_1 (m)	*2,73*
r_2 (m)	*2,75*
m (kg)	*230000*

Tabla 2.3 Anexo VII: Características aproximadas de la torre

$$I_x = I_y = \frac{1}{12} m[3(r_1^2 + r_2^2) + h^2] = 108675037{,}35\ kg \cdot m^2$$

$$I_z = \frac{1}{2} m(r_1^2 + r_2^2) = 1725074{,}71\ kg \cdot m^2$$

$$I_{xy} = I_{xz} = I_{yz} = 0$$

2.2.5. Soporte:

Los momentos de inercia obtenidos mediante *CATIA* son:

	I_x (kg·m^2)	I_y (kg·m^2)	I_z (kg·m^2)	I_{xy} (kg·m^2)	I_{xy} (kg·m^2)	I_{yz} (kg·m^2)
Soporte	*445400000,00*	*445400000,00*	*179300000,00*	*0,00*	*0,00*	*0,00*
Cemento cilindro	*178900000,00*	*178900000,00*	*253500000,00*	*0,00*	*0,00*	*0,00*
Cemento patas	*336100000,00*	*336100000,00*	*660900000,00*	*0,00*	*0,00*	*0,00*

2.2.6. Conjunto de la estructura:

Momentos de inercia respeto al centro de gravedad							
ELEMENTO	Masa (kg)	CG' (m)			|dCG| (m)		
		X	Y	Z	X	Y	Z
NACELLE	330000,00	-0,16	0,00	130,05	0,26	0,00	116,83
HUB	70000,00	8,25	0,00	130,25	8,15	0,00	117,03
BLADES	67500,00	8,25	0,00	130,25	8,15	0,00	117,03
TOWER	230000,00	0,00	0,00	89,00	0,10	0,00	75,78
SOPORTE	1134504,05	0,00	0,00	16,79	0,10	0,00	3,56
CEMENTO PATAS	2294000,00	0,00	0,00	2,58	0,10	0,00	10,64
CEMENTO CILINDRO	6300000,00	0,00	0,00	5,02	0,10	0,00	8,21
TOTAL	10426004,05						

Momentos de inercia respeto al centro de gravedad						
ELEMENTO	Inercia propia (kg·m^2)			Inercia conjunto (kg·m^2)		
	I_x	I_y	I_z	I_x	I_y	I_z
NACELLE	2323750,00	11405350,00	11405350,00	2346704,09	11405350,00	4515418227,90
HUB	703333,14	456067,58	456067,58	5348643,82	456067,58	959126691,77
BLADES	0,00	0,00	24624675,00	4479406,73	0,00	949057062,61
TOWER	108675037,35	108675037,35	1725074,71	108677512,53	108675037,35	1322416843,53
SOPORTE	445400000,00	445400000,00	179300000,00	445412209,10	445400000,00	193717834,43
CEMENTO PATAS	336100000,00	336100000,00	660900000,00	336124687,15	336100000,00	920559033,96
CEMENTO CILINDRO	178900000,00	178900000,00	253500000,00	178967798,18	178900000,00	677949611,28
TOTAL				1081356961,59	1080936454,94	9538245305,48

Productos de inercia respeto al centro de gravedad							
ELEMENTO	Masa (kg)	CG' (m)			|dCG| (m)		
		X	Y	Z	X	Y	Z
NACELLE	330000,00	-0,16	0,00	130,05	0,26	0,00	116,83
HUB	70000,00	8,25	0,00	130,25	8,15	0,00	117,03
BLADES	67500,00	8,25	0,00	130,25	8,15	0,00	117,03
TOWER	230000,00	0,00	0,00	89,00	0,10	0,00	75,78
SOPORTE	1134504,05	0,00	0,00	16,79	0,10	0,00	3,56
CEMENTO PATAS	2294000,00	0,00	0,00	2,58	0,10	0,00	10,64
CEMENTO CILINDRO	6300000,00	0,00	0,00	5,02	0,10	0,00	8,21
TOTAL	10426004,05						

Productos de inercia respeto al centro de gravedad						
ELEMENTO	Producto inercia propio (kg·m^2)			Producto inercia conjunto (kg·m^2)		
	P_xy	P_xz	P_yz	P_xy	P_xz	P_yz
NACELLE	0,00	0,00	0,00	0,00	10167866,52	0,00
HUB	0,00	0,00	0,00	0,00	66733221,78	0,00
BLADES	0,00	0,00	0,00	0,00	64349892,43	0,00
TOWER	0,00	0,00	0,00	0,00	1808020,73	0,00
SOPORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	419557,79	0,00
CEMENTO PATAS	0,00	0,00	0,00	0,00	2531845,36	0,00
CEMENTO CILINDRO	0,00	0,00	0,00	0,00	5364411,63	0,00
TOTAL				0,00	151374816,20	0,00

2.3. *Efecto de los cables*

Debido a las cargas externas a las que está sometida la estructura, esta se moverá siendo los cables los que limiten su movimiento. En función de cómo se mueva la estructura, la fuerza y los momentos que producirán los cables serán los siguientes:

* *Nota: Para todas las ecuaciones se ha considerado que los cables tienen un comportamiento lineal.*

2.3.1. "Surge/Sway":

El efecto de los cables tanto en el "*surge*" como en el "*sway*" impedirá que el soporte se desplace transversalmente. La única diferencia a modo de cálculo es que al "*surge*" le corresponderá la dirección "x" mientras que al "*sway*" le corresponderá la dirección "*y*".

Para todos los modelos estudiados se considerará que las olas y el viento inciden en una misma dirección: el "*surge*".

El cálculo de la ecuación que proporciona la fuerza para cada cable se ha calculado para el "*surge*". En el caso de que las olas y el viento incidieran en la dirección del "sway" se podría utilizar la misma ecuación cambiando los valores de "*x*" por los de "*y*".

En el caso que las olas y el viento incidieran en un ángulo intermedio entre el "surge" y el "sway" esta ecuación no sería válida, ya que se tendría que componer vectorialmente el efecto de los cables en ambas direcciones.

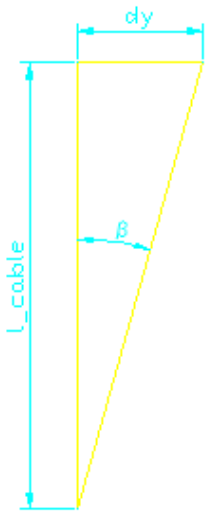


Imagen 2.1 Anexo VII: Efecto del "surge"

- **<u>Pretensión del cable</u>:**

$$F_{x\ pretensión} = F_{z\ pretensión} \cdot \tan\alpha$$

$$\alpha = \arctan\frac{dx}{l_{cable}}$$

$$F_{x\ pretensión} = F_{z\ pretensión} \cdot \frac{dx}{l_{cable}}$$

- **<u>Variación de longitud del cable</u>:**

Al variar la longitud de los cables, estos tienen una constante de rigidez similar a la de un muelle que opone una resistencia al alargamiento. El cálculo de la constante así como los valores de los que depende se pueden consultar en el *Anexo VI.*

$$|F| = k \cdot \delta l_{cable}$$

$$\delta l = \sqrt{dx^2 + l_{cable}^2} - l_{cable}$$

$$\alpha = dx/l_{cable}$$

$$\delta l = l_{cable}(\sqrt{\alpha^2 + 1} - 1)$$

Por Taylor, cuando $\alpha \approx 0$,

$$\sqrt{\alpha^2 + 1} = 1 + \frac{1}{2}\alpha^2$$

Con lo que se obtiene la siguiente ecuación:

$$|F| = \frac{1}{2}k \cdot l_{cable} \cdot \alpha^2$$

$$|F| = \sqrt{F_y + F_z}$$

$$F_y = |F| \cdot sin\beta;\ \ F_z = |F| \cdot cos\beta$$

Cuando $\beta \approx 0$,

$$sin\beta \approx \frac{dx}{l_{cable}} = \alpha$$

Por lo tanto,

$$F_y = \frac{1}{2}k \cdot l_{cable} \cdot \alpha^3$$

Según las características de las funciones trigonométricas,

$$cos^2\beta + sin^2\beta = 1$$

$$cos\beta \approx \sqrt{1-\alpha^2}$$

Por Taylor, cuando $\alpha \approx 0$,

$$\sqrt{1-\alpha^2} = 1 - \frac{1}{2}\alpha^2$$

Obteniendo así la componente vertical de la fuerza de los cables:

$$F_z = \frac{1}{2}k \cdot l_{cable} \cdot \alpha^2 \cdot \left(1 - \frac{1}{2} \cdot \alpha^2\right)$$

2.3.2. "Heave":

En el caso del "*heave*", el cable hará una restricción en la dirección "*z*". Su ecuación es la siguiente:

$$|F|_{HEAVE} = F_z = k \cdot dz$$

2.3.3. "Roll/Pitch":

Debido a que se ha considerado que tanto las olas como el viento inciden en el soporte en la dirección del "surge" solo se considerará el efecto del "*pitch*" ya que el "*roll*" es despreciable.

En caso de que la fuerza del viento y de las olas fuera compuesta entre el "*surge*" y el "*sway*" la siguiente ecuación no sería válida:

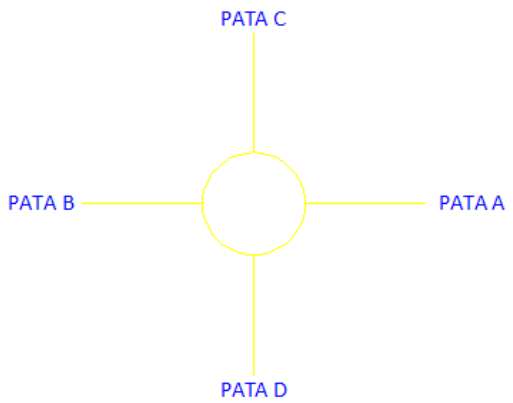


Imagen 2.2 Anexo VII: Distribución de las patas

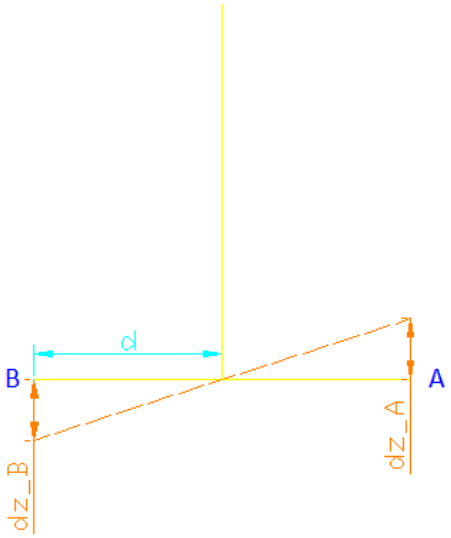


Imagen 2.3 Anexo VII: Efecto del "pitch"

$$M_{PITCH} = F_{cables} \cdot d = d \cdot k \cdot (d_{z_A} - d_{z_B})$$

2.3.4. "Yaw":

En este caso, los cables restringirán la rotación del soporte en el eje "z". Su ecuación correspondiente para cada cable es la siguiente:

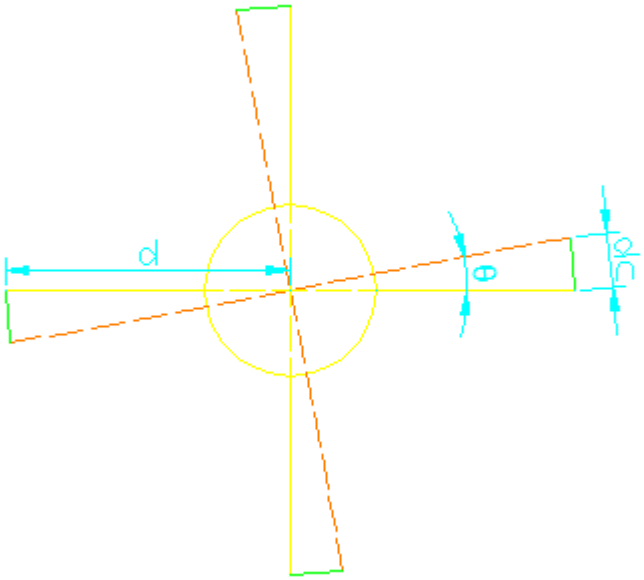


Imagen 2.4 Anexo VII: Efecto del "yaw"

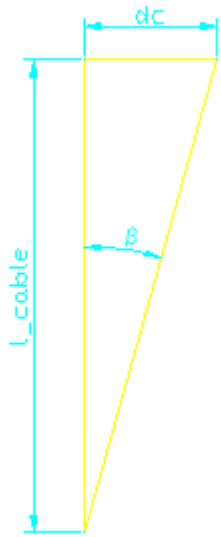


Imagen 2.4 Anexo VII: Efecto del "yaw" en los cables

$$M_{YAW} = F_c \cdot d$$

Donde,

$$F_c = f(Pretensión_{cable}, Variación\ longitud_{cable})$$

- **<u>Pretensión del cable</u>:**

$$F_{C\ PRET.} = F_{z\ PRET} \cdot \frac{dc}{l_{cable}}$$

$$M_{PRET} = F_{C\ PRET} \cdot d$$

- **<u>Variación de longitud del cable</u>:**

$$M_{VAR} = -F_{C\ VAR} \cdot d = -k \cdot \delta l_{cable} \cdot d \cdot sin\beta$$

$$\delta l = \sqrt{dc^2 + l_{cable}^2} - l_{cable}$$

$$\alpha = dc/l_{cable}$$

Donde, para $\theta \approx 0$:

$$dc \approx d \cdot sin\theta$$

$$\delta l = l \cdot (\sqrt{\alpha^2 + 1} - 1)$$

Cuando $\beta \approx 0$ i $\alpha \approx 0$, mediante las mismas aproximaciones del "*surge*" y el "*sway*":

$$M_{VAR} = \frac{1}{2} k \cdot l_{cable} \cdot d \cdot \alpha^3$$

Si se tienen en cuenta las dos consideraciones:

$$M_{YAW} = -F_c \cdot d = M_{PRET} + M_{VAR} = \left(F_{z\,PRET} \cdot \frac{dc}{l_{cable}} + \frac{1}{2} k \cdot l_{cable} \cdot \alpha^3 \right) \cdot d$$

2.4. Consideración de las cargas exteriores en Seakeeping

2.4.1. Surge:

$$Eq._{surge} = F_{viento_X} - F_{cables_surge}$$

2.4.2. Sway:

$$Eq._{sway} = F_{viento_Y} - F_{cables_sway}$$

Para este caso la fuerza del viento y de los cables será nula, ya que tanto las olas como el viento se han considerado en la dirección del "*surge*".

2.4.3. Heave:

$$Eq._{heave} = \left(P_{estructura} - \Delta_{soporte}\right) \cdot g - F_{z_heave} - F_{z_surge} - F_{z_sway} - F_{z_yaw}$$

Donde la fuerza vertical debida al "*sway*" y al "*yaw*" será prácticamente nula.

2.4.4. Roll:

$$Eq._{roll} = M_{sup.est._X} + F_{viento_Y} \cdot dC_G - M_{cables_roll}$$

2.4.5. Pitch:

$$Eq._{pitch} = M_{sup.est._Y} + F_{viento_X} \cdot dC_G - M_{cables_pitch}$$

2.4.6. Yaw:

$$Eq._{yaw} = M_{sup.est._Z} - M_{cables_yaw}$$

El momento en el "yaw" es tan pequeño y la fuerza restrictiva de los cables también, que se pude considerar el movimiento despreciable.

3. Evaluación de los resultados:

3.1. Amplitud de los movimientos

Con la amplitud de los movimientos se podrá obtener el comportamiento del soporte en la mar.

En este apartado se explicarán los resultados evaluados para las condiciones normales de trabajo del aerogenerador (*Loadcase 2*). Todos los otros resultados también se verifiracarán aunque no se pondrán en este Anexo. Todos los casos de carga evaluados se podrán consultar en la carpeta "S*eakeeping RAO's*" del mismo CD.

* *Nota: Para obtener unos resultados precisos de los movimientos con Seakeeping se ha tenido que utilizar un paso de tiempo muy pequeño (0,05 s). Para este paso de tiempo, la memoria requerida para el fichero de resultados era muy grande, por lo que se ha tenido que reducir el tiempo de grabación del comportamiento del soporte, con el inconveniente que no se puede analizar el comportamiento completo del soporte a lo largo del tiempo, solo parcialmente.*

3.1.1. "Surge":

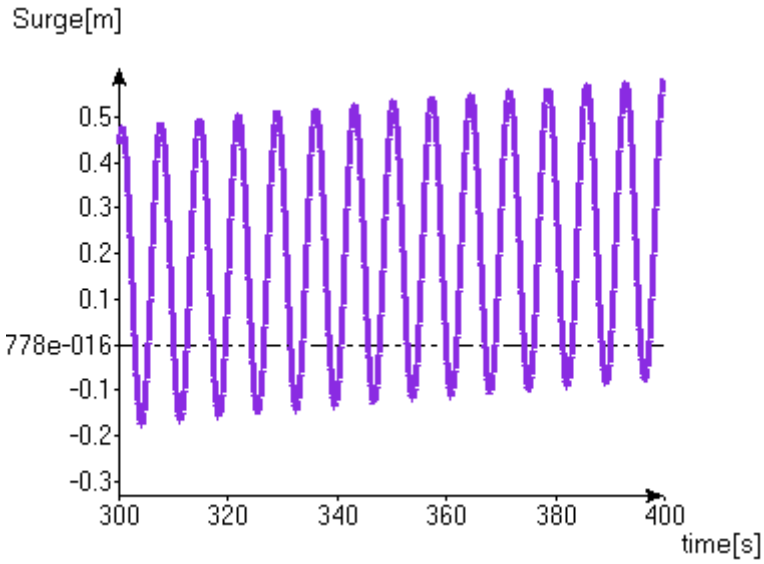


Imagen 3.1 Anexo VII: Evolución del "surge" en función del tiempo

Debido a que la constante del cable en la dirección horizontal es muy pequeña, el periodo oscilatorio del cable es muy grande. Esto provoca que en la gráfica se observe como si el soporte tendiese a desplazarse. Esto realmente no es así y lo que está haciendo el soporte es oscilar con dos frecuencias distintas, la de las olas y la de los cables.

3.1.2. "Sway":

En el caso del "sway" los movimientos son despreciables y no se han tenido en cuenta. Para ver el fichero con los resultados consultar el fichero de resultados en la carpeta "*Seakeeping RAO's*" del mismo CD.

3.1.3. "Heave":

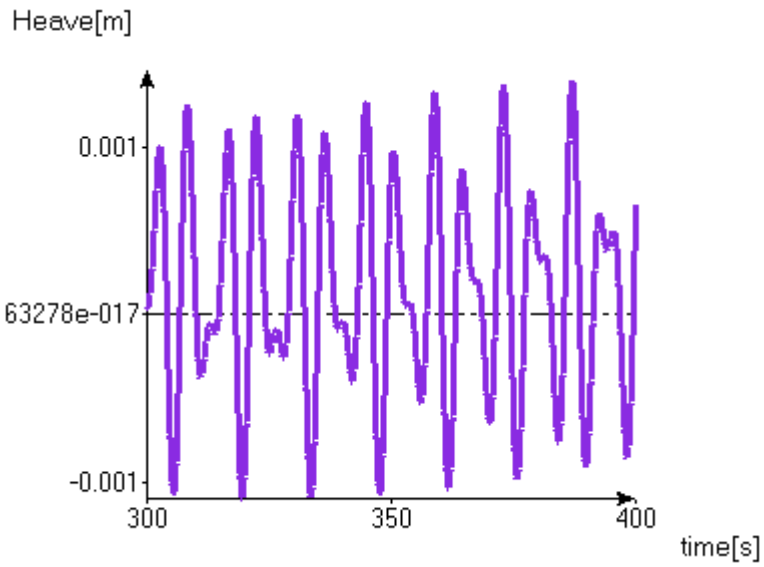


Imagen 3.2 Anexo VII: Evolución del "heave" en función del tiempo

A diferencia de los otros dos movimientos aquí se pueden distinguir claramente dos frecuencias de oscilación. Esto es debido a que verticalmente, el valor de la constante de los cables sí que es muy elevado, cosa que hace que el periodo de oscilación de los cables para esa dirección sea mucho menor, obteniendo un sistema de una gran rigidez.

* *Nota: La falta de precisión de la gráfica se podría solucionar reduciendo el paso de tiempo de análisis. Debido a la gran memoria requerida para realizar este cálculo, se da el resultado por bueno.*

3.1.4. "Roll":

Igual que para el "*sway*", este movimiento es tan pequeño que se considera despreciable.

3.1.5. "Pitch":

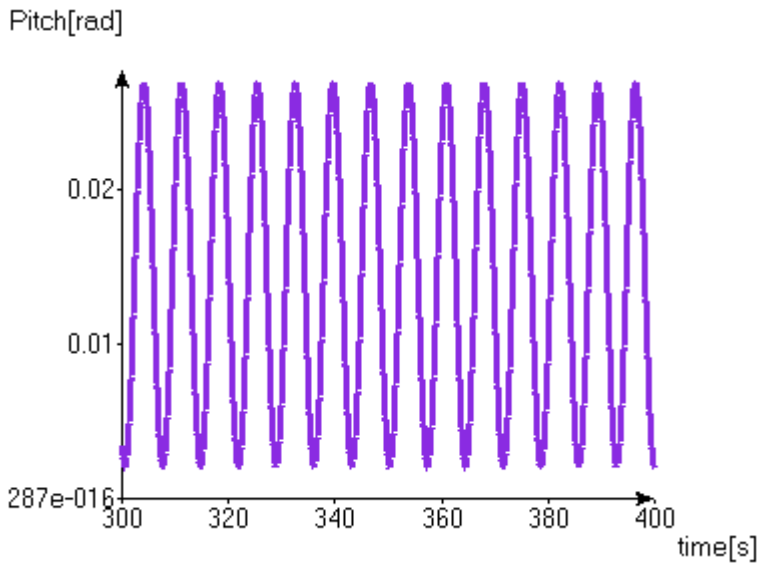


Imagen 3.3 Anexo VII: Evolución del "pitch" en función del tiempo

A diferencia del "*surge*" o el "*sway*", este movimiento tiene un coeficiente de restauración hidrostático. Esto provoca que la escora a través de la cual oscila siempre sea el mismo y no vaya variando en función del tiempo.

3.1.6. "Yaw":

Al igual que el "*sway*" y el "*roll*", el movimiento "*yaw*" es tan pequeño que se considera despreciable.

3.2. Presión máxima

La presión máxima a la que estará sometido el soporte será importante a la hora de evaluar las tensiones que se producen en el soporte.

Al realizar un análisis estático, solo se estudiarán las presiones para un instante de tiempo determinado. Al variar la presión en función del tiempo, solo se evaluará el instante de tiempo en el cual las presiones máximas, que coincide con la cresta de la ola.

3.2.1. Loadcase 1:

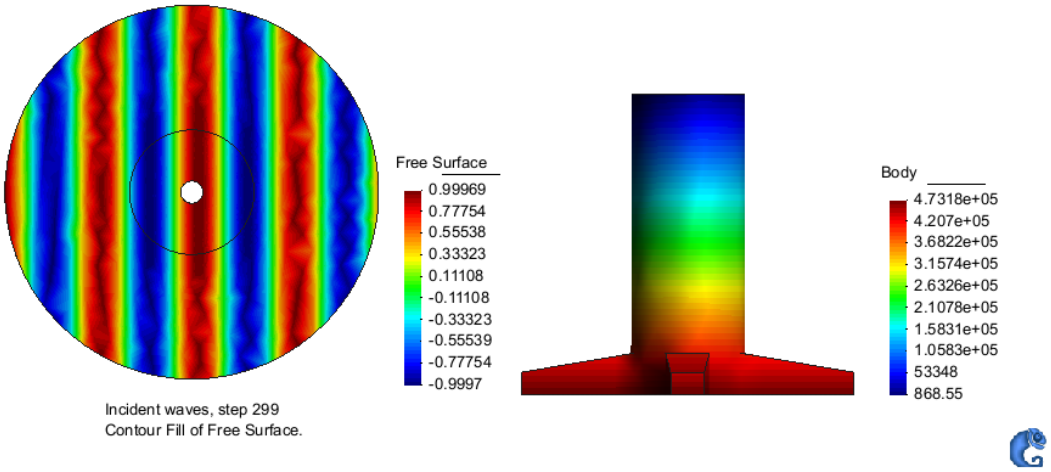


Imagen 3.4 Anexo VII: Presión máxima para el Loadcase 1

3.2.2. Loadcase 2:

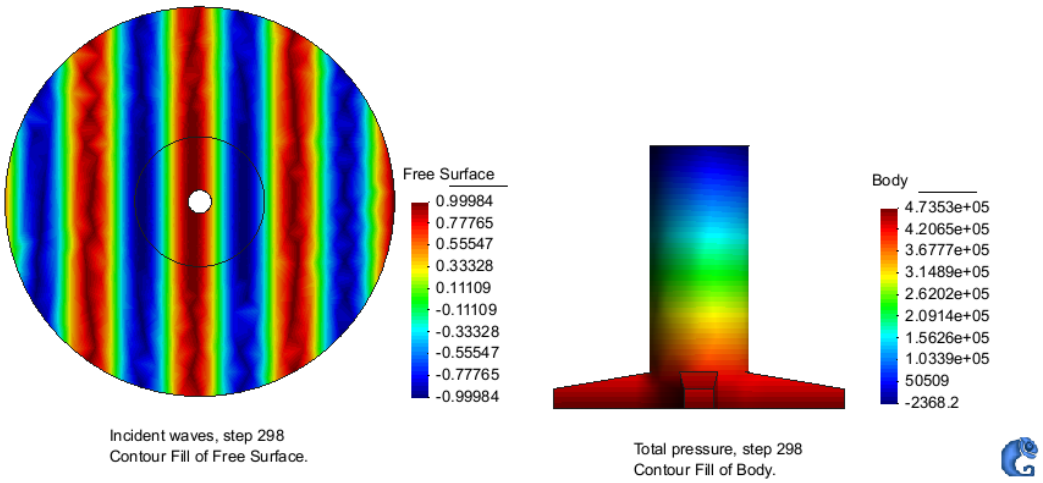


Imagen 3.5 Anexo VII: Presión máxima para el Loadcase 2

3.2.3. Loadcase 3:

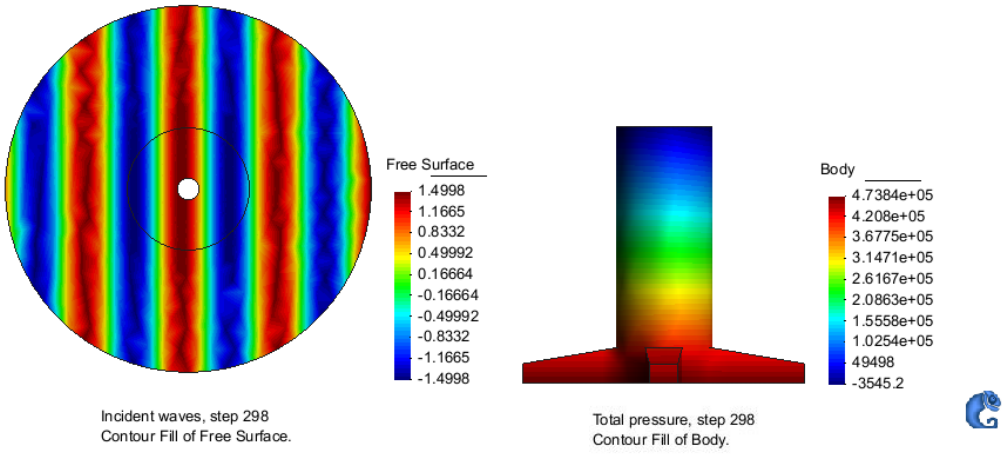


Imagen 3.6 Anexo VII: Presión máxima para el Loadcase 3

3.2.4. Loadcase 4:

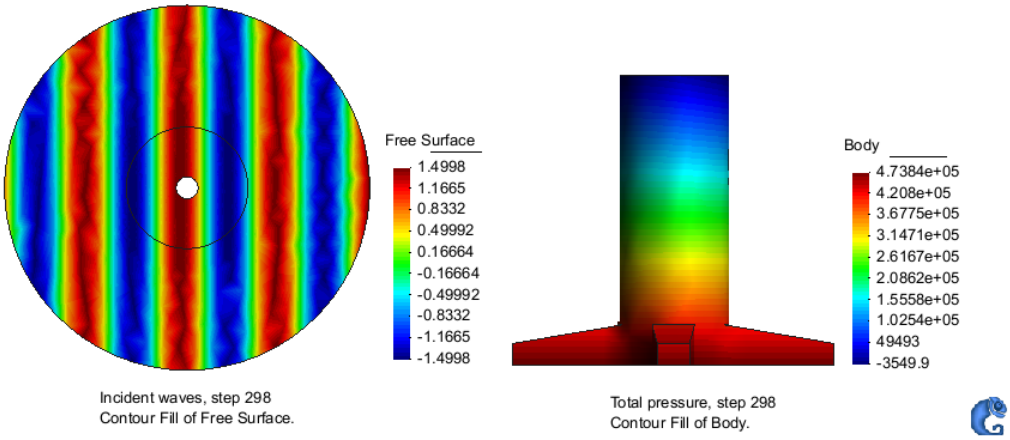


Imagen 3.7 Anexo VII: Presión máxima para el Loadcase 4

3.2.5. Loadcase 5:

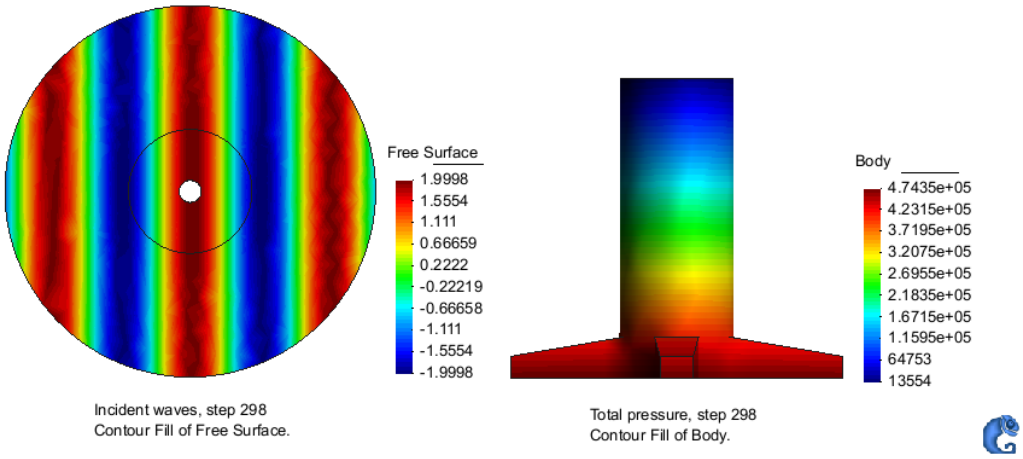


Imagen 3.8 Anexo VII: Presión máxima para el Loadcase 5

3.2.6. Loadcase 6:

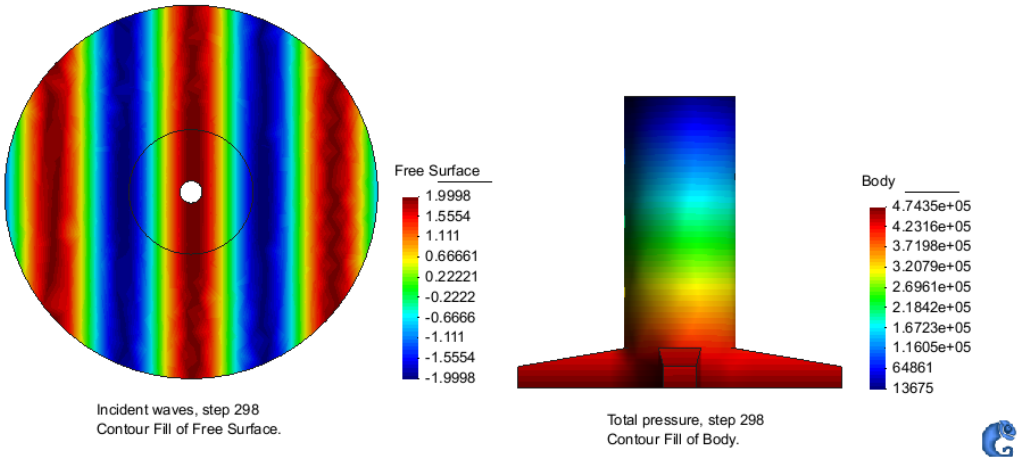


Imagen 3.9 Anexo VII: Presión máxima para el Loadcase 6

3.2.7. Loadcase 7:

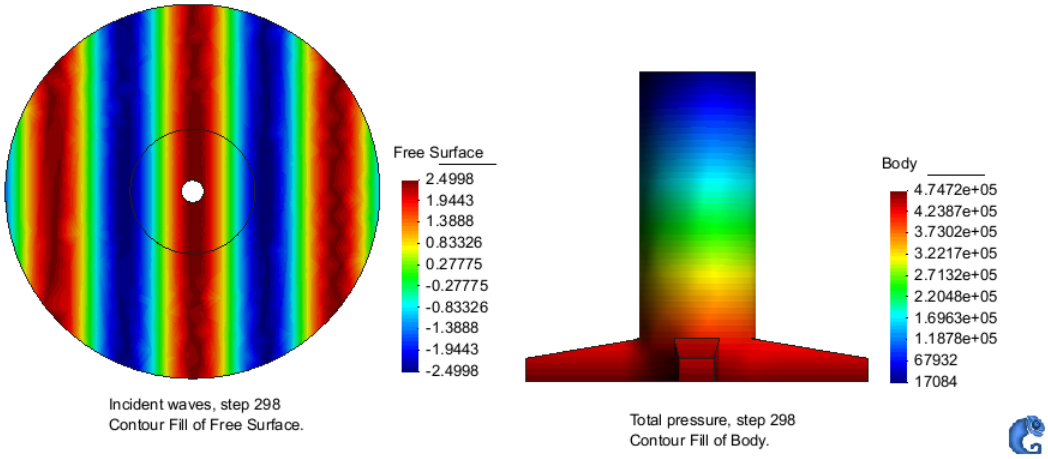


Imagen 3.10 Anexo VII: Presión máxima para el Loadcase 7

3.2.8. Loadcase 8:

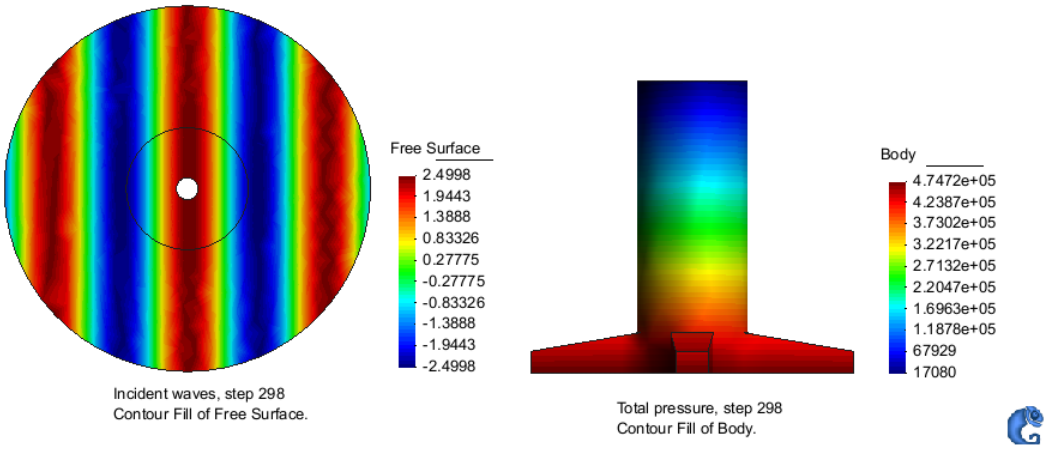


Imagen 3.11 Anexo VII: Presión máxima para el Loadcase 8

3.2.9. Loadcase 9:

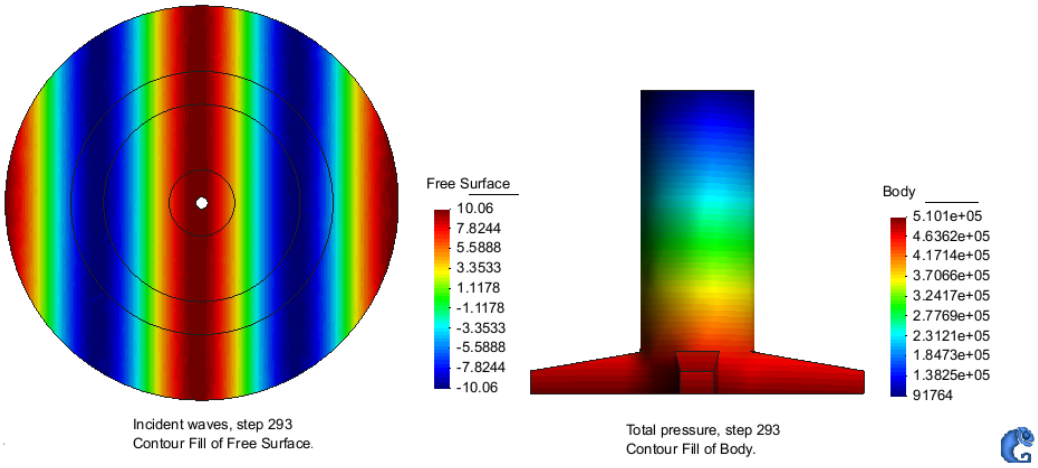


Imagen 3.12 Anexo VII: Presión máxima para el Loadcase 9

4. Cálculo de las RAO's:

4.1. Introducción

Las *RAO* (*Response Amplitud Operator*) es una función de transferencia la cual representa la amplitud de movimiento del soporte referido a su centro de gravedad, en función de la amplitud de la ola.

$$RAO = \frac{A_{movimiento}}{A_{ola}}$$

Esta función hace referencia solo a las condiciones de mar, por lo que en caso de variar las condiciones de viento, se deberá comprobar si la función se cumple (*se puede verificar que cumple en los diferentes casos analizados en la carpeta "Seakeeping Loadcases" adjunta en este mismo CD*).

Para realizar el cálculo de las RAO's, se ha utilizado el caso de carga "2" (*Loadcase 2*).

Para este caso de carga su ola típica es la siguiente:

Ola típica	
A (m)	1,00
T (s)	7,10

Tabla 4.1 Anexo VII: Datos ola típica

Para tener una representación para los diferentes rangos de olas, se ha hecho el cálculo de la amplitud para diferentes periodos.

El periodo recomendado de estudio según profesionales del sector se establecerá entre:

$$\frac{T}{2{,}2} \leq T \leq 2{,}2 \cdot T$$

De entre este rango, los periodos que se van a estudiar mediante *FEM-Seakeeping* van a ser los siguientes:

Periodos de estudio	
T_1 (s)	*3,23*
T_2 (s)	*5,17*
T_3 (s)	*7,10*
T_4 (s)	*8,50*
T_5 (s)	*11,36*
T_6 (s)	*15,62*

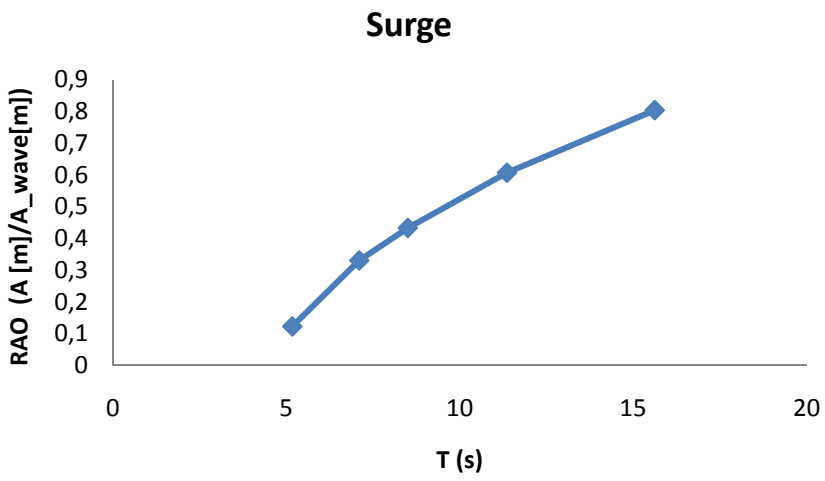
Tabla 4.2 Anexo VII: Periodos de estudio

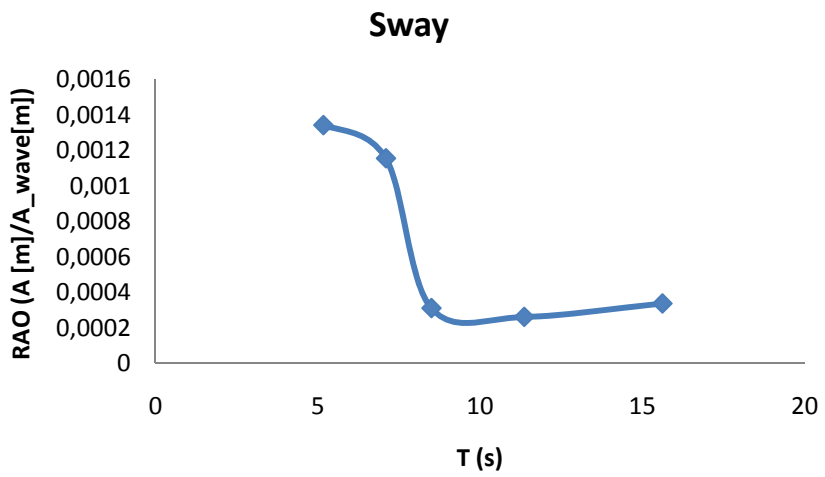
4.2. Resultados

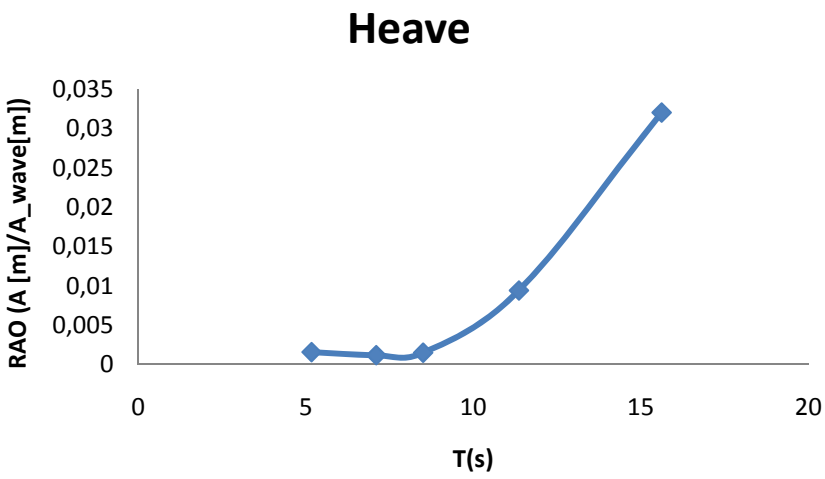
Los resultados obtenidos para los diferentes periodos son los siguientes:

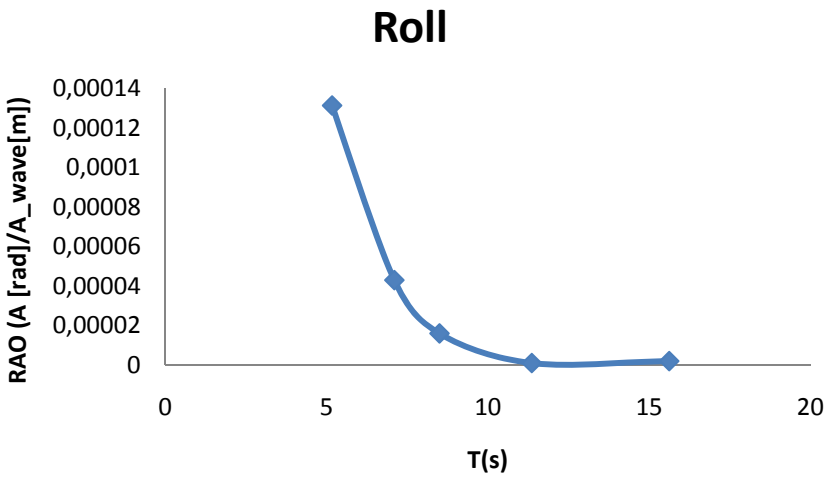
RAO's						
T (s)	**Surge (A [m]/A_ola[m])**	**Sway (A [m]/A_ola [m])**	**Heave (A [m]/A_ola[m])**	**Roll (A [rad]/A_ola[m])**	**Pitch (A [rad]/A_ola[m])**	**Yaw (A [rad]/A_ola[m])**
3,23						
5,17	*0,123*	*0,001*	*0,002*	*0,000*	*0,013*	*0,000*
7,10	*0,331*	*0,001*	*0,001*	*0,000*	*0,012*	*0,000*
8,50	*0,433*	*0,000*	*0,001*	*0,000*	*0,009*	*0,000*
11,36	*0,607*	*0,000*	*0,009*	*0,000*	*0,004*	*0,000*
15,62	*0,804*	*0,000*	*0,032*	*0,000*	*0,002*	*0,000*

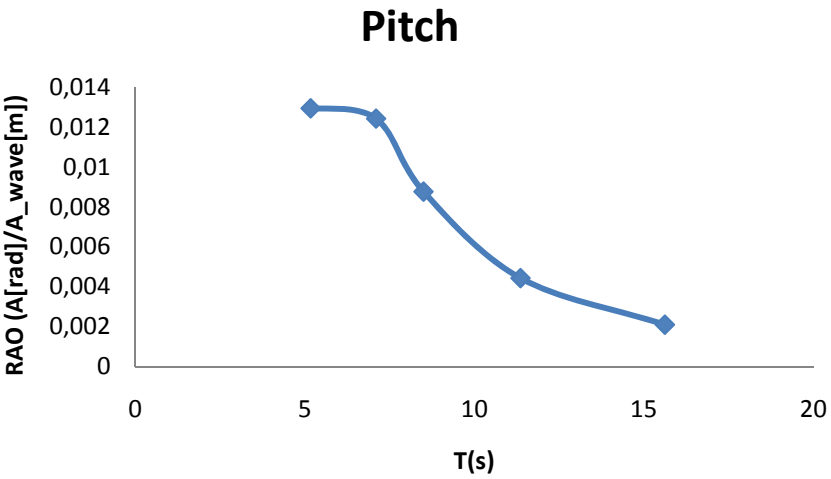
* *Nota: Debido a problemas con el cálculo, no se ha podido calcular la ola para un período de 3,23 s. Al no ser este período utilizado para el cálculo de ningún caso de carga, se dará el cálculo de las RAO's por bueno.*

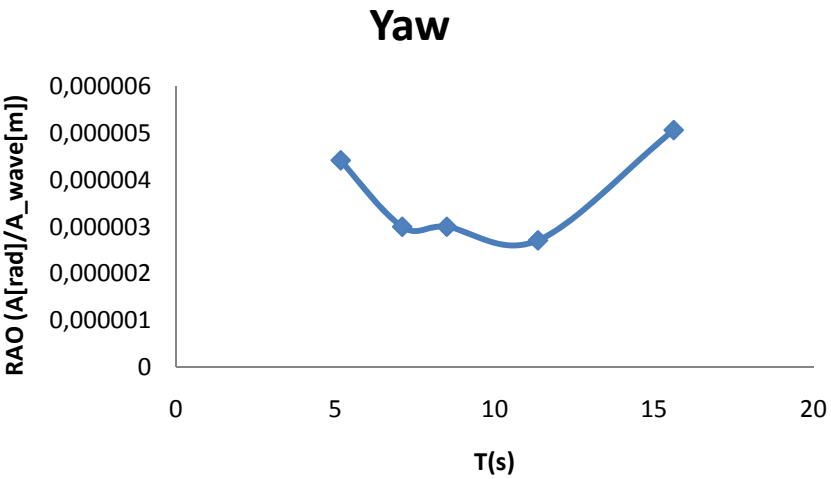

Surge
RAO (A [m]/A_wave[m])
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0,1
0
0
5
10
15
20
T (s)


Sway
RAO (A [m]/A_wave[m])
0,0016
0,0014
0,0012
0,001
0,0008
0,0006
0,0004
0,0002
0
0
5
10
15
20
T (s)


Heave
RAO (A [m]/A_wave[m])
0,035
0,03
0,025
0,02
0,015
0,01
0,005
0
0
5
10
15
20
T(s)


Roll
RAO (A [rad]/A_wave[m])
0,00014
0,00012
0,0001
0,00008
0,00006
0,00004
0,00002
0
0
5
10
15
20
T(s)


Pitch
RAO (A[rad]/A_wave[m])
0,014
0,012
0,01
0,008
0,006
0,004
0,002
0
0
5
10
15
20
T(s)


Yaw
RAO (A[rad]/A_wave[m])
0,000006
0,000005
0,000004
0,000003
0,000002
0,000001
0
0
5
10
15
20
T(s)

5. Cálculo de las fuerzas de inercia:

5.1. Método de cálculo

Para calcular las fuerzas de inercia e introducirlas en *Ramseries* se harán dos cálculos distintos:

5.1.1. Cálculos referentes a la superestructura:

Las fuerzas de inercia debidas a la superestructura se introducirán en la base de la torre del modelo de *Ramseries* junto con sus momentos correspondientes.

Las diferentes aproximaciones que se harán para el cálculo de las fuerzas de inercia son las siguientes:

- **Hub/Nacelle/Blades:**

  Para el caso de estos tres elementos se considerarán como masas puntuales situadas a una distancia correspondiente a su posición del centro de gravedad.

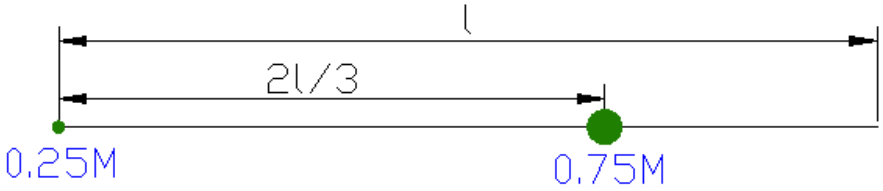
$$F_x = M_{elemento}\left(RAO_{surge} \cdot A_{ola} \cdot \left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 + RAO_{pitch} \cdot A_{ola} \cdot \left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 \cdot \left(h_{CG} - h_{flotación}\right)\right)$$

$$F_y = M_{elemento}\left(RAO_{sway} \cdot A_{ola} \cdot \left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 + RAO_{roll} \cdot A_{ola} \cdot \left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 \cdot \left(h_{CG} - h_{flotación}\right)\right)$$

$$F_z = M_{elemento}\left(RAO_{heave} \cdot A_{ola} \cdot \left(\frac{2\pi}{T}\right)^2\right)$$

- **Torre**:

En el caso de la torre, considerarla como una masa puntual no sería del todo preciso, por lo que se hace es dividirlo en dos masas puntuales (*ref. 1.14*).



De esta manera las fuerzas resultantes son las siguientes:

$$F_x = 0{,}25M\left(RAO_{surge}\cdot A_{ola}\cdot\left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 + RAO_{pitch}\cdot A_{ola}\cdot\left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 \cdot\left(h_{0{,}25M} - h_{flotación}\right)\right) + 0{,}75M\left(RAO_{surge}\cdot A_{ola}\cdot\left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 + RAO_{pitch}\cdot A_{ola}\cdot\left(\frac{2\pi}{T}\right)^2\cdot\left(h_{0{,}75M} - h_{flotación}\right)\right)$$

$$F_y = 0{,}25M\left(RAO_{sway}\cdot A_{ola}\cdot\left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 + RAO_{roll}\cdot A_{ola}\cdot\left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 \cdot\left(h_{0{,}25M} - h_{flotación}\right)\right) + 0{,}75M\left(RAO_{sway}\cdot A_{ola}\cdot\left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 + RAO_{roll}\cdot A_{ola}\cdot\left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 \cdot\left(h_{0{,}75M} - h_{flotación}\right)\right)$$

$$F_z = M_{torre}\left(RAO_{heave}\cdot A_{ola}\cdot\left(\frac{2\pi}{T}\right)^2\right)$$

5.1.2. Cálculos referentes al soporte:

En el caso del soporte, al tener que estudiar las tensiones que se producen en él, no se puede considerar el soporte como masas puntuales, ya que se produciría una concentración de tensiones que no sería verdadera.

Para que esto no pase se dividirá el soporte en varios tramos y se calculará la fuerza de inercia de cada tramo considerándolo como una masa puntual y aplicándola en *Ramseries* como una carga repartida a lo largo de toda la superficie del tramo considerado.

Los tramos a considerar serán los siguientes:

CILINDRO	
Tramo	**Z (m)**
I	*5 a -2*
II	*-2 a -9*
III	*-9 a -16*
IV	*-16 a - 23*
V	*-23 a -30*
VI	*-30 a -37*
VII	*-37 a - 42*
VIII	*-42 a -47*

PATAS
A
B
C
D

La carga repartida para el cilindro y las patas se podrá aproximar de la siguiente manera:

- **Cilindro:**

$$Q = \frac{F}{A}$$

Donde,

$Q = carga\ repartida\ (kN/m^2)$

$A = area\ del\ tramo\ considerado\ (m^2)$

$$Q_x = \frac{M_{tramo\ cil.}}{A_{tramo\ cil.}}\left(RAO_{surge} \cdot A_{ola} \cdot \left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 + RAO_{pitch} \cdot A_{ola} \cdot \left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 \cdot \left(h_{CG\ tramo} - h_{flotación}\right)\right)$$

$$Q_y = \frac{M_{tramo\ cil.}}{A_{tramo\ cil.}}\left(RAO_{sway} \cdot A_{ola} \cdot \left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 + RAO_{roll} \cdot A_{ola} \cdot \left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 \cdot \left(h_{CG\ tramo} - h_{flotación}\right)\right)$$

$$Q_z = \frac{M_{tramo\ cil.}}{A_{tramo\ cil.}}\left(RAO_{heave} \cdot A_{ola} \cdot \left(\frac{2\pi}{T}\right)^2\right)$$

- **<u>Patas</u>:**

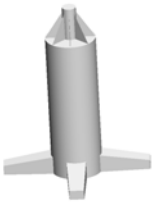
  En el caso de las patas las ecuaciones utilizadas para el cilindro no serán válidas ya que la posición centro de gravedad de las patas, no se encuentra en la vertical del centro de flotación.

  Las ecuaciones para las patas son las siguientes:

$$Q_x = \frac{M_{tramo\ cil.}}{A_{tramo\ cil.}}\left(RAO_{surge} \cdot A_{ola} \cdot \left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 + RAO_{pitch} \cdot A_{ola} \cdot \left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 \cdot \left(h_{CG\ tramo} - h_{flotación}\right)\right)$$

$$F_y = \frac{M_{tramo\ cil.}}{A_{tramo\ cil.}}\left(RAO_{sway} \cdot A_{ola} \cdot \left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 + RAO_{roll} \cdot A_{ola} \cdot \left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 \cdot \left(h_{CG\ tramo} - h_{flotación}\right)\right)$$

$$F_z = \frac{M_{tramo\ cil.}}{A_{tramo\ cil.}}\left(RAO_{heave} \cdot A_{ola} \cdot \left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 + RAO_{pitch} \cdot A_{ola} \cdot \left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 \cdot d_{CG_x} + RAO_{roll} \cdot A_{ola} \cdot \left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 \cdot d_{CG_y}\right)$$



5.2. Datos referentes al soporte

Datos cilindro					
Z (m)	**Peso acero (T)**	**Peso cemento (T)**	**TOTAL (T)**	**CG_ Z (m)**	**Superficie (m^2)**
0 a -2	*93,10*	*0,00*	*93,10*	*1,50*	*395,84*
-2 a -9	*93,10*	*0,00*	*93,10*	*-5,50*	*395,84*
-9 a -16	*93,10*	*0,00*	*93,10*	*-12,50*	*395,84*
-16 a - 23	*93,10*	*0,00*	*93,10*	*-19,50*	*395,84*
-23 a -30	*93,10*	*0,00*	*93,10*	*-26,50*	*395,84*
-30 a -37	*93,10*	*0,00*	*93,10*	*-33,50*	*395,84*
-37 a - 42	*66,50*	*3159,69*	*3226,19*	*-39,50*	*282,74*
-42 a -47	*66,50*	*3140,31*	*3206,81*	*-44,50*	*282,74*

Datos patas	
Peso pata (T)	*678,77*
CG_X/Y (m)	*±16,25*
CG_Z (m)	*-44,42*
Superficie patas (m^2)	*404,16*

5.3. Resultados

5.3.1. "Loadcase 1":

	Fuerzas inercia superestructura					
	Nacelle	Hub	Blades	3/4 Torre	1/4 Torre	Total
Fx (kN)	437,54	92,81	89,50	187,15	39,27	846,26
Fy (kN)	1,52	0,32	0,31	0,86	0,14	3,15
Fz (kN)	0,30	0,06	0,06	0,16	0,05	0,64
Mx (kN)	100,36	21,29	20,53	35,72	5,64	183,53
My (kN)	28925,65	6135,74	5916,61	7735,46	1623,14	50336,60
Mz (kN)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuerzas inercia cilindro (acero + cemento)						
Z (m)	Fx (kN)	Fx (kN/m^2)	Fy (kN)	Fy (kN/m^2)	Fz (kN)	Fz (kN/m^2)
0 a -2	49,55	0,13	0,17	0,00	0,09	0,00
-2 a -9	43,21	0,11	0,15	0,00	0,09	0,00
-9 a -16	36,87	0,09	0,13	0,00	0,09	0,00
-16 a - 23	30,54	0,08	0,11	0,00	0,09	0,00
-23 a -30	24,20	0,06	0,08	0,00	0,09	0,00
-30 a -37	17,86	0,05	0,06	0,00	0,09	0,00
-37 a - 42	430,62	1,52	1,52	0,01	2,95	0,01
-42 a -47	272,10	0,96	0,97	0,00	2,94	0,01

Fuerzas inercia patas (acero + cemento)						
Z (m)	Fx (kN)	Fx (kN/m^2)	Fy (kN)	Fy (kN/m^2)	Fz (kN)	Fz (kN/m^2)
Pata A	58,12	0,14	0,21	0,00	107,89	0,27
Pata B	58,12	0,14	0,21	0,00	-106,65	-0,26
Pata C	58,12	0,14	0,21	0,00	0,99	0,00
Pata D	58,12	0,14	0,21	0,00	0,25	0,00

5.3.2. "Loadcase 2":

	Fuerzas inercia superestructura					
	Nacelle	Hub	Blades	3/4 Torre	1/4 Torre	Total
Fx (kN)	437,54	92,81	89,50	187,15	39,27	846,26
Fy (kN)	1,52	0,32	0,31	0,86	0,14	3,15
Fz (kN)	0,30	0,06	0,06	0,16	0,05	0,64
Mx (kN)	100,36	21,29	20,53	35,72	5,64	183,53
My (kN)	28925,65	6135,74	5916,61	7735,46	1623,14	50336,60
Mz (kN)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuerzas inercia cilindro (acero + cemento)						
Z (m)	Fx (kN)	Fx (kN/m^2)	Fy (kN)	Fy (kN/m^2)	Fz (kN)	Fz (kN/m^2)
0 a -2	49,55	0,13	0,17	0,00	0,09	0,00
-2 a -9	43,21	0,11	0,15	0,00	0,09	0,00
-9 a -16	36,87	0,09	0,13	0,00	0,09	0,00
-16 a - 23	30,54	0,08	0,11	0,00	0,09	0,00
-23 a -30	24,20	0,06	0,08	0,00	0,09	0,00
-30 a -37	17,86	0,05	0,06	0,00	0,09	0,00
-37 a - 42	430,62	1,52	1,52	0,01	2,95	0,01
-42 a -47	272,10	0,96	0,97	0,00	2,94	0,01

Fuerzas inercia patas (acero + cemento)						
Z (m)	Fx (kN)	Fx (kN/m^2)	Fy (kN)	Fy (kN/m^2)	Fz (kN)	Fz (kN/m^2)
Pata A	58,12	0,14	0,21	0,00	107,89	0,27
Pata B	58,12	0,14	0,21	0,00	-106,65	-0,26
Pata C	58,12	0,14	0,21	0,00	0,99	0,00
Pata D	58,12	0,14	0,21	0,00	0,25	0,00

5.3.3. "Loadcase 3":

	Fuerzas inercia superestructura					
	Nacelle	Hub	Blades	3/4 Torre	1/4 Torre	Total
Fx (kN)	656,31	139,22	134,24	280,72	58,90	1269,40
Fy (kN)	2,28	0,48	0,47	1,30	0,20	4,73
Fz (kN)	0,45	0,10	0,10	0,24	0,08	0,96
Mx (kN)	150,54	31,93	30,79	53,58	8,46	275,30
My (kN)	43388,48	9203,62	8874,92	11603,19	2434,70	75504,90
Mz (kN)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuerzas inercia cilindro (acero + cemento)						
Z (m)	Fx (kN)	Fx (kN/m^2)	Fy (kN)	Fy (kN/m^2)	Fz (kN)	Fz (kN/m^2)
0 a -2	74,32	0,19	0,26	0,00	0,13	0,00
-2 a -9	64,82	0,16	0,23	0,00	0,13	0,00
-9 a -16	55,31	0,14	0,19	0,00	0,13	0,00
-16 a - 23	45,80	0,12	0,16	0,00	0,13	0,00
-23 a -30	36,30	0,09	0,13	0,00	0,13	0,00
-30 a -37	26,79	0,07	0,09	0,00	0,13	0,00
-37 a - 42	645,93	2,28	2,28	0,01	4,43	0,02
-42 a -47	408,15	1,44	1,46	0,01	4,40	0,02

Fuerzas inercia patas (acero + cemento)						
Z (m)	Fx (kN)	Fx (kN/m^2)	Fy (kN)	Fy (kN/m^2)	Fz (kN)	Fz (kN/m^2)
Pata A	87,18	0,22	0,31	0,00	161,83	0,40
Pata B	87,18	0,22	0,31	0,00	-159,97	-0,40
Pata C	87,18	0,22	0,31	0,00	1,49	0,00
Pata D	87,18	0,22	0,31	0,00	0,37	0,00

5.3.4. "Loadcase 4":

	Fuerzas inercia superestructura					
	Nacelle	Hub	Blades	3/4 Torre	1/4 Torre	Total
Fx (kN)	656,31	139,22	134,24	280,72	58,90	1269,40
Fy (kN)	2,28	0,48	0,47	1,30	0,20	4,73
Fz (kN)	0,45	0,10	0,09	0,24	0,08	0,96
Mx (kN)	150,54	31,93	30,79	53,58	8,46	275,30
My (kN)	43388,48	9203,62	8874,92	11603,19	2434,70	75504,90
Mz (kN)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuerzas inercia cilindro (acero + cemento)						
Z (m)	Fx (kN)	Fx (kN/m^2)	Fy (kN)	Fy (kN/m^2)	Fz (kN)	Fz (kN/m^2)
0 a -2	74,32	0,19	0,26	0,00	0,13	0,00
-2 a -9	64,82	0,16	0,23	0,00	0,13	0,00
-9 a -16	55,31	0,14	0,19	0,00	0,13	0,00
-16 a - 23	45,80	0,12	0,16	0,00	0,13	0,00
-23 a -30	36,30	0,09	0,13	0,00	0,13	0,00
-30 a -37	26,79	0,07	0,09	0,00	0,13	0,00
-37 a - 42	645,93	2,28	2,28	0,01	4,43	0,02
-42 a -47	408,15	1,44	1,46	0,01	4,40	0,02

Fuerzas inercia patas (acero + cemento)						
Z (m)	Fx (kN)	Fx (kN/m^2)	Fy (kN)	Fy (kN/m^2)	Fz (kN)	Fz (kN/m^2)
Pata A	87,18	0,22	0,31	0,00	161,83	0,40
Pata B	87,18	0,22	0,31	0,00	-159,97	-0,40
Pata C	87,18	0,22	0,31	0,00	1,49	0,00
Pata D	87,18	0,22	0,31	0,00	0,37	0,00

5.3.5. "Loadcase 5":

	Fuerzas inercia superestructura					
	Nacelle	Hub	Blades	3/4 Torre	1/4 Torre	Total
Fx (kN)	502,81	106,66	102,85	221,92	51,22	985,46
Fy (kN)	0,75	0,16	0,15	0,43	0,06	1,55
Fz (kN)	0,54	0,11	0,11	0,28	0,09	1,14
Mx (kN)	49,27	10,45	10,08	17,62	2,62	90,04
My (kN)	33240,90	7051,10	6799,27	9172,61	2117,11	58381,00
Mz (kN)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuerzas inercia cilindro (acero + cemento)						
Z (m)	Fx (kN)	Fx (kN/m^2)	Fy (kN)	Fy (kN/m^2)	Fz (kN)	Fz (kN/m^2)
0 a -2	69,12	0,17	0,08	0,00	0,15	0,00
-2 a -9	62,88	0,16	0,07	0,00	0,15	0,00
-9 a -16	56,64	0,14	0,05	0,00	0,15	0,00
-16 a - 23	50,40	0,13	0,04	0,00	0,15	0,00
-23 a -30	44,16	0,11	0,03	0,00	0,15	0,00
-30 a -37	37,92	0,10	0,02	0,00	0,15	0,00
-37 a - 42	1128,86	3,99	0,37	0,00	5,25	0,02
-42 a -47	968,58	3,43	0,09	0,00	5,22	0,02

Fuerzas inercia patas (acero + cemento)						
Z (m)	Fx (kN)	Fx (kN/m^2)	Fy (kN)	Fy (kN/m^2)	Fz (kN)	Fz (kN/m^2)
Pata A	205,54	0,51	0,02	0,00	106,70	0,26
Pata B	205,54	0,51	0,02	0,00	-104,49	-0,26
Pata C	205,54	0,51	0,02	0,00	1,30	0,00
Pata D	205,54	0,51	0,02	0,00	0,91	0,00

5.3.6. "Loadcase 6":

	Fuerzas inercia superestructura					
	Nacelle	Hub	Blades	3/4 Torre	1/4 Torre	Total
Fx (kN)	502,81	106,66	102,85	221,92	51,22	985,46
Fy (kN)	0,75	0,16	0,15	0,43	0,06	1,55
Fz (kN)	0,54	0,11	0,11	0,28	0,09	1,13
Mx (kN)	49,27	10,45	10,08	17,62	2,62	90,04
My (kN)	33240,90	7051,10	6799,27	9172,61	2117,11	58381,00
Mz (kN)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuerzas inercia cilindro (acero + cemento)						
Z (m)	Fx (kN)	Fx (kN/m^2)	Fy (kN)	Fy (kN/m^2)	Fz (kN)	Fz (kN/m^2)
0 a -2	69,12	0,17	0,08	0,00	0,15	0,00
-2 a -9	62,88	0,16	0,07	0,00	0,15	0,00
-9 a -16	56,64	0,14	0,05	0,00	0,15	0,00
-16 a - 23	50,40	0,13	0,04	0,00	0,15	0,00
-23 a -30	44,16	0,11	0,03	0,00	0,15	0,00
-30 a -37	37,92	0,10	0,02	0,00	0,15	0,00
-37 a - 42	1128,86	3,99	0,37	0,00	5,25	0,02
-42 a -47	968,58	3,43	0,09	0,00	5,22	0,02

Fuerzas inercia patas (acero + cemento)						
Z (m)	Fx (kN)	Fx (kN/m^2)	Fy (kN)	Fy (kN/m^2)	Fz (kN)	Fz (kN/m^2)
Pata A	205,54	0,51	0,02	0,00	106,70	0,26
Pata B	205,54	0,51	0,02	0,00	-104,49	-0,26
Pata C	205,54	0,51	0,02	0,00	1,30	0,00
Pata D	205,54	0,51	0,02	0,00	0,91	0,00

5.3.7. "Loadcase 7":

	Fuerzas inercia superestructura					
	Nacelle	Hub	Blades	3/4 Torre	1/4 Torre	Total
Fx (kN)	628,51	133,32	128,56	277,40	64,03	1231,82
Fy (kN)	0,93	0,20	0,19	0,53	0,08	1,93
Fz (kN)	0,67	0,14	0,14	0,35	0,12	1,42
Mx (kN)	61,59	13,06	12,60	22,02	3,28	112,54
My (kN)	41551,12	8813,87	8499,09	11465,76	2646,39	72976,24
Mz (kN)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuerzas inercia cilindro (acero + cemento)						
Z (m)	Fx (kN)	Fx (kN/m^2)	Fy (kN)	Fy (kN/m^2)	Fz (kN)	Fz (kN/m^2)
0 a -2	86,40	0,22	0,10	0,00	0,19	0,00
-2 a -9	78,60	0,20	0,08	0,00	0,19	0,00
-9 a -16	70,80	0,18	0,07	0,00	0,19	0,00
-16 a - 23	63,00	0,16	0,05	0,00	0,19	0,00
-23 a -30	55,20	0,14	0,04	0,00	0,19	0,00
-30 a -37	47,41	0,12	0,03	0,00	0,19	0,00
-37 a - 42	1411,08	4,99	0,46	0,00	6,56	0,02
-42 a -47	1210,73	4,28	0,11	0,00	6,52	0,02

Fuerzas inercia patas (acero + cemento)						
Z (m)	Fx (kN)	Fx (kN/m^2)	Fy (kN)	Fy (kN/m^2)	Fz (kN)	Fz (kN/m^2)
Pata A	256,92	0,64	0,02	0,00	133,37	0,33
Pata B	256,92	0,64	0,02	0,00	-130,61	-0,32
Pata C	256,92	0,64	0,02	0,00	1,62	0,00
Pata D	256,92	0,64	0,02	0,00	1,14	0,00

5.3.8. "Loadcase 8":

	Fuerzas inercia superestructura					
	Nacelle	Hub	Blades	3/4 Torre	1/4 Torre	Total
Fx (kN)	628,51	133,32	128,56	277,40	64,03	1231,82
Fy (kN)	0,93	0,20	0,19	0,53	0,08	1,93
Fz (kN)	0,67	0,14	0,14	0,35	0,12	1,42
Mx (kN)	61,59	13,06	12,60	22,02	3,28	112,54
My (kN)	41551,12	8813,87	8499,09	11465,76	2646,39	72976,24
Mz (kN)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuerzas inercia cilindro (acero + cemento)						
Z (m)	Fx (kN)	Fx (kN/m^2)	Fy (kN)	Fy (kN/m^2)	Fz (kN)	Fz (kN/m^2)
0 a -2	86,40	0,22	0,10	0,00	0,19	0,00
-2 a -9	78,60	0,20	0,08	0,00	0,19	0,00
-9 a -16	70,80	0,18	0,07	0,00	0,19	0,00
-16 a - 23	63,00	0,16	0,05	0,00	0,19	0,00
-23 a -30	55,20	0,14	0,04	0,00	0,19	0,00
-30 a -37	47,41	0,12	0,03	0,00	0,19	0,00
-37 a - 42	1411,08	4,99	0,46	0,00	6,56	0,02
-42 a -47	1210,73	4,28	0,11	0,00	6,52	0,02

Fuerzas inercia patas (acero + cemento)						
Z (m)	Fx (kN)	Fx (kN/m^2)	Fy (kN)	Fy (kN/m^2)	Fz (kN)	Fz (kN/m^2)
Pata A	256,92	0,64	0,02	0,00	133,37	0,33
Pata B	256,92	0,64	0,02	0,00	-130,61	-0,32
Pata C	256,92	0,64	0,02	0,00	1,62	0,00
Pata D	256,92	0,64	0,02	0,00	1,14	0,00

5.3.9. "Loadcase 9":

	Fuerzas inercia superestructura					
	Nacelle	Hub	Blades	3/4 Torre	1/4 Torre	Total
Fx (kN)	712,13	151,06	145,66	345,96	100,70	1455,52
Fy (kN)	0,33	0,07	0,07	0,18	0,04	0,68
Fz (kN)	15,58	3,31	3,31	8,15	2,72	33,06
Mx (kN)	21,54	4,57	4,41	7,32	1,83	39,67
My (kN)	47078,87	9986,43	9629,77	14299,79	4162,41	85157,26
Mz (kN)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuerzas inercia cilindro (acero + cemento)						
Z (m)	Fx (kN)	Fx (kN/m^2)	Fy (kN)	Fy (kN/m^2)	Fz (kN)	Fz (kN/m^2)
0 a -2	154,18	0,39	0,07	0,00	4,40	0,01
-2 a -9	150,17	0,38	0,06	0,00	4,40	0,01
-9 a -16	146,16	0,37	0,06	0,00	4,40	0,01
-16 a - 23	142,15	0,36	0,06	0,00	4,40	0,01
-23 a -30	138,15	0,35	0,06	0,00	4,40	0,01
-30 a -37	134,14	0,34	0,06	0,00	4,40	0,01
-37 a - 42	4529,14	16,02	1,89	0,01	152,35	0,54
-42 a -47	4403,31	15,57	1,82	0,01	151,43	0,54

Fuerzas inercia patas (acero + cemento)						
Z (m)	Fx (kN)	Fx (kN/m^2)	Fy (kN)	Fy (kN/m^2)	Fz (kN)	Fz (kN/m^2)
Pata A	932,36	2,31	0,39	0,00	99,89	0,25
Pata B	932,36	2,31	0,39	0,00	-35,79	-0,09
Pata C	932,36	2,31	0,39	0,00	32,09	0,08
Pata D	932,36	2,31	0,39	0,00	32,02	0,08

ANEXO VIII

Diseño conceptual y cálculos preliminares del soporte

1. Cálculo preliminar analítico:

1.1. Descripción del problema

Para realizar el cálculo analítico se estudiará el soporte como un modelo simplificado de barras. Al no ser la torre del soporte obteto de estudio, las cargas debidas a la fuerza del viento en la torre y en el "nacelle" se aplicarán en la base del soporte considerando todas las fuerzas y momentos.

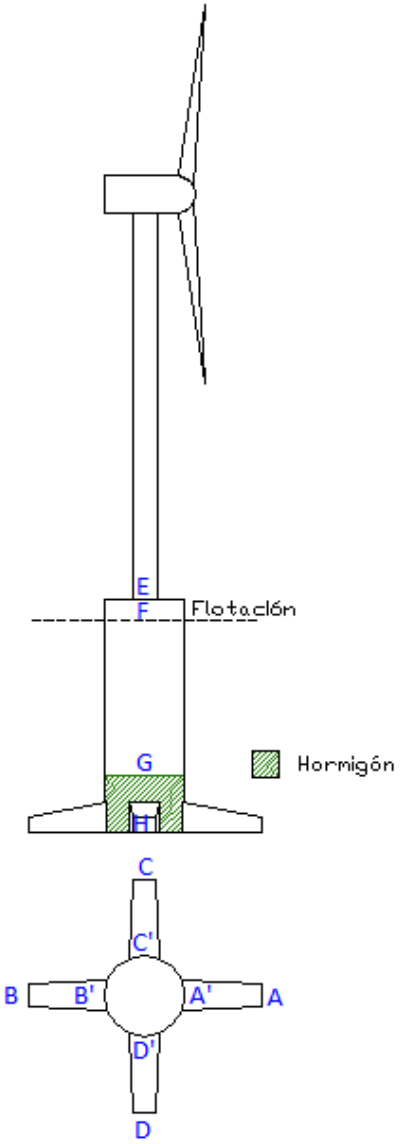


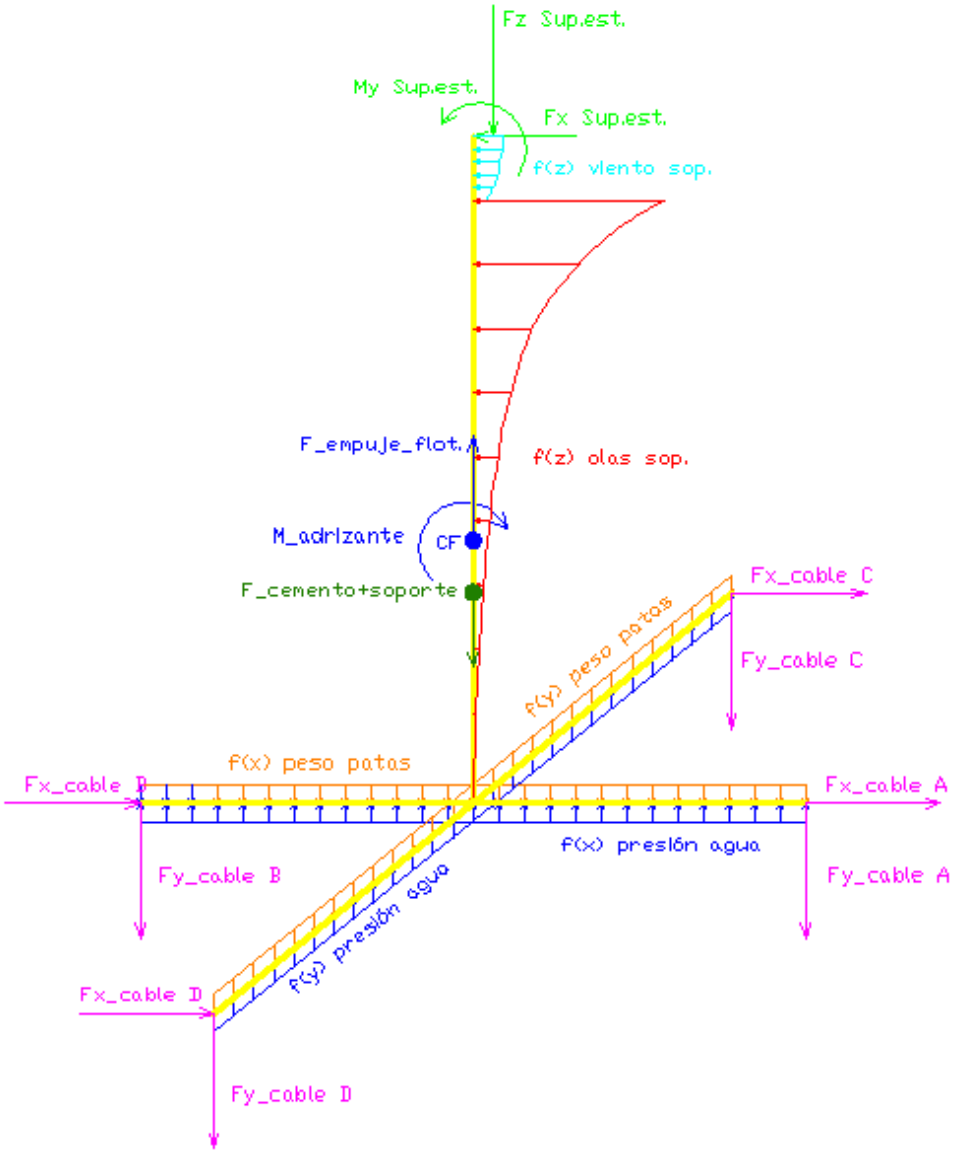
Imagen 1.1 Anexo VIII: Modelo preliminar

* *<u>Nota</u>: En el diseño final se incluye hormigón en las patas.*

1.2. Restricciones y cargas del soporte

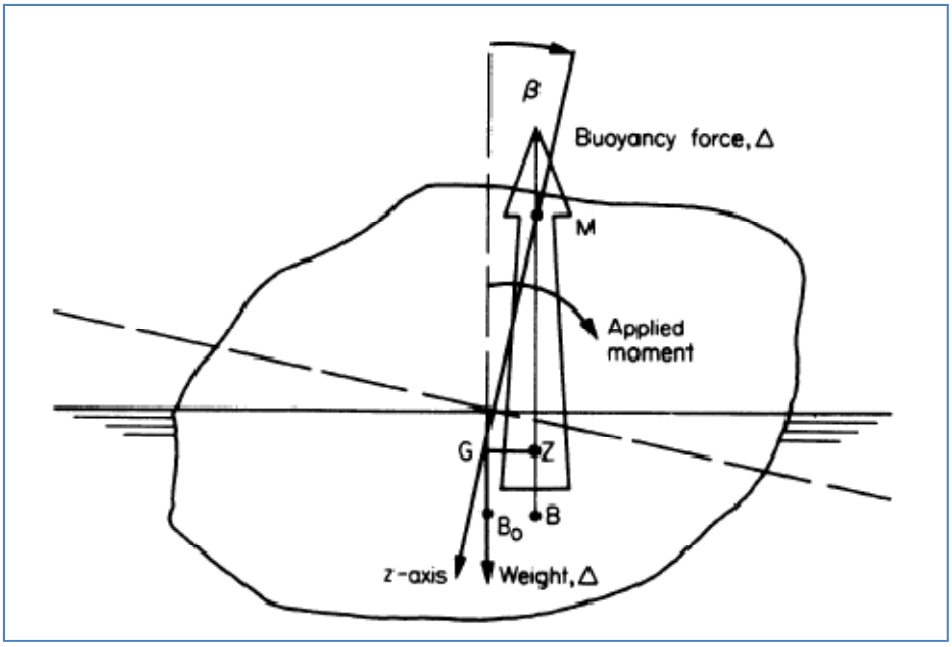
A la hora de considerar las cargas que van a actuar en el soporte solo se tendrán en cuenta las situaciones en las que todas las cargas tengan la misma dirección ya que se considera que este es el caso más desfavorable. Para un estudio completo se deberían considerar las diferentes cargas que puede haber en las diferentes situaciones, pero al tratarse de un cálculo preliminar no es necesario.

En el cálculo preliminar no se considerarán las fuerzas de inercia, por lo que se aumentara una factor se seguridad en la estructura de un 20%.



1.3. Cálculos hidrostáticos y de estabilidad

Para poder realizar un estudio del comportamiento real de la estructura en la mar será necesario realizar un cálculo de la curva de brazos adrizantes (*GZ*) de la estructura.



En condiciones de equilibrio el centro de flotación y el centro de gravedad se encuentran en la misma línea vertical, pero cuando un momento es generado sobre el soporte este sufre una escora desplazándose su centro de empuje. Al desplazarse, se genera un momento contrario al generado sobre la estructura debido a la distancia GZ y la fuerza de flotación:

$$M = GZ \cdot \Delta$$

La curva de brazos adrizantes viene definida por:

$$GZ = GM \cdot sin \propto$$

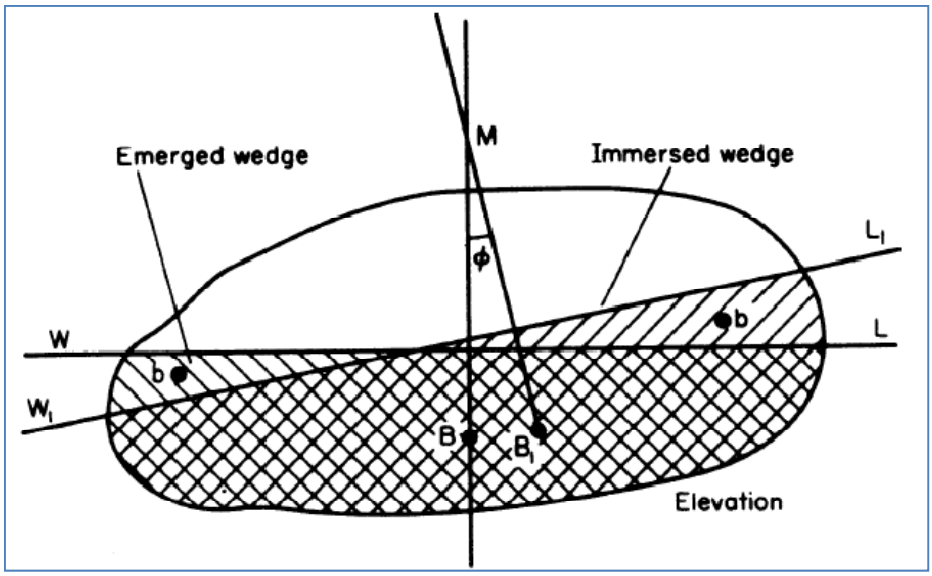
Donde,

$GZ = Brazo\ adrizante$

$GM = altura\ metecéntrica$

$\propto = ángulo\ de\ escora$

La altura metacéntrica se puede definir como la distancia entre el centro de gravedad del cuerpo flotante y su metacentro. Donde el metacentro es el punto donde intersecan el plano diametral del buque y la vertical trazada desde el centro de carena, cuando éste último ha sido desplazado a causa de una escora.



$$GM = KB + BM - KG$$

$KB = posición\ vertical\ del\ centro\ de\ empuje$

$BM = distáncia\ entre\ el\ centro\ de\ empuje\ y\ el\ metacéntro$:

$$BM = \frac{I}{\nabla_{sub}}$$

$KG = posición\ vertical\ del\ centro\ de\ gravedad$

Cómo se puede observar, la altura metacéntrica depende directamente de la inclinación de la estructura, ya que al variar la inclinación aumenta el área de flotación y también su inercia.

Para el cálculo de la curva de brazos adrizantes se utilizará la teoría de pequeños ángulos para variaciones incrementales de *5º* al ser muy poca la variación del brazo adrizante para incrementos tan pequeños.

Al estudiar la estabilidad de la estructura para ángulos pequeños, se puede considerar que *KB* y *KG* son constantes para cualquiera de los ángulos estudiados ya que la variación que sufren es muy poca comparándolo con la altura metacéntrica.

1.4. Cálculo del momento adrizante y fuerza de los cables

En el caso de que la estructura estuviese flotando sin ninguna restricción de los cables, el momento adrizante solo dependería de las cargas a las que está sometido el soporte.

Al tener unos cables tirando de las patas del soporte, cuando este escore, no solo se producirá un momento adrizante sino que también se producirá un momento debido a la variación de la longitud de los cables.

Si consideramos como punto de referencia la parte inferior del soporte, la ecuación de los momentos para ese punto será la siguiente:

$$\sum M_H = M_{sup.est.} + F_{sup.est.} \cdot d_{HE} + \int_F^E \int_F^E f(z)_{viento_{soporte}} \cdot dz + d_{HF} \cdot \int_F^E f(z)_{viento_{soporte}} \cdot dz + \int_H^F \int_H^H f(z)_{olas_{soporte}} \cdot dz - M_{adrizante} - d_{HA} \cdot 4 \cdot \delta F_{cable}$$

* *<u>Nota</u>: $d_{HA} \cdot 4 \cdot \delta F_{cable}$, es equivalente al momento de cuatro cables (dos cables por pata).*

La variación de la fuerza de los cables para ángulos de escora pequeños vendrá determinada por:

$$\delta F_{cable} = k_{cable} \cdot d_{HA} \cdot sin \propto_{escora}$$

Al haber una ecuación y dos incógnitas (momento adrizante y fuerza de los cables), para realizar el cálculo se hará mediante iteraciones hasta llegar a la convergencia.

1.5. Cálculo de los diagramas de esfuerzos

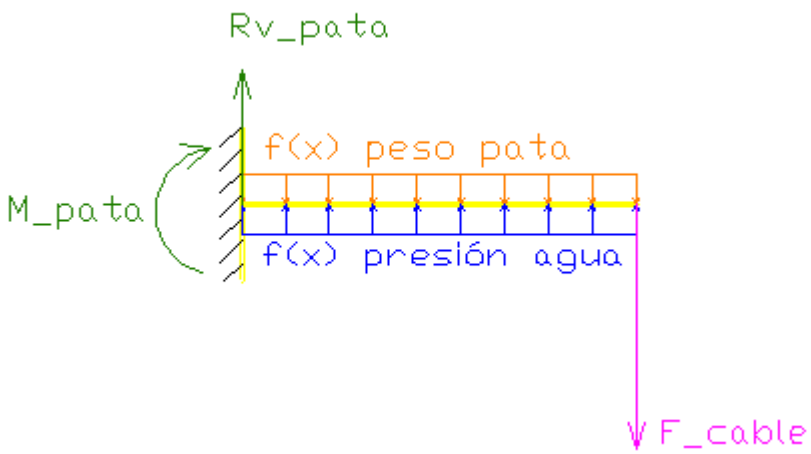
A la hora de realizar el cálculo de los diagramas de esfuerzos de deberán tener en cuenta diferentes consideraciones referentes al modelo de barras:

1.5.1. Diagramas de esfuerzos de las patas:

A la hora de calcular los diagramas de esfuerzos en las patas se debe tener en cuenta que su longitud vendrá determinada por el radio del cilindro. De esta manera su longitud total será:

$$l_{pata} = d_{HA} - R_{cilindro} = d_{A'A}$$

Al ser todas las patas iguales, esta ecuación será válida para todas las patas.



La pata se puede asumir que se comporta como una viga en voladizo, por lo que se cumple que:

$$R_{v_{pata}} = \int_0^{l_{pata}} \left(f(x)_{peso_{pata}} - f(x)_{presión_{agua}} \right) dx - F_{cable}$$

$$M_{pata} = -\int_0^{l_{pata}} \int_0^{l_{pata}} \left(f(x)_{peso_{pata}} - f(x)_{presión_{agua}} \right) dx + F_{cable} \cdot l_{pata}$$

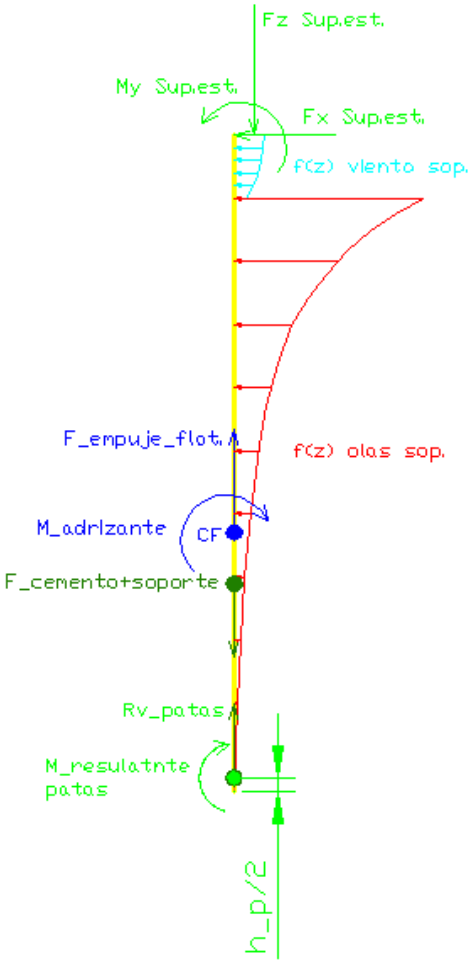
1.5.2. Diagramas de esfuerzos en el cilindro:

Como ya se ha comentado a la hora de calcular los diagramas de esfuerzos en el cilindro, se aplicarán las reacciones de las patas. Estas reacciones se aplicarán a la parte inferior de la barra que representa el cilindro.

Realmente, para hacer un cálculo más preciso, se debería estudiar cómo influyen las reacciones al cilindro en función de la sección de la pata, pero al estar realizando un cálculo preliminar a modo general, la aproximación se dará por buena.

En caso de hacer un estudio más detallado del cilindro a nivel de tensiones locales, si que se debería considerar el efecto real del acoplamiento patas-cilindro.

El esquema equivalente sería el siguiente:

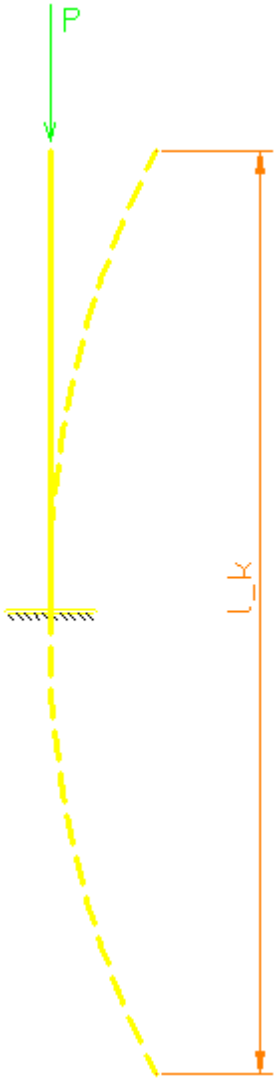


1.6. Coeficiente de esbeltez y flecha máxima

1.6.1. Coeficiente de esbeltez:

El coeficiente de esbeltez es un factor adimensional que proporciona lo propensa de flectar que está una estructura sometida a compresión

Dependiendo del tipo de soporte, este coeficiente variará. Para el caso del soporte, se considerará una viga empotrada libre sometida a compresión. Todo y no ser una aproximación exacta, dará una idea muy clara de lo propensa que es la estructura de flectar.



$$l_k = 2 \cdot l$$

$$\lambda = \frac{l_k}{i}$$

$$i = \sqrt{\frac{I_{eje}}{A_{sección}}}$$

Donde,

$l_k = longitud\ de\ pandeo$

$\lambda = coeficiente\ de\ esbeltez$

$i = radio\ de\ giro$

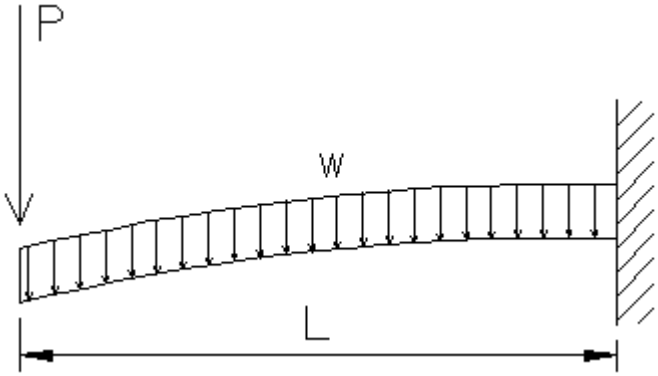
Para soportes cuyo grado de importancia estructural es relativamente elevado se aconseja que el coeficiente de esbeltez no sea superior a 200.

1.6.2. Flecha máxima:

- **Patas del soporte:**

La flecha que se produce en las patas del cilindro se puede aproximar como si la pata fuese una viga en voladizo.

Para el caso de una viga en voladizo la flecha máxima se puede aproximar como:



$$y_{máx} = \frac{1}{8} \cdot \frac{w \cdot l_{pata}^4}{E \cdot I} + \frac{P \cdot l_{pata}^3}{3EI}$$

Todo y no tratarse de una carga completamente uniforme, la variación de la carga no es muy elevada, por lo que se puede considerar la carga media a lo largo de la estructura.

En base a otros proyectos realizados, la flecha máxima que deberán soportar las patas se ha fijado a un valor del 0,*5%* de la longitud de las patas.

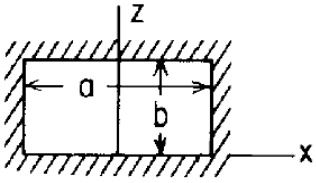
* *Nota: En caso de que la sección no sea uniforme se hará el cálculo para la sección media.*

- **Plancha de las patas:**

En el caso de la plancha la flecha máxima se fijará a un valor no superior al 3% del ancho de la plancha.

Para realizar este cálculo se pueden realizar diferentes aproximaciones. Las tablas que se han utilizado para este caso, se pueden consultar en la *ref. 1.6*:

Para el caso de la plancha de la pata, la flecha máxima se puede aproximar de la siguiente manera:



$$y_{máx} = \frac{\alpha \cdot q \cdot b^4}{E \cdot e^3}$$

a/b	1.0	1.2	1.4	1.6	1.8	2.0	∞
β_1	0.3078	0.3834	0.4356	0.4680	0.4872	0.4974	0.5000
β_2	0.1386	0.1794	0.2094	0.2286	0.2406	0.2472	0.2500
α	0.0138	0.0188	0.0226	0.0251	0.0267	0.0277	0.0284

La ecuación considera que la plancha está sometida a una presión constante y empotrada para cada uno de sus lados.

Para la realización del cálculo se considerará una presión constante para todas las planchas del cilindro, cuyo valor será el correspondiente a la presión del agua para el calado máximo.

La distancia “a” y “b” vendrá determinada por los refuerzos que haya en las patas. En caso de no haber refuerzos corresponderá a las diferentes dimensiones de las planchas que forman la patas.

1.7. Cálculo de las tensiones

Para evaluar los esfuerzos se usará la norma de Von Misses:

$$\sigma = \sqrt{{\sigma_{normal}}^2 + {\sigma_{presión}}^2 + 3 \cdot \tau^2}$$

1.7.1. Tensiones en el cilindro:

Para el caso del cilindro las tensiones se podrán calcular de la siguiente manera:

* *Nota: Todas las ecuaciones están dadas para el caso más desfavorable.*

- **Tensión normal:**

$$\sigma_{normal} = \frac{N}{A} + \frac{M_y \cdot R_{cilindro}}{I_y}$$

Donde,

$N = Esfuerzo\ axil\ (kN)$

$A = sección\ cilindro\ (m^2)$

$M_y = momento\ flector\ (kN \cdot m)$

$I_y = inercia\ cilindro\ (m^4)$

- **Tensión por presión:**

Para cilindros huecos cuyo espesor de chapa es muy pequeño la tensión por presión se puede aproximar de la siguiente manera:

$$\sigma_{presión} = \frac{Q \cdot R_{cilindro}}{e}$$

Donde,

$Q = presión\ (kPa)$

$e = espesor\ cilindro\ (m)$

* *Nota: En el caso que el cilindro este relleno de hormigón se considerará la tensión por presión nula. Esto es debido a que la tensión que puede absorber el hormigón es mucho más grande que la presión para el calado de trabajo del soporte.*

- **Tensión cortante:**

$$\tau = \frac{V \cdot M_e}{e \cdot I_x}$$

Donde,

$V = esfuerzo\ cortante\ (kN)$

$M_e = momento\ estático\ (m^3)$

Para el caso de un cilindro hueco de poco espesor la tensión cortante se puede aproximar como:

$$\tau = 2 \cdot \frac{V}{A}$$

En el caso de haber refuerzos él para el cálculo del momento estático y el momento de inercia se deberán tener en cuenta, por lo que la última ecuación ya no será válida y se tendrá que utilizar la primera.

1.7.2. Tensiones en las patas:

Para realizar el cálculo de las tensiones en las patas se cogerá como sección de referencia la más próxima al cilindro. Como que a medida que la sección se va alejando del cilindro, los esfuerzos son mucho menores, todo y disminuir un poco la sección, las tensiones no serán críticas. Esto se puede comprobar en el *capítulo 2* de este mismo Anexo.

De este modo a la hora de realizar los cálculos se puede aproximar que a lo largo de la pata, habrá una sección constante de dimensiones iguales a la sección a la sección más próxima al cilindro.

- **Tensión normal:**

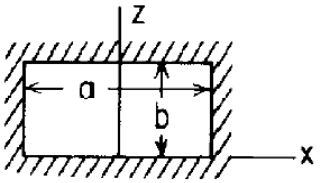
$$\sigma_{normal} = \frac{N}{A} + \frac{M_y \cdot h}{2 \cdot I_y}$$

Donde,

$h = altura\ de\ la\ pata$

- **<u>Tensión por presión</u>:**

Al igual que para la flecha, para el cálculo de las tensiones se ha considerado una plancha empotrada cuyas ecuaciones se pueden consultar en la *ref. 1.6*:



$$\sigma_{máx} = \frac{\beta_2 \cdot q \cdot b^2}{e^2}$$

a/b	1.0	1.2	1.4	1.6	1.8	2.0	∞
β_1	0.3078	0.3834	0.4356	0.4680	0.4872	0.4974	0.5000
β_2	0.1386	0.1794	0.2094	0.2286	0.2406	0.2472	0.2500
α	0.0138	0.0188	0.0226	0.0251	0.0267	0.0277	0.0284

La ecuación considera que la plancha está sometida a una presión constante y empotrada para cada uno de sus lados.

Para la realización del cálculo se considerará una presión constante para todas las planchas del cilindro, cuyo valor será el correspondiente a la presión del agua para el calado máximo.

La distancia “a” y “b” vendrá determinada por los refuerzos que haya en las patas. En caso de no haber refuerzos corresponderá a las diferentes dimensiones de las planchas que forman la patas (h, w, l_{pata}).

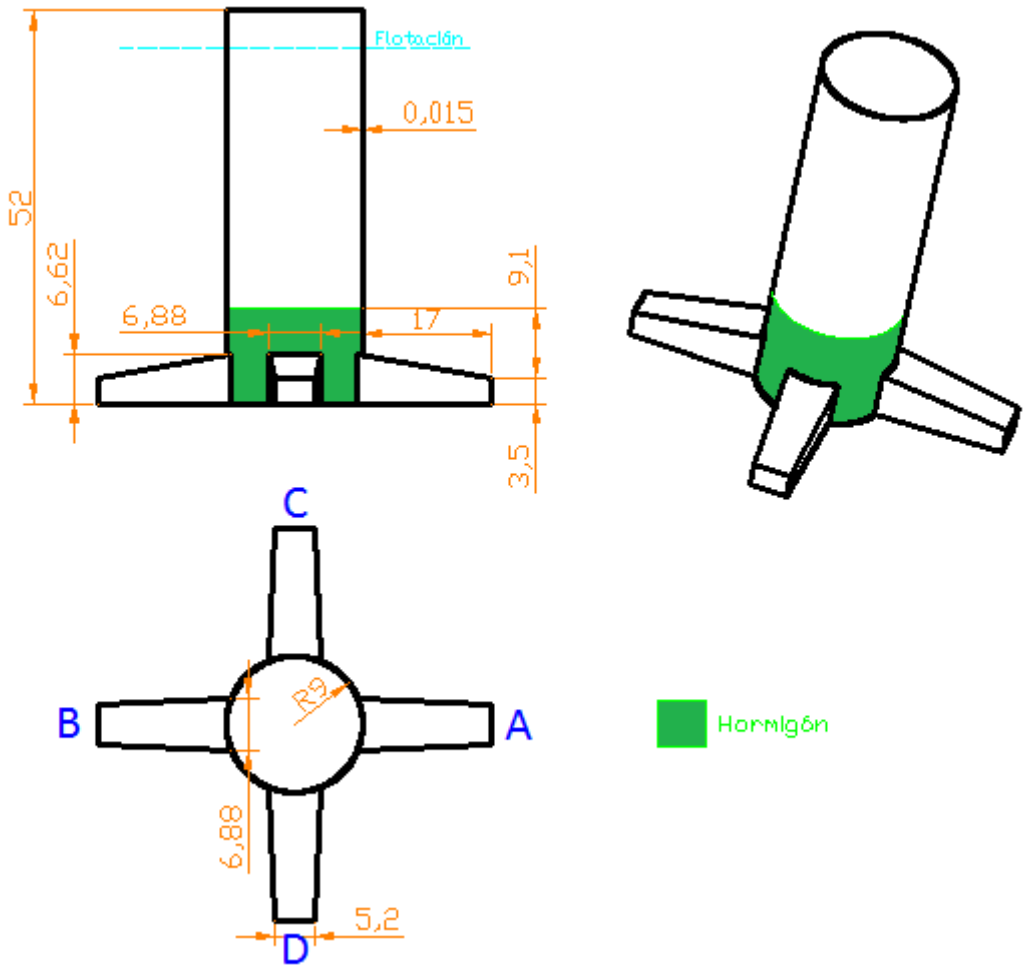
- **<u>Tensión cortante</u>:**

$$\tau = \frac{V \cdot M_e}{e \cdot I_x}$$

En el caso de haber refuerzos él para el cálculo del momento estático y el momento de inercia se deberán tener en cuenta.

2. Dimensionamiento preliminar I:

2.1. Dimensiones básicas del soporte



2.2. Datos básicos de la estructura

2.2.1. Pesos y centros de gravedad:

Elemento	Peso	Centro de gravedad (m)		
		X	Y	Z
Nacelle	330,00	-0,16	0,00	83,05
Hub	70,00	8,25	0,00	83,25
Blades	67,50	8,25	0,00	83,25
Tower	230,00	0,00	0,00	42,00
Soporte	621,18	0,00	0,00	-30,92
Cemento cilindro	8216,00	0,00	0,00	-40,7

2.2.2. Flotación:

Flotación		
Fuerza de empuje (T)		14411,07
Centro de empuje (m)	X	0,00
	Y	0,00
	Z	-26,69

2.2.3. Tensión inicial de los cables:

Cables		
Fuerza (T)		4876,40
Punto de aplicación (m)	X	0,00
	Y	0,00
	Z	-47,00

2.2.4. Características del hormigón:

Para el primer dimensionamiento no se ha utilizado ningún hormigón específico, sino que se ha aprovechado los datos del hormigón referentes al proyecto *TLP_1*.

Según el proyecto la densidad de hormigón utilizado es:

$$\rho_{hormigón} = 2{,}56\ T/m^3$$

2.2.5. Características del acero:

El acero que se va a utilizar es acero de calidad naval *"A" S275JO* cuyas características principales son las siguientes:

Características acero S275JO

% C máximo	*0,18*
% Mn máximo	*1,50*
% Si máximo	*0,00*
% S máximo	*0,04*
% P máximo	*0,04*
Límite elástico	*275 N/mm^2*
Resistencia máxima a la tracción	*430-589 N/mm^2*
Densidad	*7850 kg/m^3*

2.2.6. Cálculos hidrostáticos y de estabilidad:

Escora (º)	KB (m)	BM (m)	KG (m)	GM (m)	GZ (m)
0	*20,32*	*94,23*	*9,93*	*104,62*	*0,00*
5	*20,32*	*94,96*	*9,93*	*105,35*	*9,18*
10	*20,32*	*100,19*	*9,93*	*110,57*	*19,20*
15	*20,32*	*108,25*	*9,93*	*118,64*	*30,71*
20	*20,32*	*120,81*	*9,93*	*131,19*	*44,87*
25	*20,32*	*139,67*	*9,93*	*150,06*	*63,42*
30	*20,32*	*167,53*	*9,93*	*177,92*	*88,96*

2.3. Cargas estructurales

Todas las cargas aquí presentes se han calculado con los factores de seguridad impuestos por la normativa DNV.

2.3.1. Resumen de las cargas de la superestructura:

Cargas superestructura (Z=5 m)	
Fx (kN)	*1026,45*
Fy (kN)	*0,00*
Fz (kN)	*6842,48*
Mx (kN·m)	*0,00*
My (kN·m)	*84212,41*
Mz (kN·m)	*0,00*

2.3.2. Cargas en el cilindro:

- **Distribución del peso propio del cilindro:**

PESO ACERO	
Z (m)	**Peso (T)**
5,00	0,00
0,00	67,87
-5,00	101,17
-10,00	134,48
-15,00	167,79
-20,00	201,10
-25,00	234,40
-26,69	245,60
-30,00	267,71
-33,00	287,70
-37,00	314,34
-40,00	334,33
-41,00	340,99
-42,00	347,65
-44,00	360,97
-45,00	377,60
-47,00	410,86

- **Distribución del peso propio del cemento:**

PESO CEMENTO	
Z	**Peso (T)**
-34,40	0,00
-37,00	1695,37
-40,00	3651,56
-41,00	4303,62
-42,00	4955,68
-44,00	6259,81
-45,00	6911,87
-47,00	8216,00

- **Cargas ambientales:**

Consultar *Anexo IV.*

2.3.3. Cálculo del momento adrizante y fuerza de los cables:

Momento adrizante

Escora (º)	*0,91 º*
Momento (kN·m)	*269910,03*

Fuerzas de los cables

F. cable "A" (kN)	*13520,80*
F. cable "B" (kN)	*10397,92*
F. cable "C" (kN)	*11959,36*
F. cable "D" (kN)	*11959,36*

2.3.4. Cargas en las patas:

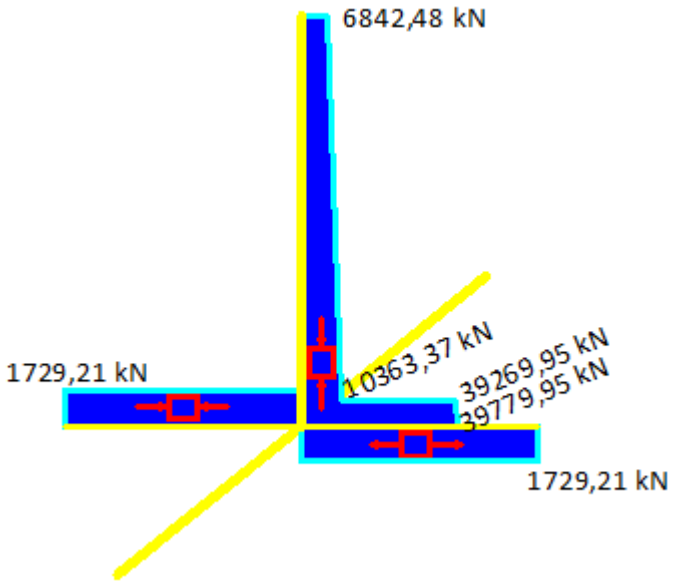
Las cargas en las patas debidas al peso propio y la presión del agua serán iguales para todas las patas. La única diferencia para cada pata será la tensión que ejercen los cables en cada una de ellas (*mirar apartado anterior*).

PESO ACERO	
X (m)	***Fuerza (kN)***
9	*515,80*
12	*361,88*
15	*278,57*
18	*200,80*
21	*128,56*
24	*61,86*
26	*0,00*

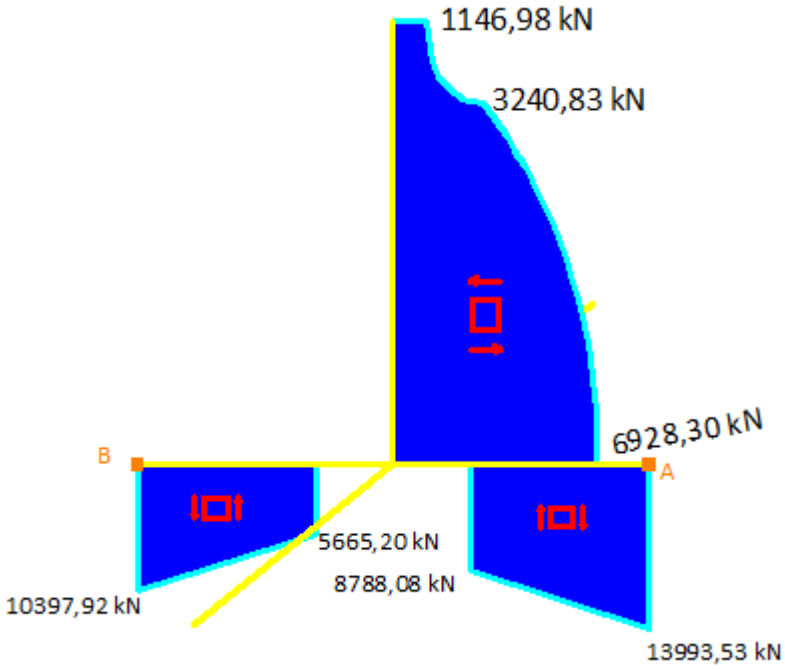
Empuje del agua	
X (m)	***Fuerza (kN)***
9	*5248,52*
12	*3913,32*
15	*2827,95*
18	*1885,01*
21	*1075,73*
24	*391,28*
26	*0,00*

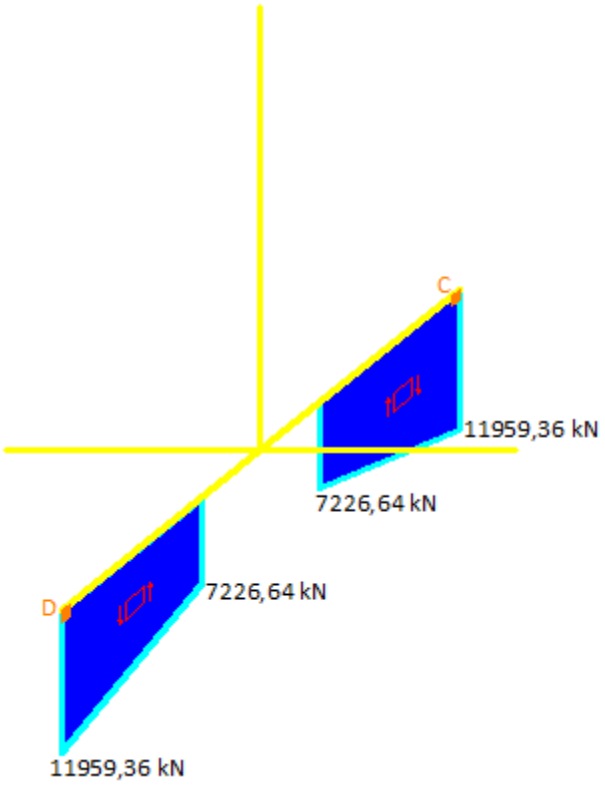
2.4. *Diagramas de esfuerzos*

2.4.1. Esfuerzos axiles:

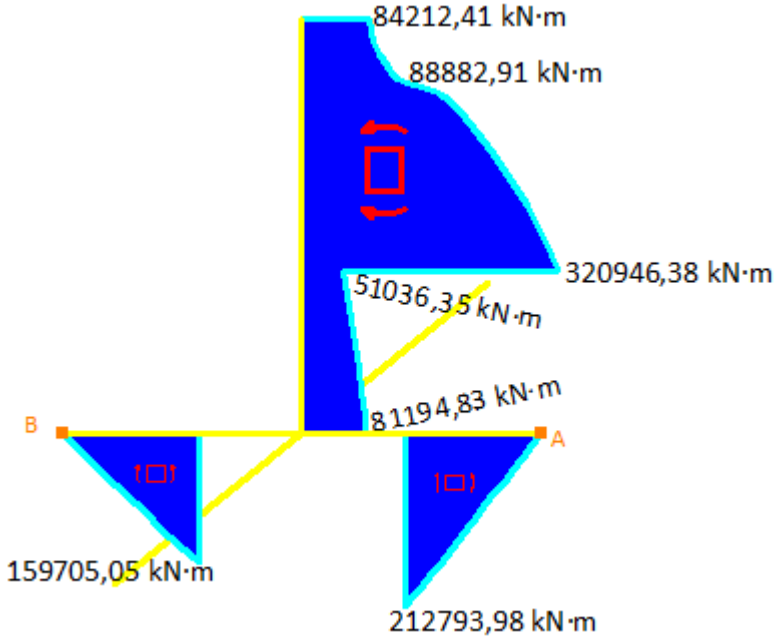


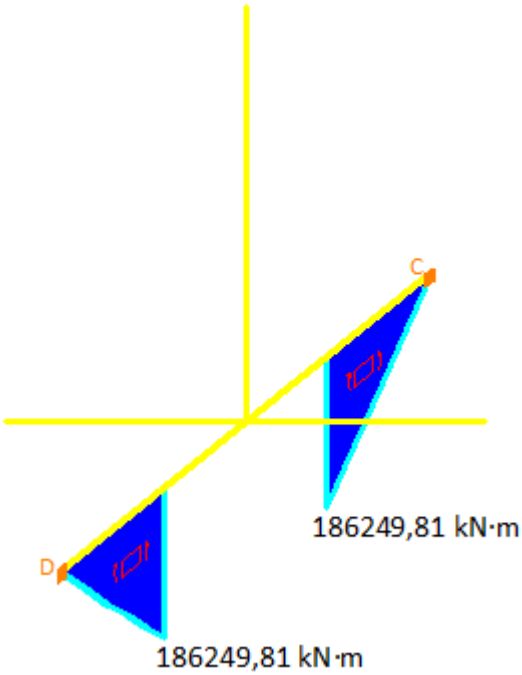
2.4.2. Esfuerzos cortantes:

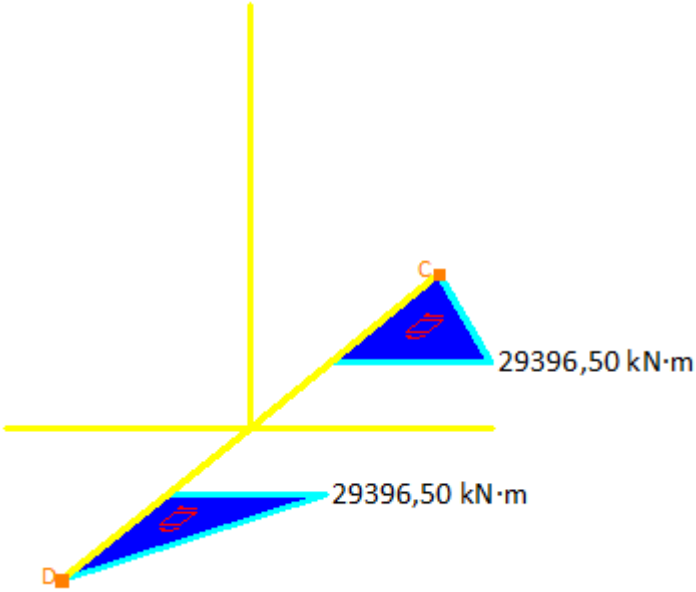




2.4.3. Momentos flectores:







2.4.4. Presión:

Consultar *Anexo IV.*

2.5. Puntos críticos de análisis

2.5.1. Puntos críticos de análisis del cilindro:

Para realizar el dimensionamiento del soporte se definirán diferentes tramos de estudio, con la sección de cada uno de los tramos a estudiar.

- **Cilindro - Tramo I:**

Cilindro - Tramo I	
Altura sección (m)	*-26,69*
Radio (m)	*9,00*
Espesor (m)	*0,015*
Axil (kN)	*9251,78*
Presión (kPa)	*370,30*
Cortante (kN)	*6375,74*
Flector (kN·m)	*320946,38*

Cargas críticas: Se produce el flector máximo.

- **Cilindro - Tramo II:**

Cilindro - Tramo II	
Altura sección (m)	*-34,40*
Radio (m)	*9,00*
Espesor (m)	*0,015*
Axil (kN)	*9756,27*
Presión (kPa)	*447,70*
Cortante (kN)	*6678,54*
Flector (kN·m)	*64988,22*

Cargas críticas: Al aumentar el calado, aumenta la presión del agua sobre el cilindro y hay problemas de tensiones por presión.

- **Cilindro - Tramo III:**

Cilindro - Tramo III	
Altura sección (m)	*- 47,00*
Radio (m)	*9,00*
Espesor (m)	*0,015*
Axil (kN)	*39779,59*
Presión (kPa)	*574,39*
Cortante (kN)	*6916,82*
Flector (kN·m)	*81194,83*

Cargas críticas: Se producen los esfuerzos axiles y cortante máximos.

2.5.2. Puntos críticos de análisis de las patas:

- **Pata "A":**

Para el análisis de las cargas solo se dimensionará la pata "A" ya que es la que soporta unas mayores tensiones.

De modo excepcional, para este primer cálculo preliminar se evaluarán las tensiones en las patas "C" y "D" para comprobar que las tensiones en ellas sean menores que en la pata "A".

Debido a que la sección de la pata varía a lo largo de su longitud, se deberán evaluar diferentes secciones de estas para comprobar que las tensiones son correctas en toda la pata.

Las secciones que se van a evaluar son las siguientes:

Pata "A" – Sección I	
Posición sección (m)	*9,00*
Altura sección (m)	*6,62*
Ancho sección (m)	*6,88*
Espesor (m)	*0,015*
Axil (kN)	*1729,21*
Presión (kPa)	*574,39*
Cortante horizontal (kN)	*0,00*
Cortante vertical (kN)	*8788,08*
Flector vertical (kN·m)	*212793,98*
Flector horizontal (kN·m)	*0,00*

Pata "A" – Sección II	
Posición sección (m)	*17,50*
Altura sección (m)	*5,00*
Ancho sección (m)	*6,01*
Espesor (m)	*0,015*
Axil (kN)	*1729,21*
Presión (kPa)	*574,39*
Cortante horizontal (kN)	*0,00*
Cortante vertical (kN)	*11692,39*
Flector vertical (kN·m)	*111301,90*
Flector horizontal (kN·m)	*0,00*

Pata "A" – Sección III	
Posición sección (m)	*27*
Altura sección (m)	*3,50*
Ancho sección (m)	*5,20*
Espesor (m)	*0,015*
Axil (kN)	*1729,21*
Presión (kPa)	*574,39*
Cortante horizontal (kN)	*0,00*
Cortante vertical (kN)	*13520,80*
Flector vertical (kN·m)	*0,00*
Flector horizontal (kN·m)	*0,00*

- **Patas "C" y "D":**

Aunque las tensiones más importantes se producirán en la pata "A", se realizará un cálculo de las tensiones en las patas "C" y "D" para corroborar que las tensiones en estas patas no son tan importantes. En caso de ser de menor importancia, en los posteriores cálculos de redimensionamiento estas patas serán obviadas.

* *Nota: A efectos de cálculo, las cargas en las patas C y D son las mismas.*

Pata "C"/"D" – Sección I	
Posición sección (m)	9
Altura sección (m)	6,62
Ancho sección (m)	6,88
Espesor (m)	0,015
Axil (kN)	0,00
Presión (kPa)	574,39
Cortante horizontal (kN)	1729,21
Cortante vertical (kN)	7226,64
Flector vertical (kN·m)	186249,51
Flector horizontal (kN·m)	29396,50

Pata "C"/"D" – Sección II	
Posición sección (m)	17,50
Altura sección (m)	5,00
Ancho sección (m)	6,01
Espesor (m)	0,015
Axil (kN)	0,00
Presión (kPa)	574,39
Cortante horizontal (kN)	1729,21
Cortante vertical (kN)	10130,95
Flector vertical (kN·m)	98029,67
Flector horizontal (kN·m)	14698,25

Pata "C"/"D" – Sección III	
Posición sección (m)	27
Altura sección (m)	3,50
Ancho sección (m)	5,20
Espesor (m)	0,015
Axil (kN)	0,00
Presión (kPa)	574,39
Cortante horizontal (kN)	1729,21
Cortante vertical (kN)	11959,36
Flector vertical (kN·m)	0,00
Flector horizontal (kN·m)	0,00

2.6. Cálculo de deformaciones

2.6.1. Coeficiente de esbeltez:

Cálculo coeficiente de esbeltez	
Longitud soporte (m)	*52*
Radio de giro (m)	*10,65*
Coeficiente de esbeltez	*9,77*
¿REDIMENSIONAMIENTO?	*NO*

2.6.2. Flecha máxima de las patas:

Flecha máxima de las patas		
	Valor (m)	*% en función de la longitud*
Flecha pata "A"	*0,0642*	*0,38 %*
Flecha pata "C"/"D"	*0,0557*	*0,33 %*
¿REDIMENSIONAMIENTO?	*NO*	

2.6.3. Flecha máxima de la plancha de las patas:

Flecha máxima de las patas		
	Valor (m)	*% en función de la anchura*
Flecha plancha pata "A"	*4,2*	*84%*
Flecha plancha pata "C"/"D"	*4,2*	*84%*
¿REDIMENSIONAMIENTO?	*SÍ*	

* *Nota*: Al ser la presión del agua tan grande y no disponer las planchas de refuerzos longitudinales ni transversales, el valor de la flecha sale muy grande. Este valor es solo un valor numérico no real, que indica el fallo de la plancha por abolladura.

2.7. Cálculo de las tensiones

2.7.1. Cálculo de las tensiones en el cilindro:

- **Cilindro - Tramo I:**

Tensiones Tramo I		
σ_normal (kN/m^2)	*95209,39*	**Compresión**
τ_cortante (kN/m^2)	*15045,58*	**Cortante**
σ_presión (kN/m^2)	*222177,30*	**Presión**
		¿REDIMENSIONAMIENTO?
σ_total (kN/m^2)	*243118,67*	SÍ

- **Cilindro - Tramo II:**

Tensiones Tramo I		
σ_normal (kN/m^2)	*28579,97*	**Compresión**
τ_cortante (kN/m^2)	*15760,12*	**Cortante**
σ_presión (kN/m^2)	*268620,16*	**Presión**
		¿REDIMENSIONAMIENTO?
σ_total (kN/m^2)	*271511,97*	SÍ

- **Cilindro - Tramo III:**

Tensiones Tramo III		
σ_normal (kN/m^2)	*68261,24*	**Compresión**
τ_cortante (kN/m^2)	*16322,44*	**Cortante**
σ_presión (kN/m^2)	*0,00*	**Presión**
		¿REDIMENSIONAMIENTO?
σ_total (kN/m^2)	*73884,13*	NO

* *Nota: La tensión debido a la presión es nula ya que es absorbida toda por el hormigón del cilindro.*

2.7.2. Cálculo de las tensiones en las patas:

- **Pata "A":**

Tensiones Pata "A" – Sección I		
σ_normal (kN/m^2)	*241494,56*	**Compresión**
τ_cortante (kN/m^2)	*49730,60*	**Cortante**
σ_presión (kN/m^2)	*55938786,67*	**Presión**
		¿REDIMENSIONAMIENTO?
σ_total (kN/m^2)	*55939374,26*	SÍ

Tensiones Pata "A" – Sección II		
σ_normal (kN/m^2)	*200237,47*	**Compresión**
τ_cortante (kN/m^2)	*86667,15*	**Cortante**
σ_presión (kN/m^2)	*55938786,67*	**Presión**
		¿REDIMENSIONAMIENTO?
σ_total (kN/m^2)	*55939346,46*	SÍ

Tensiones Pata "A" – Sección III		
σ_normal (kN/m^2)	*6648,24*	**Compresión**
τ_cortante (kN/m^2)	*141157,70*	**Cortante**
σ_presión (kN/m^2)	*55938786,67*	**Presión**
		¿REDIMENSIONAMIENTO?
σ_total (kN/m^2)	*55939321,36*	SÍ

- **Pata "C" y "D":**

Tensiones Pata "C"/"D" – Sección I		
σ_normal (kN/m^2)	*207626,78*	**Compresión**
τ_cortante (kN/m^2)	*41975,96*	**Cortante**
σ_presión (kN/m^2)	*55938786,67*	**Presión**
		¿REDIMENSIONAMIENTO?
σ_total (kN/m^2)	55939219,23	SÍ

Tensiones Pata "C"/"D" – Sección II		
σ_normal (kN/m^2)	*171736,51*	**Compresión**
τ_cortante (kN/m^2)	*75893,33*	**Cortante**
σ_presión (kN/m^2)	*55938786,67*	**Presión**
		¿REDIMENSIONAMIENTO?
σ_total (kN/m^2)	*55939204,74*	SÍ

Tensiones Pata "C"/"D" – Sección III		
σ_normal (kN/m^2)	*0,00*	**Compresión**
τ_cortante (kN/m^2)	*125526,96*	**Cortante**
σ_presión (kN/m^2)	*55938786,67*	**Presión**
		¿REDIMENSIONAMIENTO?
σ_total (kN/m^2)	*55939209,19*	SÍ

Como se pude observar la tensión en las patas "*C*" y "*D*" es menor que en la pata "*A*", por lo que a la hora de dimensionar la pata solo se hará en función de las tensiones en la pata "A", al ser estas las más críticas.

3. Dimensionamiento preliminar II (Redimensionamiento):

3.1. Opciones del redimensionamiento

A la hora de redimensionar el soporte se han tenido en cuentas varias opciones que se van a explicar a continuación. Debido a que el redimensionamiento es un proceso iterativo en este apartado solo se presentarán brevemente las diferentes opciones consideradas para describir posteriormente los resultados del dimensionamiento final preliminar.

3.1.1. Dimensionamiento del cilindro:

- **Aumentar el espesor de la chapa:**

  Debido a que el diámetro del cilindro es muy grande, solo con aumentar un poco el espesor de la chapa se pueden conseguir momentos de inercia de la sección muy grandes que sean suficientes para reducir las tensiones del soporte.

  Un problema que puede haber es que al tener un gran calado la estructura, las tensiones en la parte inferior sean mucho mayores que en la parte superior, por lo que se puede estudiar la posibilidad de aumentar el espesor optimizándolo para soportar las tensiones en la parte superior del cilindro y colocar soportes en la parte inferior que reduzcan las tensiones por presión.

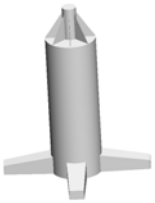
- **Poner refuerzos:**

  En el caso de poner refuerzos en el soporte para reducir las tensiones se pueden estudiar dos posibilidades.

  La primera es colocar refuerzos a lo largo de todo el soporte para reducir las tensiones sin aumentar demasiado el espesor del soporte.

  Otra opción es aumentar el espesor del soporte y solo colocar los soportes en zonas locales donde las tensiones sean muy elevadas.

Finalmente la opción escogida ha sido aumentar el espesor del cilindro y en caso de que haya zonas locales que necesiten ser reforzadas colocar refuerzos.



* *Nota I: Debido a que la presión del agua en la parte del cilindro más cercana a las patas es muy elevada, se ha fijado un calado mínimo de hormigón de 10 m en la parte inferior del cilindro que aparte de bajar el centro de gravedad, absorba las tensiones por presión.*

3.1.2. Dimensionamiento de las patas:

- **Aumentar espesor de la chapa:**

  Una solución muy efectiva es aumentar el espesor de la chapa, ya que, aumentando muy poco el espesor, se consigue un aumento muy grande de las inercias, cosa que implica una reducción de las tensiones.

  El problema que hay a la hora de aumentar el espesor es que por cuestiones de soldadura el espesor de la chapa es recomendable que no supere los *30 mm*, por lo que en caso de que un espesor de *30 mm* no sea suficiente se tendrán que buscar otras soluciones.

- **Rellenar la pata de hormigón:**

  Rellenar la pata de hormigón proporciona la ventaja que, debido a la resistencia que ofrece el hormigón a la compresión, las tensiones debidas a presión serán absorbidas por el hormigón. Debido a que las mayores tensiones se producían por este motivo, el hormigón es una muy buena solución

  Uno de los problemas que puede haber al utilizar este método es el relleno de las patas. Esto es debido a que el hormigón utilizado para este tipo de estructuras es de baja calidad y puede estar formado por piedras que impidan un relleno óptimo de las patas.

- **Poner refuerzos:**

  Otra opción interesante es la de poner refuerzos. Los refuerzos permiten rigidizar la estructura disminuyendo así las tensiones.

  El efecto de los refuerzos dependerá básicamente de la distancia a la que estos estén de la fibra neutra de la pata.

  Para tensiones muy altas, puede que hagan falta muchos refuerzos, cosa que encarecería el producto y no es deseable.

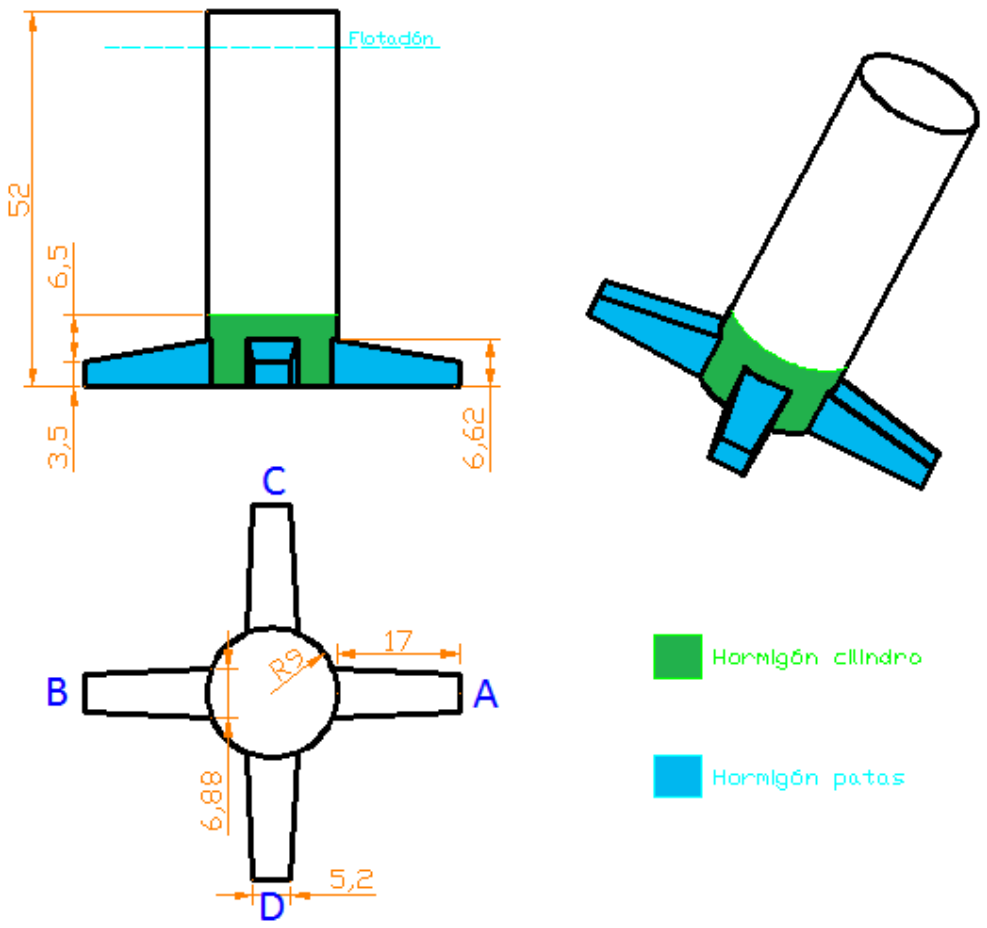
La opción final escogida para el redimensionamiento ha sido una combinación entre aumentar el espesor y rellenar las patas de hormigón.

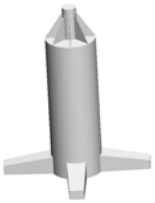
Como las tensiones por presión eran muy elevadas, los refuerzos necesarios para soportar esas tensiones eran muchos. Al utilizar hormigón, además de que es un producto barato, las tensiones por presión quedan anuladas ya que son absorbidas por el hormigón.

Uno de los problemas que se debería considerar es el relleno de las patas, que aunque no sea imposible, es un proceso difícil debido a las dimensiones de las piedras por las que está formado el hormigón.

* *Nota: El hormigón que se utilizará para el relleno de las patas será hormigón de baja densidad. Si este fuera de mayor densidad, el peso del conjunto del soporte sería demasiado y se hundiría.*

3.2. Dimensiones básicas del soporte





3.3. Datos básicos de la estructura

3.3.1. Pesos y centros de gravedad:

Elemento	Peso	Centro de gravedad (m)		
		X	Y	Z
Nacelle	*330,00*	*-0,16*	*0,00*	*83,05*
Hub	*70,00*	*8,25*	*0,00*	*83,25*
Blades	*67,50*	*8,25*	*0,00*	*83,25*
Tower	*230,00*	*0,00*	*0,00*	*42,00*
Soporte	*1134,50*	*0,00*	*0,00*	*-30,21*
Cemento cilindro	*6300,00*	*0,00*	*0,00*	*-41,99*
Cemento patas	*2294,00*	*0,00*	*0,00*	*-44,42*

3.3.2. Flotación:

Flotación		
Fuerza de empuje (T)		*14411,07*
Centro de empuje (m)	**X**	*0,00*
	Y	*0,00*
	Z	*-26,61*

3.3.3. Tensión inicial de los cables:

Cables		
Fuerza (T)		*3860,31*
Punto de aplicación (m)	**X**	*0,00*
	Y	*0,00*
	Z	*-47,00*

3.3.4. Características del hormigón:

- **Hormigón del cilindro:**

Hormigón del cilindro

Tipo	*Light Weight Concrete Masonry*
Densidad (T/m^3)	*2,50*
Resistencia compresión (kN/m^2)	*20000*

- **Hormigón de las patas:**

Hormigón de las patas

Tipo	*Light Weight Concrete Masonry*
Densidad (T/m^3)	*1,10*
Resistencia compresión (kN/m^2)	*3600*

3.3.5. Características del acero:

El acero que se va a utilizar es acero de calidad naval *"A" S275JO* cuyas características principales son las siguientes:

Características acero S275JO

% C máximo	*0,18*
% Mn máximo	*1,50*
% Si máximo	*0,00*
% S máximo	*0,04*
% P máximo	*0,04*
Límite elástico	*275 N/mm^2*
Resistencia máxima a la tracción	*430-589 N/mm^2*
Densidad	*7850 kg/m^3*

3.3.6. Cálculos hidrostáticos y de estabilidad:

Escora (º)	KB (m)	BM (m)	KG (m)	GM (m)	GZ (m)
0	*20,39*	*109,62*	*9,60*	*120,41*	*0,00*
5	*20,39*	*110,46*	*9,60*	*121,25*	*10,57*
10	*20,39*	*116,54*	*9,60*	*127,33*	*22,11*
15	*20,39*	*125,92*	*9,60*	*136,72*	*35,38*
20	*20,39*	*140,53*	*9,60*	*151,32*	*51,75*
25	*20,39*	*162,47*	*9,60*	*173,26*	*73,22*
30	*20,39*	*194,88*	*9,60*	*205,67*	*102,83*

Curva de brazos adrizantes
GZ (m)
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
0
5
10
15
20
25
30
Escora (º)

3.4. Cargas estructurales

Todas las cargas aquí presentes se han calculado con los factores de seguridad impuestos por la normativa DNV.

3.4.1. Resumen de las cargas de la superestructura:

Cargas superestructura (Z=5 m)	
Fx (kN)	*1026,45*
Fy (kN)	*0,00*
Fz (kN)	*6842,48*
Mx (kN·m)	*0,00*
My (kN·m)	*84212,41*
Mz (kN·m)	*0,00*

3.4.2. Cargas en el cilindro:

- **Distribución del peso propio del cilindro:**

PESO ACERO	
Z (m)	**Peso (T)**
5,00	*0,00*
0,00	*110,58*
-5,00	*166,06*
-10,00	*221,55*
-15,00	*277,03*
-20,00	*332,51*
-25,00	*387,99*
-26,61	*404,64*
-30,00	*443,47*
-33,00	*476,76*
-37,00	*521,15*
-40,00	*561,08*
-41,00	*574,40*
-42,00	*587,71*
-44,00	*614,33*
-45,00	*647,51*
-47,00	*713,87*

- **Distribución del peso propio del cemento del cilindro:**

PESO CEMENTO	
Z (m)	**Peso (T)**
-37,00	*0,00*
-40,00	*1895,82*
-41,00	*2527,75*
-42,00	*3159,69*
-44,00	*4423,57*
-45,00	*5055,51*
-47,00	*6300,00*

- **Cargas ambientales:**

Consultar *Anexo IV*.

3.4.3. Cálculo del momento adrizante y fuerza de los cables:

Momento adrizante

Escora (º)	*0,95*
Momento (kN·m)	*284014,61*

Fuerzas de los cables

F. cable "A" (kN)	*10894,62*
F. cable "B" (kN)	*8040,21*
F. cable "C" (kN)	*9467,41*
F. cable "D" (kN)	*9467,41*

3.4.4. Cargas en las patas:

Las cargas en las patas debidas al peso propio, el hormigón y la presión del agua serán iguales para todas las patas. La única diferencia para cada pata será la tensión que ejercen los cables en cada una de ellas (mirar apartado anterior).

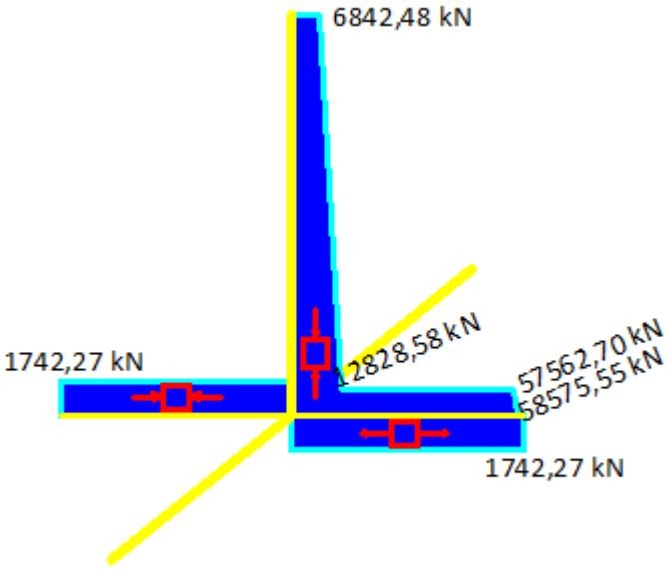
PESO ACERO	
X (m)	***Fuerza (kN)***
9	*1031,60*
12	*723,77*
15	*557,14*
18	*401,59*
21	*257,12*
24	*123,72*
26	*0,00*

PESO CEMENTO	
X (m)	***Fuerza (kN)***
9	*5627,07*
12	*4195,57*
15	*3031,91*
18	*2020,97*
21	*1153,31*
24	*419,51*
26	*0,00*

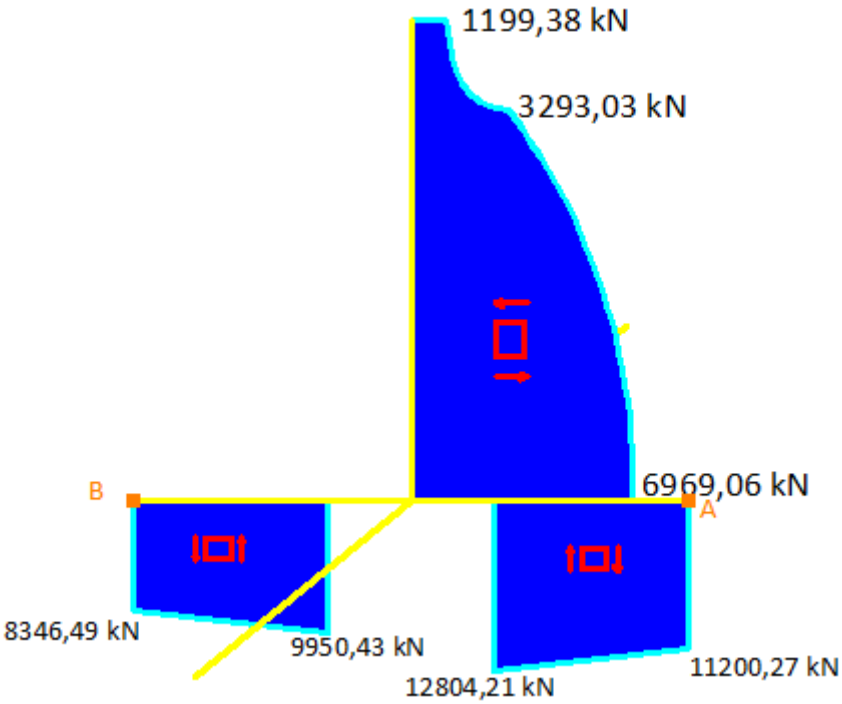
Empuje del agua	
X (m)	***Fuerza (kN)***
9	*5248,52*
12	*3913,32*
15	*2827,95*
18	*1885,01*
21	*1075,73*
24	*391,28*
26	*0,00*

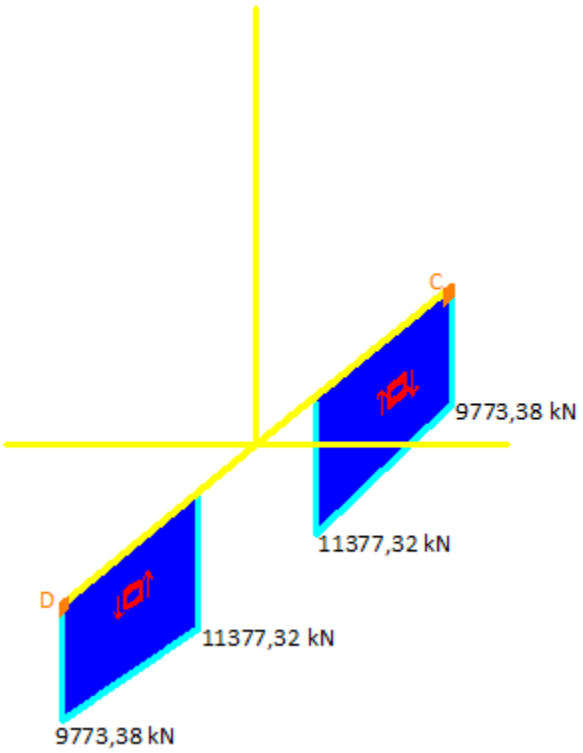
3.5. *Diagramas de esfuerzos*

3.5.1. Esfuerzos axiles:

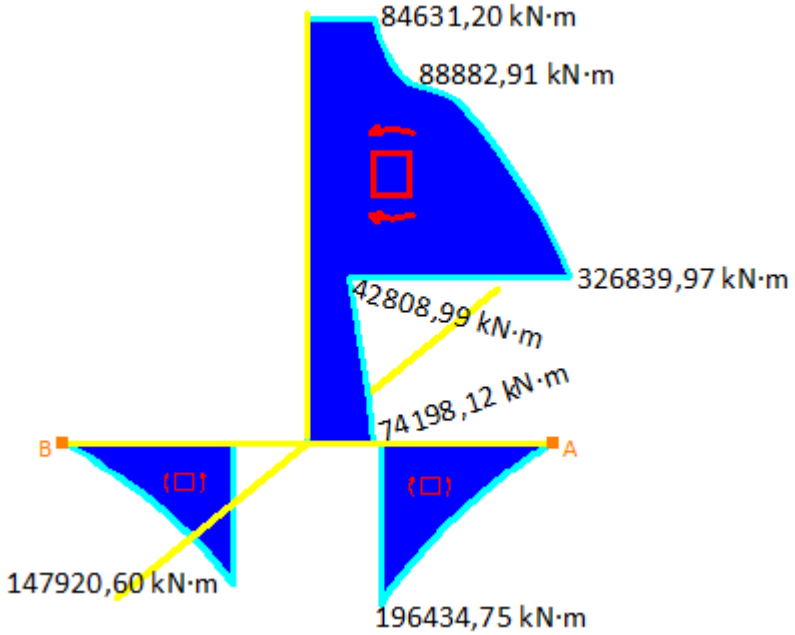


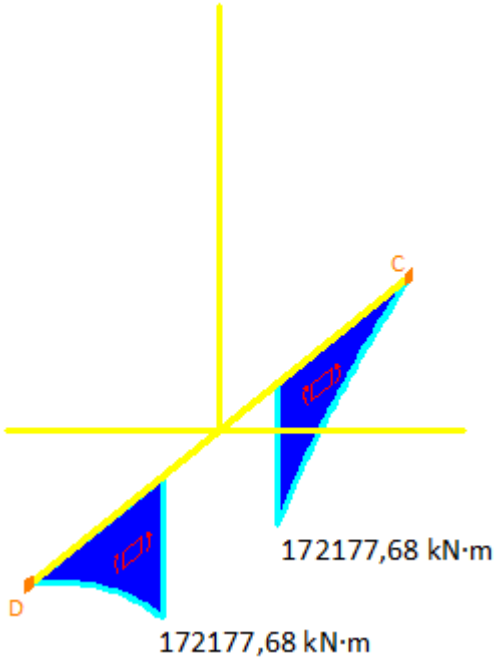
3.5.2. Esfuerzos cortantes:

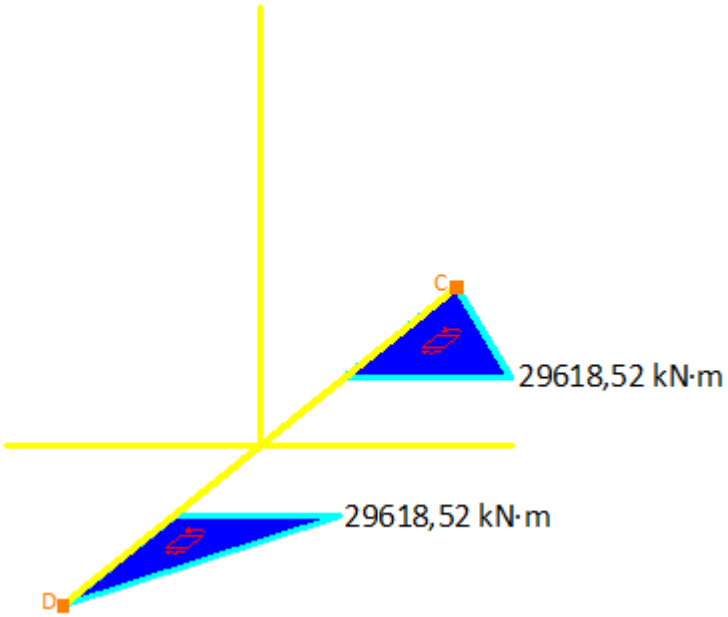




3.5.3. Momentos flectores:







3.5.4. Presión:

Consultar *Anexo IV*.

3.6. Puntos críticos de análisis:

3.6.1. Puntos críticos de análisis del cilindro:

- **Cilindro - Tramo I:**

Cilindro - Tramo I	
Altura sección (m)	*-26,61*
Radio (m)	*9,00*
Espesor (m)	*0,025*
Axil (kN)	*10811,95*
Presión (kPa)	*369544,32*
Cortante (kN)	*6423,91*
Flector (kN·m)	*326839,97*

Cargas críticas: Se produce el flector máximo.

- **Cilindro - Tramo II:**

Cilindro - Tramo II	
Altura sección (m)	*-37,00*
Radio (m)	*9,00*
Espesor (m)	*0,025*
Axil (kN)	*11954,93*
Presión (kPa)	*473825,947*
Cortante (kN)	*6823,43*
Flector (kN·m)	*62599,32*

Cargas críticas: Al aumentar el calado, aumenta la presión del agua sobre el cilindro y hay problemas de tensiones por presión.

- **Cilindro - Tramo III:**

Cilindro - Tramo III	
Altura sección (m)	*-47,00*
Radio (m)	*9,00*
Espesor (m)	*0,025*
Axil (kN)	*58575,55*
Presión (kPa)	*574393,58*
Cortante (kN)	*6969,06*
Flector (kN·m)	*74198,12*

Cargas críticas: Se producen los esfuerzos axiles y cortantes máximos.

3.6.2. Puntos críticos de análisis de las patas:

- **Pata "A":**

Para el análisis de las cargas solo se dimensionará la pata "A" ya que, como se ha demostrado en el "*dimensionamiento preliminar I*", es la que soporta unas mayores tensiones.

Pata "A" – Sección I	
Posición sección (m)	*9,00*
Altura sección (m)	*6,62*
Ancho sección (m)	*6,88*
Espesor (m)	*0,030*
Axil (kN)	*1742,27*
Presión (kPa)	*574393,58*
Cortante horizontal (kN)	*0,00*
Cortante vertical (kN)	*12804,21*
Flector vertical (kN·m)	*196434,75*
Flector horizontal (kN·m)	*0,00*

Pata "A" – Sección II	
Posición sección (m)	17,50
Altura sección (m)	5,00
Ancho sección (m)	6,01
Espesor (m)	0,030
Axil (kN)	1742,27
Presión (kPa)	574393,58
Cortante horizontal (kN)	0,00
Cortante vertical (kN)	11871,97
Flector vertical (kN·m)	96669,21
Flector horizontal (kN·m)	0,00

Pata "A" – Sección III	
Posición sección (m)	27
Altura sección (m)	3,50
Ancho sección (m)	5,20
Espesor (m)	0,030
Axil (kN)	1742,27
Presión (kPa)	574393,58
Cortante horizontal (kN)	0,00
Cortante vertical (kN)	11200,27
Flector vertical (kN·m)	0,00
Flector horizontal (kN·m)	0,00

* *Nota: Aunque la presión en la pata variará en función de la altura, para el estudio de las tensiones se ha considerado la presión como constante, considerando el máximo valor al que estarán sometidas las patas.*

3.7. Cálculo de deformaciones

3.7.1. Coeficiente de esbeltez:

Cálculo coeficiente de esbeltez	
Longitud soporte (m)	52
Radio de giro (m)	10,18
Coeficiente de esbeltez	10,22
¿REDIMENSIONAMIENTO?	NO

3.7.2. Flecha máxima de las patas:

Flecha máxima de las patas		
	Valor (m)	% en función de la longitud
Flecha pata "A"	0,019	0,11%
¿REDIMENSIONAMIENTO?	NO	

* Nota: Para realizar el cálculo de la flecha de las patas no se ha considerado el efecto del hormigón, ya que este es mínimo.

3.7.3. Flecha máxima de la plancha de las patas:

Flecha máxima de la plancha de las patas		
	Valor (m)	% en función de la anchura
Flecha plancha pata "A"	0,00	0,00%
Flecha plancha pata "C"/"D"	0,00	0,00%
¿REDIMENSIONAMIENTO?	NO	

* Nota: Al haber cemento en las patas del soporte, la flecha de la plancha es nula.

3.8. Cálculo de las tensiones

3.8.1. Cálculo de las tensiones en el cilindro:

- **Cilindro - Tramo I:**

Tensiones Tramo I		
σ_normal (kN/m^2)	*59249,09*	**Compresión**
τ_cortante (kN/m^2)	*9100,61*	**Cortante**
σ_presión (kN/m^2)	*133035,96*	**Presión**
		¿REDIMENSIONAMIENTO?
σ_total (kN/m^2)	*146483,73*	NO

- **Cilindro - Tramo II:**

Tensiones Tramo I		
σ_normal (kN/m^2)	*18349,23*	**Compresión**
τ_cortante (kN/m^2)	*9666,60*	**Cortante**
σ_presión (kN/m^2)	*170577,34*	**Presión**
		¿REDIMENSIONAMIENTO?
σ_total (kN/m^2)	*172376,49*	SÍ

Debido a que las mayores tensiones son por presión, y al ser solo un tramo de *7 m* del cilindro el que se tiene que redimensionar se intentará reforzar la zona con refuerzos longitudinales y transversales.

Al ser muy complejo el cálculo analítico de las tensiones por presión en un cilindro con refuerzos, se dará el dimensionamiento preliminar por bueno y se estudiará el problema mediante elementos finitos.

- **Cilindro - Tramo III:**

Tensiones Tramo III		
σ_normal (kN/m^2)	*53203,27*	**Compresión**
τ_cortante (kN/m^2)	*9872,92*	**Cortante**
σ_presión (kN/m^2)	*0,00*	**Presión**
		¿REDIMENSIONAMIENTO?
σ_total (kN/m^2)	*55883,91*	NO

* *Nota: La tensión debido a la presión es nula ya que es absorbida toda por el hormigón del cilindro.*

3.8.2. Cálculo de las tensiones en las patas:

- **Pata "A":**

Tensiones Pata "A" – Sección I		
σ_normal (kN/m^2)	*126842,47*	**Compresión**
τ_cortante (kN/m^2)	*39765,15*	**Cortante**
σ_presión (kN/m^2)	*0,00*	**Presión**
		¿REDIMENSIONAMIENTO?
σ_total (kN/m^2)	*144335,77*	SÍ

Tensiones Pata "A" – Sección II		
σ_normal (kN/m^2)	*80421,45*	**Compresión**
τ_cortante (kN/m^2)	*37823,21*	**Cortante**
σ_presión (kN/m^2)	*0,00*	**Presión**
		¿REDIMENSIONAMIENTO?
σ_total (kN/m^2)	*103727,51*	SÍ

Tensiones Pata "A" – Sección III		
σ_normal (kN/m^2)	*3360,85*	**Compresión**
τ_cortante (kN/m^2)	*58710,79*	**Cortante**
σ_presión (kN/m^2)	*0,00*	**Presión**
		¿REDIMENSIONAMIENTO?
σ_total (kN/m^2)	*101745,59*	SÍ

* *Nota: La tensión debido a la presión es nula ya que es absorbida toda por el hormigón de las patas.*

ANEXO IX

Diseño y verificación estructural del soporte mediante Ramseries

1. Creación del modelo:

* *<u>Nota</u>: Todo este capítulo irá referido al modelo preliminar. Las variaciones que se realizarán del modelo preliminar se podrán consultar en el capítulo 3 del presente Anexo.*

1.1. Diseño e importación

Para realizar el cálculo estructural mediante *Ramseries* se utilizará un modelo de chapas creado con *CATIA* y retocado con *Ramseries*.

El problema de utilizar *CATIA*, es que a la hora de importar el modelo en *Ramseries* pueda haber superficies que se deban retocar para poder aplicar correctamente las condiciones de contorno del problema.

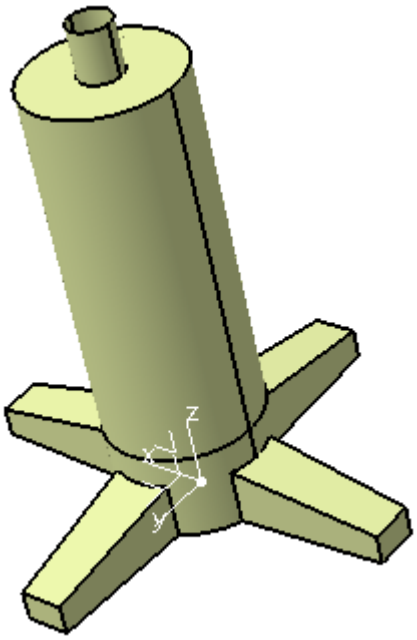


Imagen 1.1 Anexo IX: Modelo preliminar de CATIA

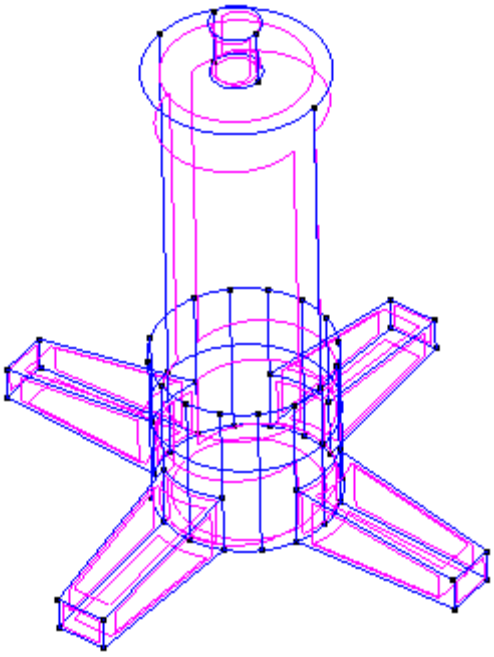


Imagen 1.2 Anexo IX: Modelo importado en Ramseries

Una vez modificado el modelo es el siguiente:

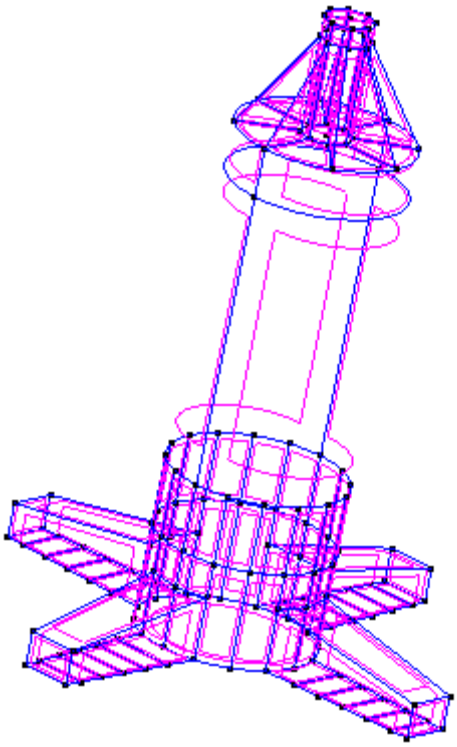


Imagen 1.3 Anexo IX: Modelo modificado en Ramseries

1.2. Definición del problema a analizar

El cálculo que se va a utilizar para el análisis estructura consiste en un cálculo "fluido-estructural" de tipo estático.

La ventaja de *Ramseries* es que permite importar los datos de presiones obtenidos con *Seakeeping*, sobre la superficie mojada del objeto a analizar.

Los datos generales del problema son los siguientes:

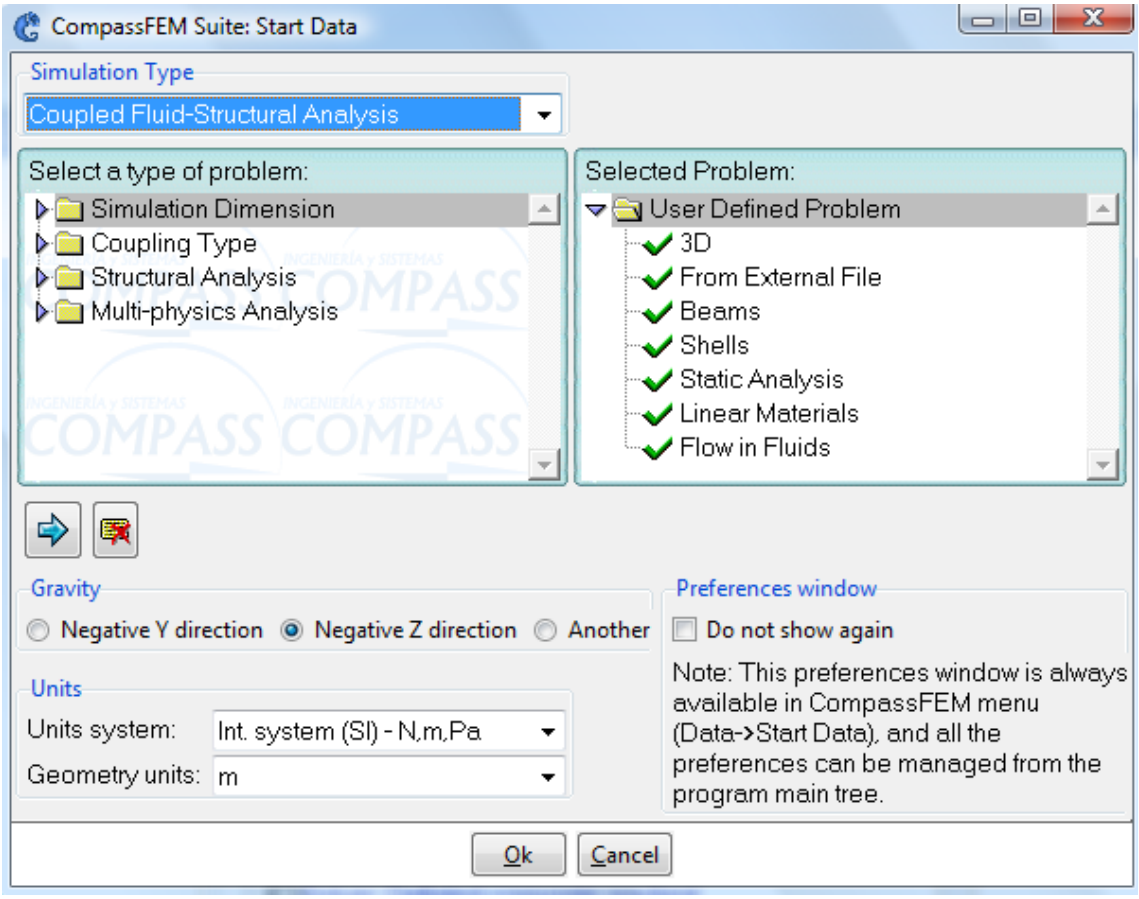


Imagen 1.4 Anexo IX: Datos generales del problema

1.3. Restricciones del modelo

Para simular el efecto de los cables, se ha considerado como si las patas estuviesen fijadas con dos muelles en cada una de ellas con una constante igual a la constante elástica de los cables.

En el caso de la constante elástica vertical, esta será siempre constante y solo dependerá de las características de los cables, pero en el caso de la constante elástica horizontal, esta dependerá del desplazamiento transversal del soporte.

Al ser los cables muy largos y el desplazamiento transversal pequeño, la constante elástica horizontal de los cables será muy pequeña comparándola con la constante vertical. Por este motivo se ha considerado una constante elástica "invariable" en función del desplazamiento de 250 *kN/m*.

Este valor es lo suficientemente grande para simular de manera aproximada la constante elástica horizontal de los cables y lo suficientemente pequeña para no crear una rigidez demasiado elevada en la componente horizontal.

* Nota*: La aplicación de los cables se ha hecho de manera local considerando 2 puntos aproximados donde irían situados los cables. Esto puede generar tensiones de carácter local en dichos puntos que se deberían evaluar en un estudio más completo de las cargas en las patas.*

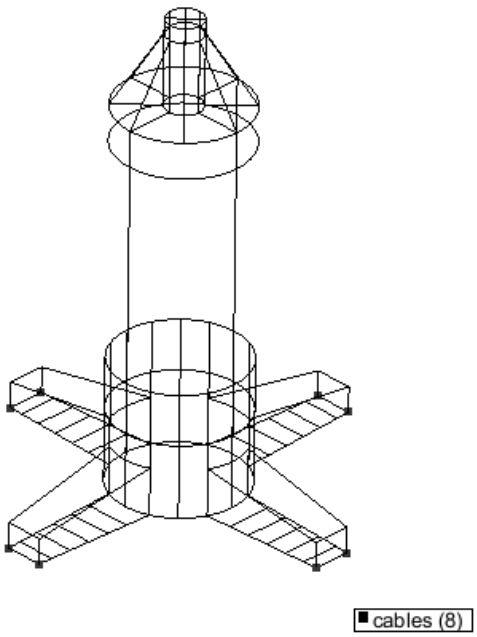


Imagen 1.5 Anexo IX: Restricciones de los cables

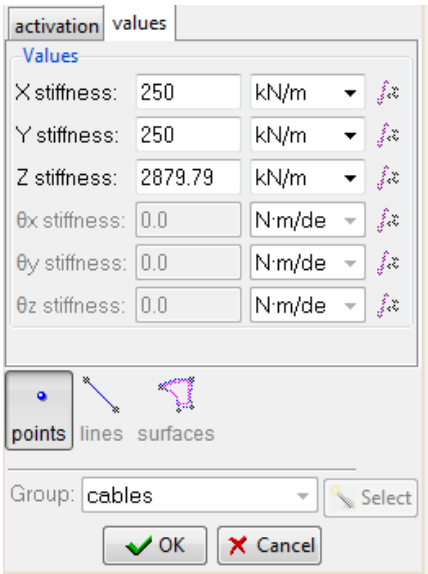


Imagen 1.6 Anexo IX: Datos restricciones de los cables

1.4. Aplicación del material

La aplicación del material dependerá del tramo del soporte que se esté considerando:

1.4.1. Tramos solos formados por chapas de acero:

En el caso de los tramos del soporte formados solo por chapas de acero, a la hora de aplicar el material solo de deberá seleccionar el tipo de material de la chapa seleccionada y su espesor.

Las diferentes partes del soporte que cumplen esta propiedad son las siguientes:

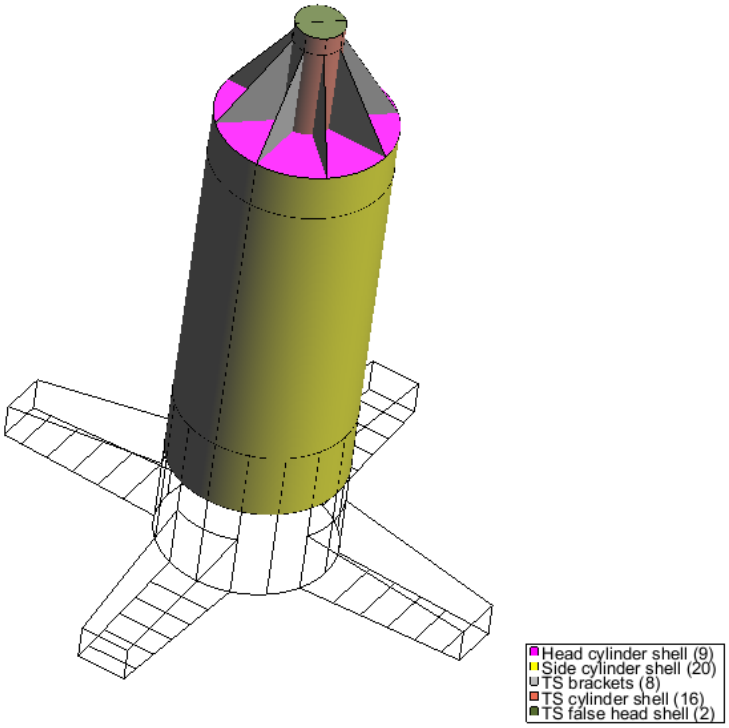


Imagen 1.7 Anexo IX: Chapas del soporte

Tabla de espesores		
Nombre	**Material**	**Espesor (mm)**
Head cylinder shell	Acero *S275JO*	*25*
Side cylinder shell	Acero *S275JO*	*25*
TS Brackets	Acero *S275JO*	*25*
TS cylinder shell	Acero *S275JO*	*15*
TS false head shell	Material de transición [(1)]	*1000*

Tabla 1.1 Anexo IX: Características de las chapas

(1) *Debido a que se ha tenido que aplicar los momentos de la superestructura como una carga puntual, se ha definido una sección con un acero de densidad nula y un grande espesor de manera que transmita las tensiones a la pieza de transición sin tener problemas de concentraciones de tensiones.*

1.4.2. Tramos formados por hormigón y chapas de acero:

En él caso de esto tramos la aplicación del material no es trivial, ya que el acero y el hormigón no trabajarán de manera conjunta.

Al no trabajar de manera conjunta, prácticamente el único aporte que hará el hormigón sobre el soporte será absorber las tensiones debidas a la presión del agua.

El problema de los elementos finitos es que no permiten seleccionar cual es el tipo de contribución que hace el hormigón en el soporte, por lo que complica el problema teniendo que hacer una aproximación del efecto del hormigón.

Las diferentes opciones que se pueden considerar son las siguientes:

- **Aplicar una carga de presión en el tramo de hormigón:**

  Este método consistiría en aplicar una carga de presión igual y de sentido contrario que la del agua, en el tramo de hormigón.

  Para condiciones de mar en calma (sin olas), esta sería una aproximación aceptable. Para un condición de mar real (con olas), las olas crean unas corrientes inducidas, que se transmiten en forma de presión en el soporte. Al ser esta presión variable el método no sería válido, ya que la presión interior sería inferior a la exterior, generándose así unas tensiones inexistentes.

- **Definir el hormigón como un sólido:**

  En el caso de utilizar esta opción, se estaría considerando que el hormigón y el acero están completamente unidos, por lo que en el caso de las tensiones por presión esta aproximación se cumpliría, pero en el caso de las otras tensiones este efecto no sería real, por lo que se estaría aportando una excesiva rigidez a la estructura.

- **Considerar una unión compuesta:**

  Este método consistiría en definir qué parte del hormigón está contribuyendo a reducir las tensiones, definiendo las láminas en contacto

con el hormigón como un laminado, considerando que un cierto espesor de hormigón está añadiendo rigidez al acero.

El problema de este método es que para calcular el espesor de hormigón equivalente se debería realizar un modelo a escala, analizando con este modelo, el hormigón equivalente que actúa conjuntamente con el acero.

Además, no se estarían eliminado completamente las tensiones por presión, solo se estaría reduciendo, por lo que el cálculo no sería del todo real.

- **<u>Bloquear los desplazamientos en "z" local</u>:**

  Bloqueando los desplazamientos en "z" local, se están eliminando todas las tensiones que actúan en el tramo inferior del cilindro, no solo las tensiones por presión, por lo que las tensiones que se registrarían en el programa serían menores que en la realidad.

De todas las opciones posibles, se considerará una unión compuesta aplicando un espesor de hormigón equivalente.

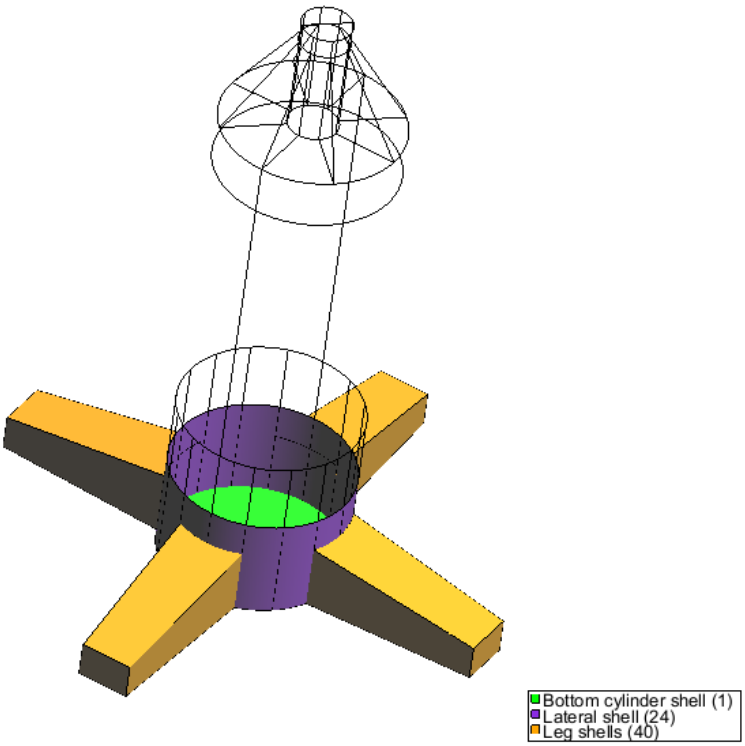
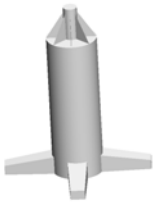


Imagen 1.8 Anexo IX: Chapas con hormigón



* *<u>Nota</u>: para un proyecto real, se debería calcular con exactitud este espesor equivalente. Para este proyecto se fijará un espesor arbitrario recomendado por profesionales del sector.*

Tabla de espesores		
Nombre	**Material**	**Espesor (mm)**
Bottom cylinder shell	Acero *S275JO*	*25*
	Hormigón alta densidad[(1)]	*500*
Lateral shell	Acero *S275JO*	*25*
	Hormigón alta densidad[(1)]	*100*
Leg shells	Acero *S275JO*	*30*
	Hormigón baja densidad[(1)]	*100*

Tabla 1.2 Anexo IX: Características de las chapas

(1) Consultar Anexo "VIII" para saber las propiedades del hormigón.

1.5. Cargas estructurales

1.5.1. Cargas puntuales:

Debido a que los momentos producidos en la superestructura no se pueden aplicar en forma de carga repartida, será el único tipo de carga puntual que se aplicará.

Las cargas puntuales no son nunca una buena opción ya que producen tensiones de carácter local inexistentes. Por este motivo a la hora de realizar el modelo, se ha diseñado un tramo de *2 m* correspondiente a la torre del aerogenerador. Este tramo no será evaluado y servirá para que se transmitan las cargas progresivamente en todo el soporte.

Las cargas puntuales a aplicar serán las siguientes:

- **Momentos debidos a las cargas ambientales:**

  En función de la velocidad del viento la superestructura estará sometida a unas cargas que se transmitirán en forma de fuerzas y momentos en la base del soporte.

- **Momentos debidos a las fuerzas de inercia:**

  Debido al movimiento constante al que está sometido el soporte se crearán unas fuerzas de inercia que, al igual que las cargas ambientales generarán unos momentos en la base del soporte.

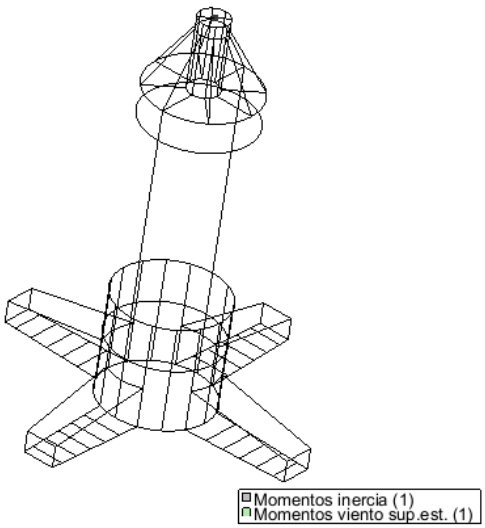


Imagen 1.9 Anexo IX: Punto aplicación momentos superestructura

1.5.2. Cargas repartidas en "vigas":

- **Fuerzas debido a las cargas ambientales:**

Como ya se ha comentado anteriormente, al incidir el viento sobre la superestructura se generarán unas fuerzas que serán transmitidas a la base del soporte.

Estas cargas se aplicarán al perímetro del tramo superior de la torre considerada en el diseño en forma de carga repartida.

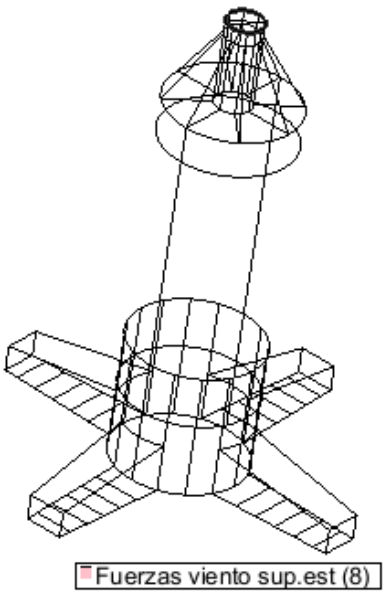


Imagen 1.10 Anexo IX: Zona aplicación fuerzas superestructura

- **Fuerzas de inercia de la superestructura:**

  Las fuerzas de inercia, al igual que las fuerzas debido a las cargas ambientales, se aplicarán en forma de carga repartida en el perímetro el tramo superior de la torre considerada en el diseño.

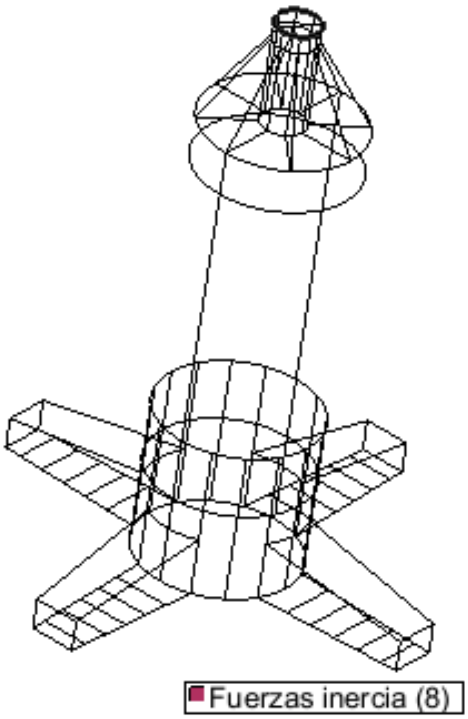


Imagen 1.11 Anexo IX: Zona aplicación fuerzas superestructura

1.5.3. Cargas repartidas en superficies:

- **Presiones Seakeeping:**

  Las presiones obtenidas mediante *Seakeeping* se aplicarán alrededor de toda la superficie del área mojada.

  Para considerar la carga más desfavorable, se evaluarán las presiones generadas cuando en el soporte incide la cresta de la ola, ya que es cuando las presiones son más elevadas.

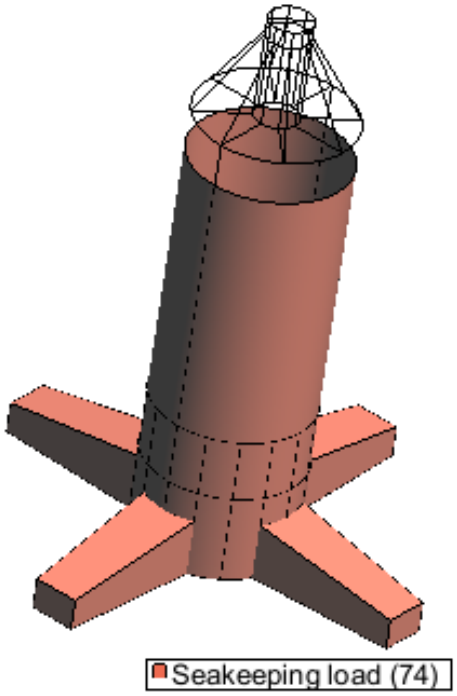


Imagen 1.12 Anexo IX: Zona aplicación cargas Seakeeping

- **<u>Peso del hormigón</u>:**

  Al no estar el hormigón unido completamente con la chapa del soporte se considerará que el peso del hormigón descansa solo en la chapa inferior del soporte, aplicando en dicha placa una presión equivalente al peso del hormigón.

  Realmente una parte muy pequeña de hormigón sí que descansará en las paredes del soporte, pero es tan pequeña que se puede considerar nula.

  * *<u>Nota</u>: Al no ser las patas de sección constante se ha divido el peso en varias cargas repartidas*

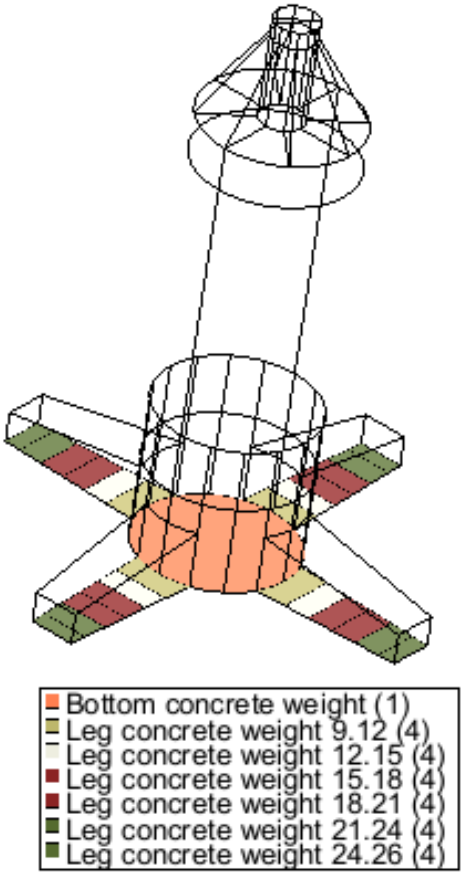


Imagen 1.13 Anexo IX: Peso hormigón

- **<u>Fuerzas de inercia del soporte</u>:**

  Las fuerzas de inercia que actúan en el soporte dependerán básicamente de la densidad de la sección considerada y para los movimientos de rotación, la distancia que se encuentra la sección del centro de gravedad.

  Como ya se ha explicado en el *Anexo VIII*, se ha dividido el soporte en varios tramos y se le ha aplicado las cargas repartidas correspondientes a cada tramo.

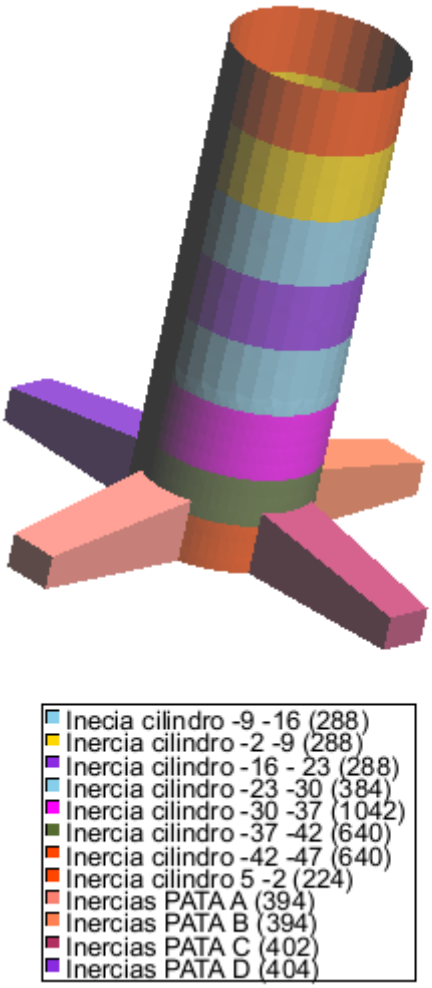


Imagen 1.14 Anexo IX: Fuerzas inercia soporte

1.5.4. Peso propio:

Para considerar el propio peso del acero del soporte *Ramseries* tiene la opción de, solo con seleccionar la chapa o viga a considerar, tener en cuenta su propio peso.

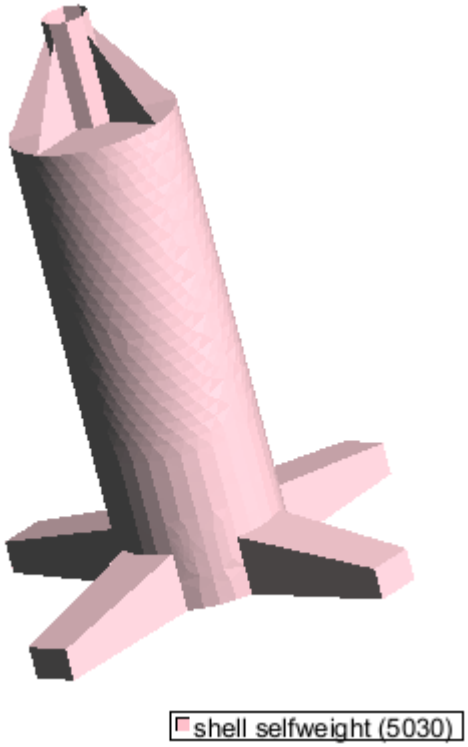


Imagen 1.15 Anexo IX: Peso propio chapas soporte

2. Verificación del modelo preliminar:

2.1. Verificación de las aproximaciones del modelo preliminar

Para comprobar que tanto el modelo de *Ramseries* como el cálculo preliminar son correcto, se hará un análisis del soporte para las condiciones normales de trabajo (*Loadcase 2*) sin tener en cuenta las fuerzas de inercia.

Si las tensiones globales son parecidas, tanto el modelo como el cálculo preliminar serán correctos.

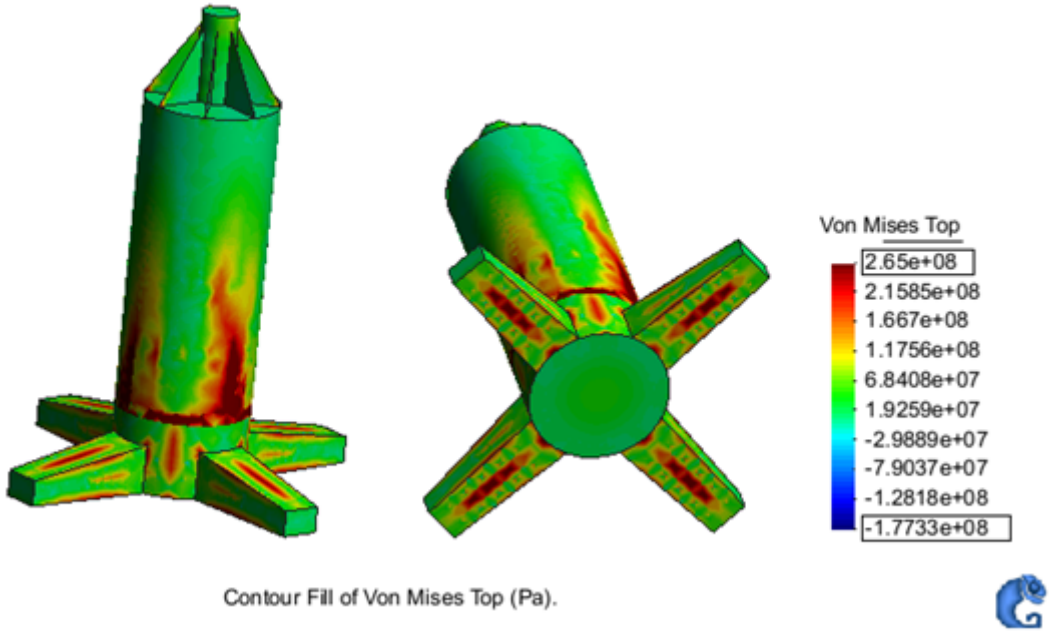


Imagen 2.1 Anexo IX: Loadcase 2 sin fuerzas de inercia

Como se puede observar, las tensiones globales son parecidas y la zona que registra unas mayores tensiones es la zona del cilindro más cercana al hormigón.

También en esa zona se pueden ver algunas concentraciones de tensiones locales que se pueden intentar reducir poniendo refuerzos.

En el caso de las patas se puede observar una concentración de tensiones en la zona central de sus planchas muy probablemente debida a la presión del agua. Esto puede ser debido a que el método utilizado para considerar el hormigón no es del todo válido, por lo que a la hora de redimensionar el soporte se deberá estudiar la opción de poner refuerzos en las patas o dejarlas tal como están.

2.2. *Verificación de las tensiones considerando todas las cargas*

Para verificar que incluso con las fuerzas de inercia el modelo resiste, se evaluarán las tensiones para las condiciones normales de trabajo y para las condiciones extremas.

En caso de que el modelo resista para esos casos de carga, se procederá a verificar que el modelo cumple para todos los otros posibles casos de carga considerados.

Si el modelo no resiste, se redimensionará hasta que el modelo resista para todos los casos de carga considerados.

2.2.1. Condiciones normales de trabajo (“*Loadcase 2*”):

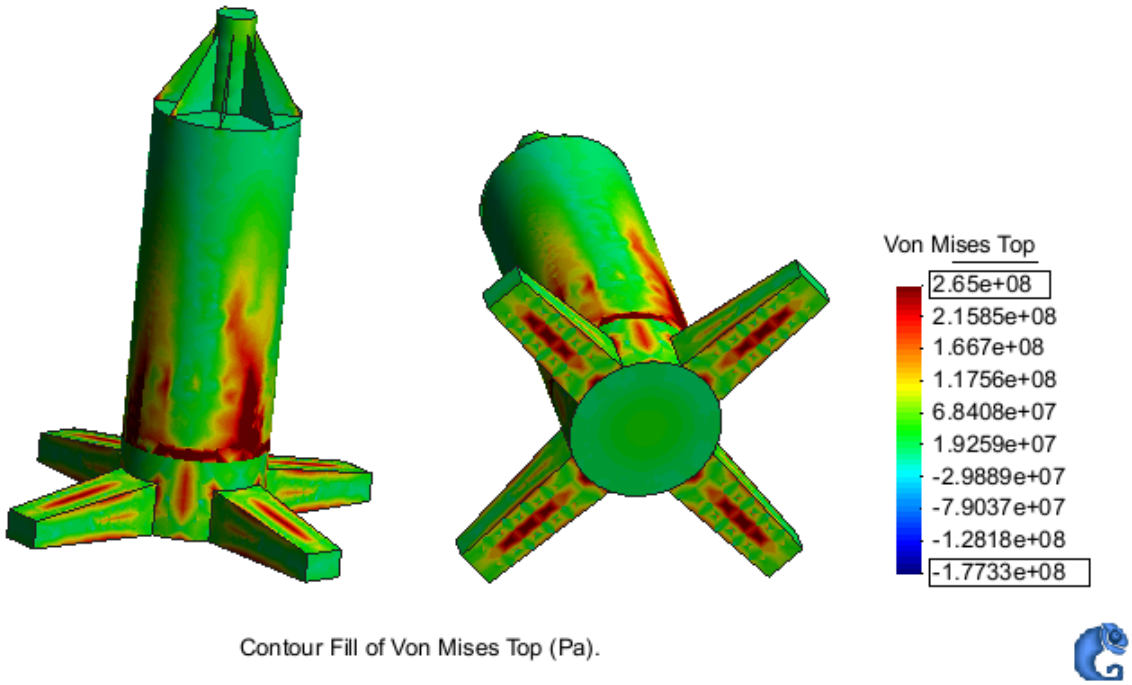


Imagen 2.2 Anexo IX: Loadcase 2 con fuerzas de inercia

Al considerar las fuerzas de inercia las tensiones que se generan en el soporte son muy parecidas a las que se generan sin tener en cuenta las fuerzas de inercia. Esto es debido a que el momento que se genera en la base de la torre debido a la fuerza del viento es tan grande, que las fuerzas de inercias para este caso son prácticamente despreciables.

Como se puede observar, por mucho que las tensiones en general sean bajas hay tramos donde éstas son demasiado elevadas, por lo que se tendrá que re-dimensionar el modelo.

2.2.2. Condiciones extremas (“*Loadcase 9*”):

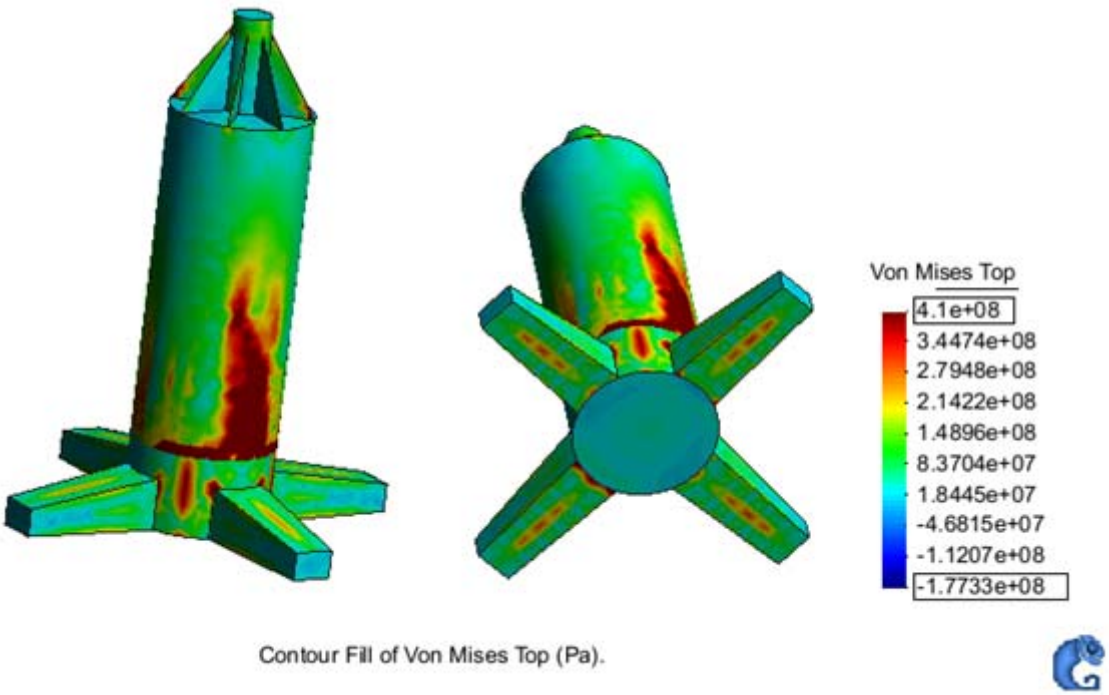


Imagen 2.2 Anexo IX: Loadcase 2 con fuerzas de inercia

Como se puede observar, para condiciones extremas parte del soporte está sometido a tensiones de más de *410 MPa* (límite de rotura del acero), por lo que se deberá redimensionar el soporte para rebajar estas tensiones.

Para mirar de reducir las tensiones, se aumentará un poco el espesor de la chapa hasta un límite de *30 mm* y se pondrán refuerzos longitudinales y transversales para reducir las tensiones por presión.

3. Diseño final y verificación de las tensiones:

3.1. Características y modificaciones del modelo preliminar

3.1.1. Utilización de refuerzos longitudinales:

Debido a que los mayores esfuerzos a los que está sometido el soporte son los momentos flectores, se han distribuido varios refuerzos longitudinales a lo largo de todo el soporte.

Al ser los momentos flectores mayores en la parte inferior del soporte, en esa zona se han distribuido un mayor número de refuerzos.

La distribución final es la siguiente:

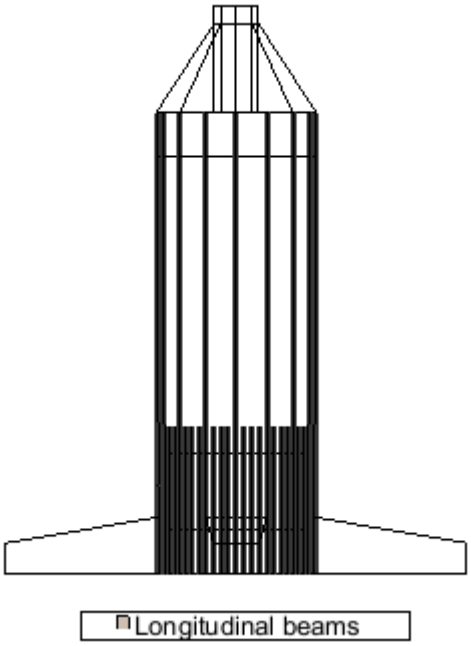


Imagen 3.1 Anexo IV: Refuerzos longitudinales

Datos refuerzos		
Perfil	HP 430 15	
	Refuerzos tramo superior	Refuerzos tramo inferior
Nº refuerzos	16	64
Rango Z (m)	5 a -47	-30 a -47

Tabla 3.1 Anexo IX: Datos de los refuerzos longitudinales

3.1.2. Utilización de cubiertas intermedias y refuerzos transversales:

Debido a que el soporte está sometido a unas grandes presiones y momentos, se han distribuido diferentes cubiertas intermedias a lo largo del soporte para así disminuir las tensiones por presión y evitar el pandeo de las vigas del soporte.

La distribución final es la siguiente:

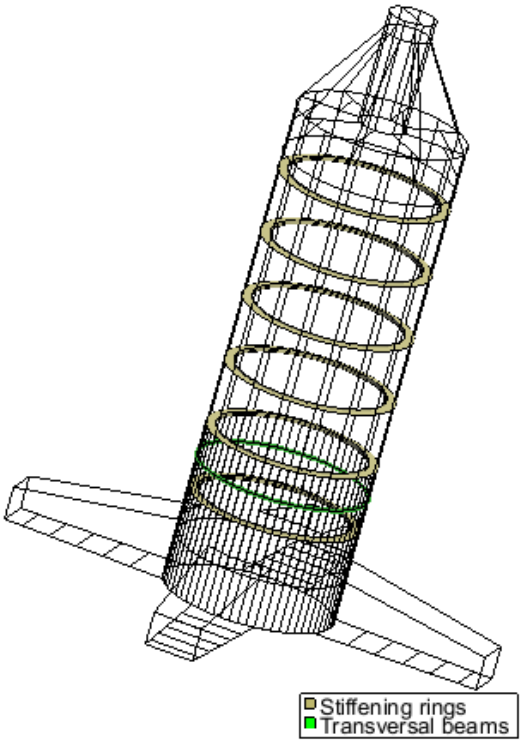


Imagen 3.2 Anexo IV: Refuerzos transversales

Datos cubiertas y refuerzos		
	Z(m)	Perfil
Cubierta 1	*-2*	No especificado (consultar *Anexo XI*)
Cubierta 2	*-9*	No especificado (consultar *Anexo XI*)
Cubierta 3	*-16*	No especificado (consultar *Anexo XI*)
Cubierta 4	*-23*	No especificado (consultar *Anexo XI*)
Cubierta 5	*-30*	No especificado (consultar *Anexo XI*)
Refuerzo transversal 1	*-33,5*	HP 430 15
Cubierta 6	*-37*	No especificado (consultar *Anexo XI*)

Tabla 3.2 Anexo IX: Datos de los refuerzos longitudinales

3.1.3. Utilización de cartelas para la pieza de transición:

Con el fin de reducir las tensiones que se producen en las cartelas de la pieza de transición se han colocado unas cartelas auxiliares en la parte inferior de la cubierta superior del soporte.

El resultado final es el siguiente:

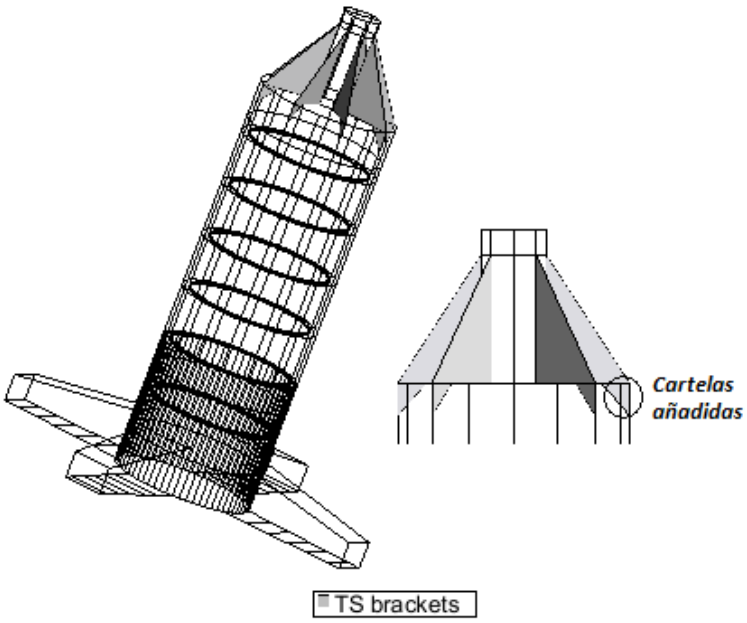


Imagen 3.3 Anexo IV: Cartelas

Datos cartelas	
Perfil	No especificado (consultar *Anexo XI*)
Nº de cartelas	8

Tabla 3.3 Anexo IX: Datos de los refuerzos longitudinales

3.1.4. Modificación del acero:

Debido a que las tensiones que se registraban en algunas zonas del soporte eran muy elevadas, se ha cambiado el acero de calidad naval *S275JO*, por el acero de calidad naval *S355JO*, permitiendo así conservar el límite del espesor de las chapas a 30 mm.

Para un proyecto real se debería realizar un estudio económico para saber si económicamente es más viable utilizar un acero de mayor calidad o bien rigidizar bien las zonas con problemas de tensión, aumentado el número de refuerzos. Aunque sería muy interesante realizar un estudio económico, para este proyecto no se realizará y se dejará la opción del cambio del acero por buena.

Las características del nuevo acero son:

Características acero S355JO	
% C máximo	*0,24*
% Mn máximo	*1,60*
% Si máximo	*0,55*
% S máximo	*0,030*
% P máximo	*0,030*
Límite elástico	*355 N/mm^2*
Resistencia máxima a la tracción	*470 N/mm^2*
Densidad	*7850 kg/m^3*

Tabla 3.4 Anexo IX: Datos de los refuerzos longitudinales

3.1.5. Espesor chapas:

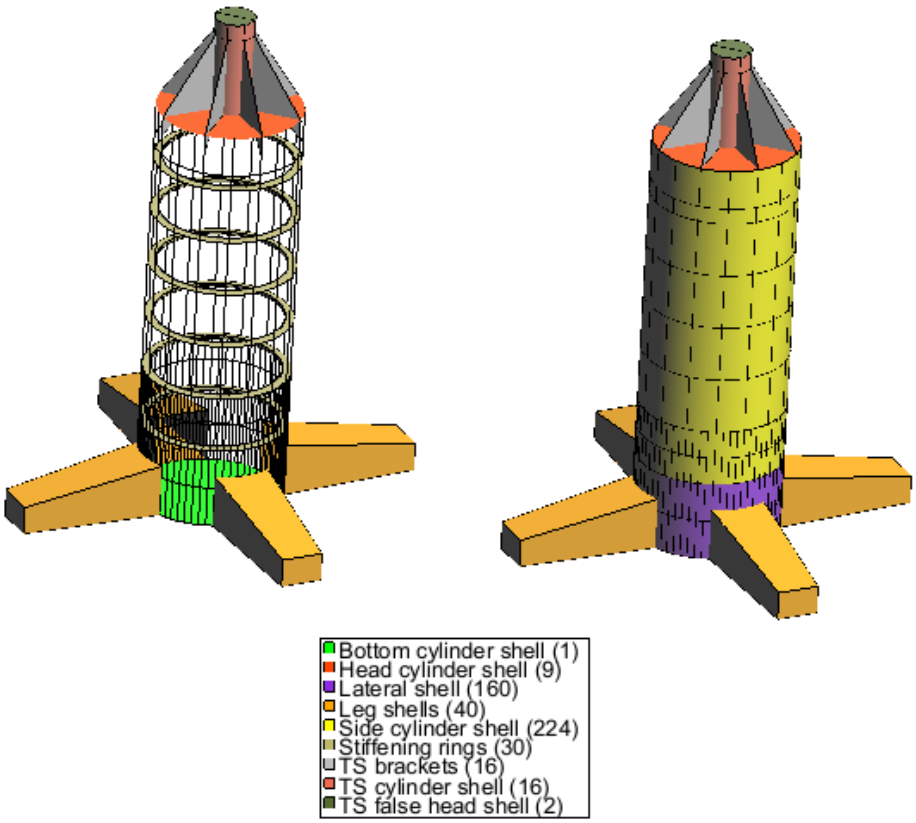


Imagen 3.4 Anexo IX: Loadcase 2 con fuerzas de inercia

Tabla de espesores I		
Nombre	**Material**	**Espesor (mm)**
Head cylinder shell	Acero *S355JO*	*30*
Side cylinder shell	Acero *S355JO*	*30*
TS Brackets	Acero *S355JO*	*30*
TS cylinder shell	Acero *S355JO*	*15*
TS false head shell	Material de transición	*1000*

Tabla 3.5 Anexo IX: Características de las chapas

(1) *Consultar capítulo 1 de este Anexo.*

Tabla de espesores II (*zona hormigón*)		
Nombre	**Material**	**Espesor (mm)**
Bottom cylinder shell	Acero *S355JO*	*30*
	Hormigón alta densidad	*500*
Lateral shell	Acero *S355JO*	*30*
	Hormigón alta densidad	*100*
Leg shells	Acero *S355JO*	*30*
	Hormigón baja densidad	*100*

Tabla 3.6 Anexo IX: Características de las chapas

4. Verificación de los resultados de Seakeeping para Ramseries:

Debido a que se han colocado refuerzos en el soporte y se ha aumentado el espesor de alguna de sus chapas su peso y la variación de su centro de gravedad variarán. Si esta variación es muy pequeña los cálculos de *Seakeeping* serán validos para el nuevo modelo. En caso de ser la variación muy grande se deberían de volver a calcular todos los casos de *Seakeeping* para el nuevo modelo.

PESO Y CENTRO GRAVEDAD DEL NUEVO MODELO							
	Pesos (T)	**XG (m)**	**YG (m)**	**ZG(m)**	**P·XG (T·m)**	**P·YG (T·m)**	**P·ZG (T·m)**
Nacelle	*330,00*	*-0,16*	*0,00*	*130,05*	*-52,80*	*0,00*	*42916,50*
Hub	*70,00*	*8,25*	*0,00*	*130,25*	*577,50*	*0,00*	*9117,50*
Blades	*67,50*	*8,25*	*0,00*	*130,25*	*556,88*	*0,00*	*8791,88*
Tower	*230,00*	*0,00*	*0,00*	*89,00*	*0,00*	*0,00*	*20470,00*
Cartelas superiores	*24,96*	*0,00*	*0,00*	*55,33*	*0,00*	*0,00*	*1381,04*
Cartelas inferiores	*2,16*	*0,00*	*0,00*	*51,17*	*0,00*	*0,00*	*110,53*
Soporte	*1250,00*	*0,00*	*0,00*	*16,79*	*0,00*	*0,00*	*20985,00*
Cemento patas	*2294,00*	*0,00*	*0,00*	*2,58*	*0,00*	*0,00*	*5927,70*
Cemento cilindro	*6300,00*	*0,00*	*0,00*	*5,02*	*0,00*	*0,00*	*31594,50*
Refuerzos longitudinales superiores	*245,78*	*0,00*	*0,00*	*26,00*	*0,00*	*0,00*	*6390,28*
Refuerzos longitudinales inferiores	*20,09*	*0,00*	*0,00*	*8,50*	*0,00*	*0,00*	*170,77*
Refuerzo transversal	*10,44*	*0,00*	*0,00*	*27,5*	*0,00*	*0,00*	*287,10*
Cubiertas	*81,00*	*0,00*	*0,00*	*3,00*	*0,00*	*0,00*	*243,00*
SUMA	***10925,93***				***1081,58***	***0,00***	***148385,78***

Tabla 3.7 Anexo IX: Peso y centro de gravedad de la estructura

* *Nota: Aunque el centro de gravedad se ha calculado referente a la línea de flotación, todos los valores de la tabla están referidos a la base del soporte.*

$$X_G = \frac{\sum P \cdot X_G}{\sum P};\ Y_G = \frac{\sum P \cdot Y_G}{\sum P};\ Z_G = \frac{\sum P \cdot Z_G}{\sum P}$$

	Modelo Seakeeping	Nuevo modelo	Variación (%)
Peso (T)	*10426,00*	*10925,93*	*0,0099*
XG (m)	*0,104*	*0,01*	*3,84*
YG (m)	*0,00*	*0,00*	*0,00*
ZG (m)	*-33,78*	*-33,42*	*1,07*

Tabla 3.8 Anexo IX: Comparación peso y centro de gravedad

Como se puede observar la variación es muy poca y se dan los resultados de *Seakeeping* por buenos.

3.2. Verificación de las tensiones en las chapas

3.2.1. Loadcase 1:

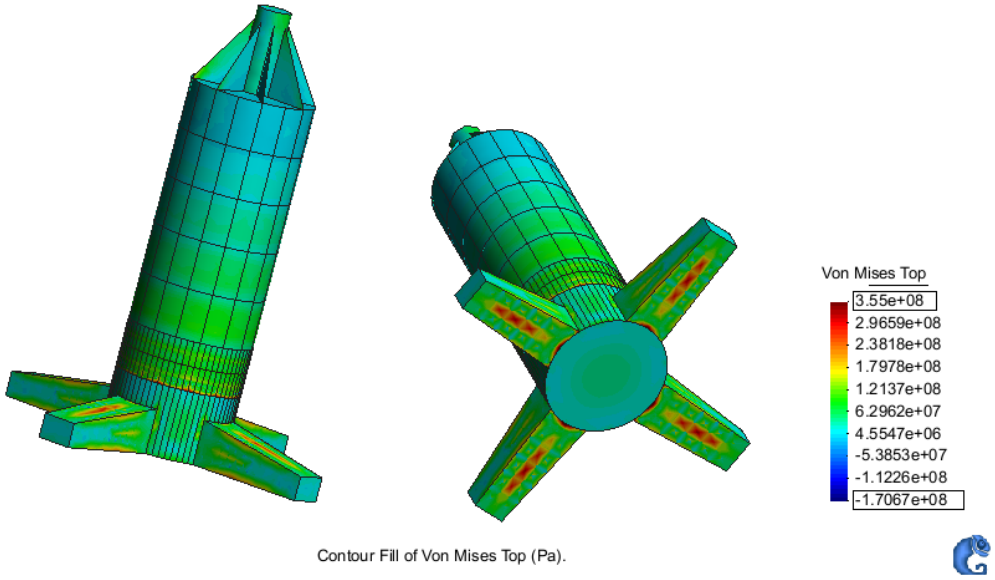


Imagen 3.5 Anexo IX: Tensiones chapas Loadcase 1

3.2.2. Loadcase 2:

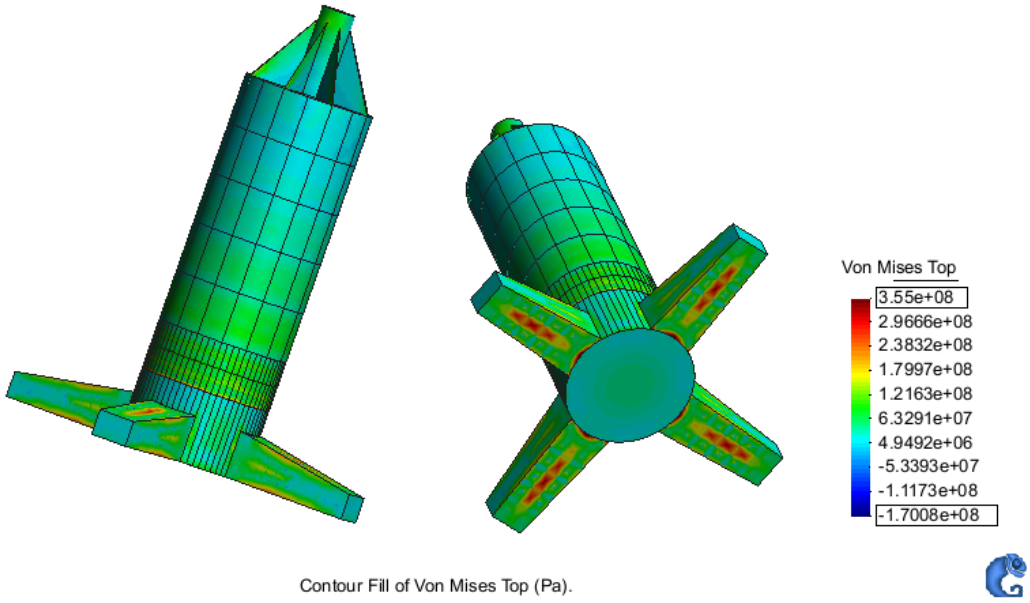


Imagen 3.6 Anexo IX: Tensiones chapas Loadcase 2

3.2.3. Loadcase 3:

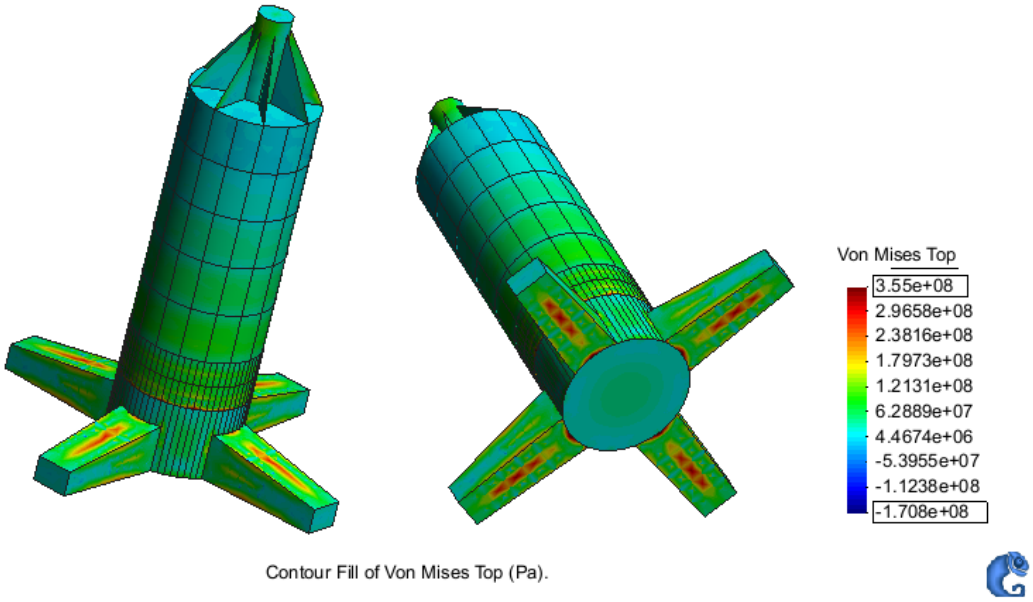


Imagen 3.7 Anexo IX: Tensiones chapas Loadcase 3

3.2.4. Loadcase 4:

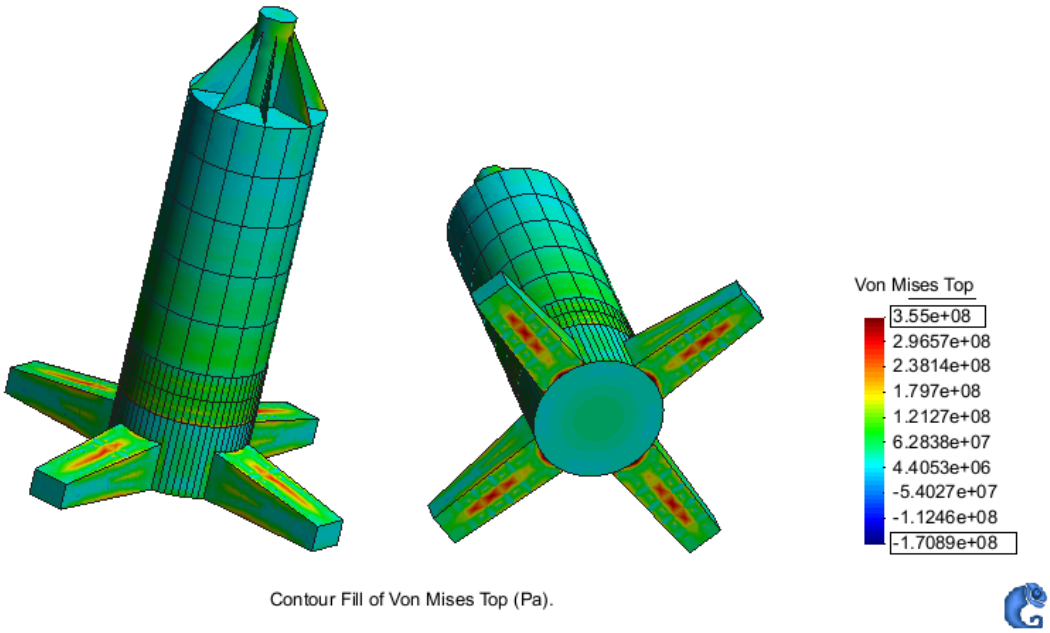


Imagen 3.8 Anexo IX: Tensiones chapas Loadcase 4

3.2.5. Loadcase 5:

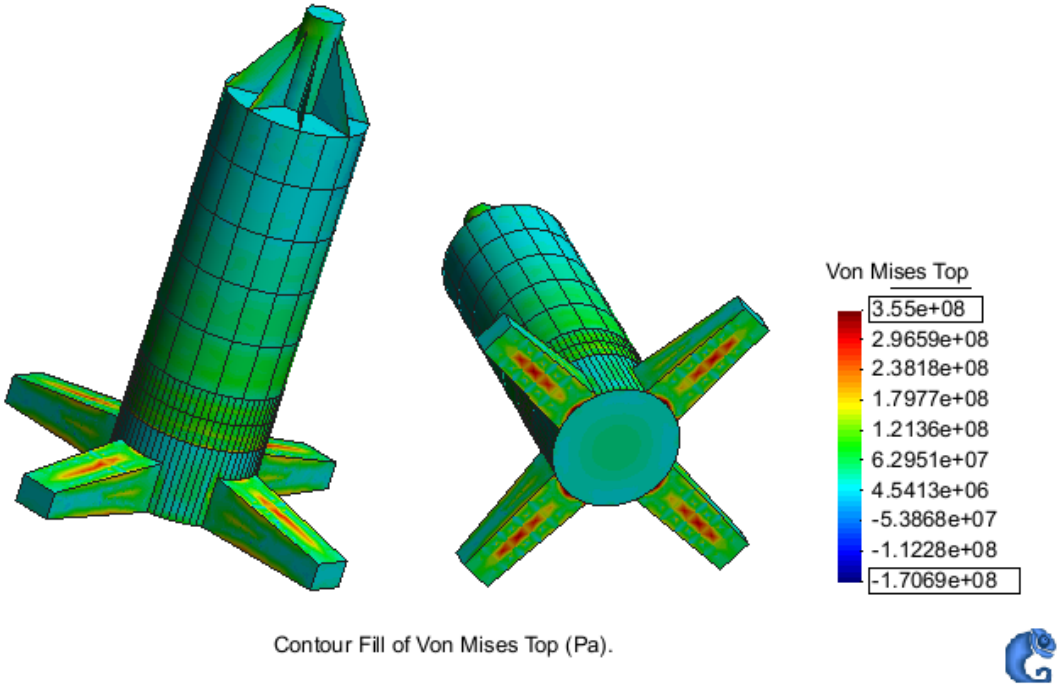


Imagen 3.9 Anexo IX: Tensiones chapas Loadcase 5

3.2.6. Loadcase 6:

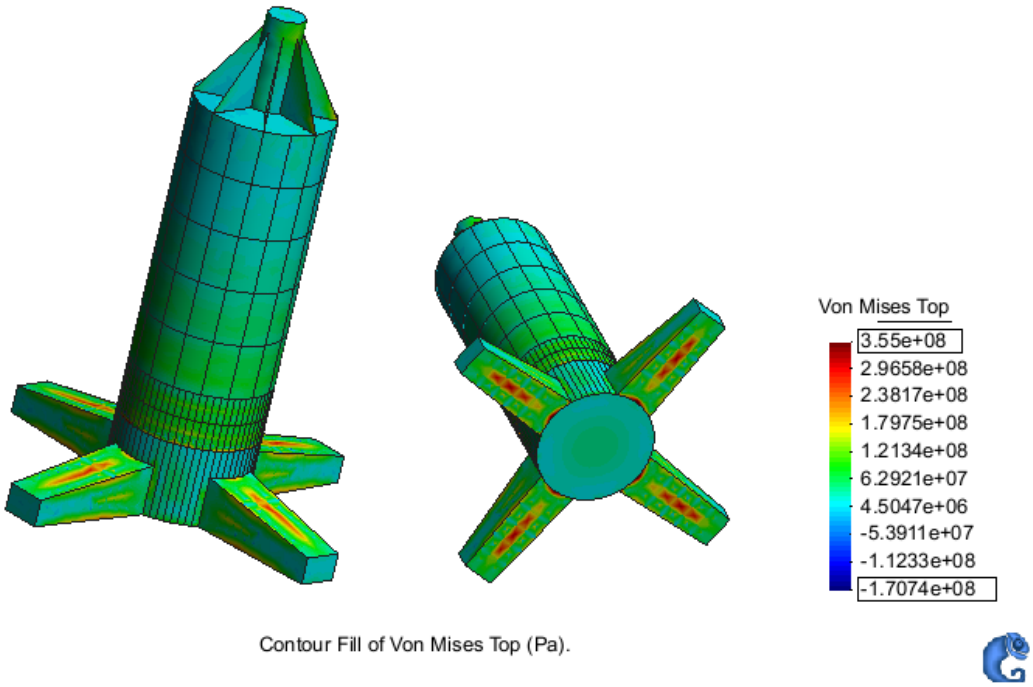


Imagen 3.10 Anexo IX: Tensiones chapas Loadcase 6

3.2.7. Loadcase 7:

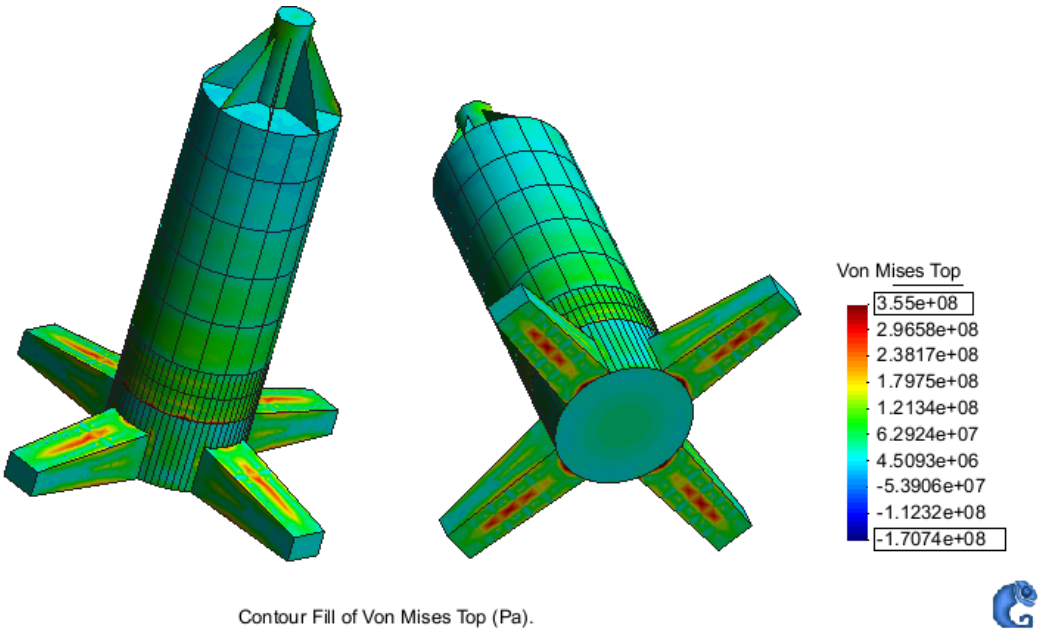


Imagen 3.11 Anexo IX: Tensiones chapas Loadcase 7

3.2.8. Loadcase 8:

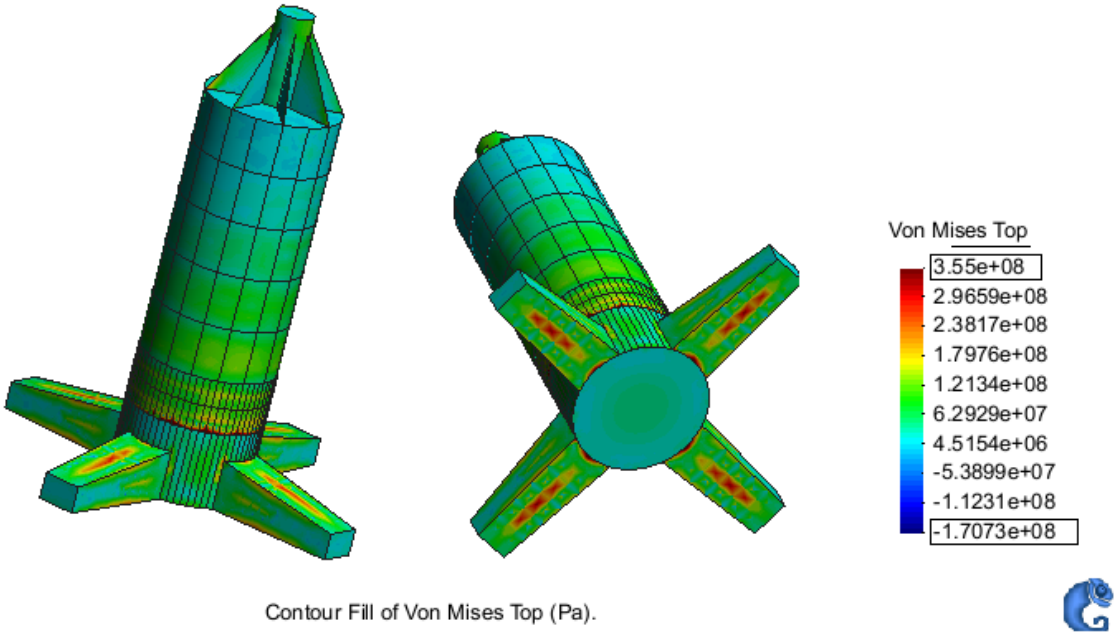


Imagen 3.12 Anexo IX: Tensiones chapas Loadcase 8

3.2.9. Loadcase 9:

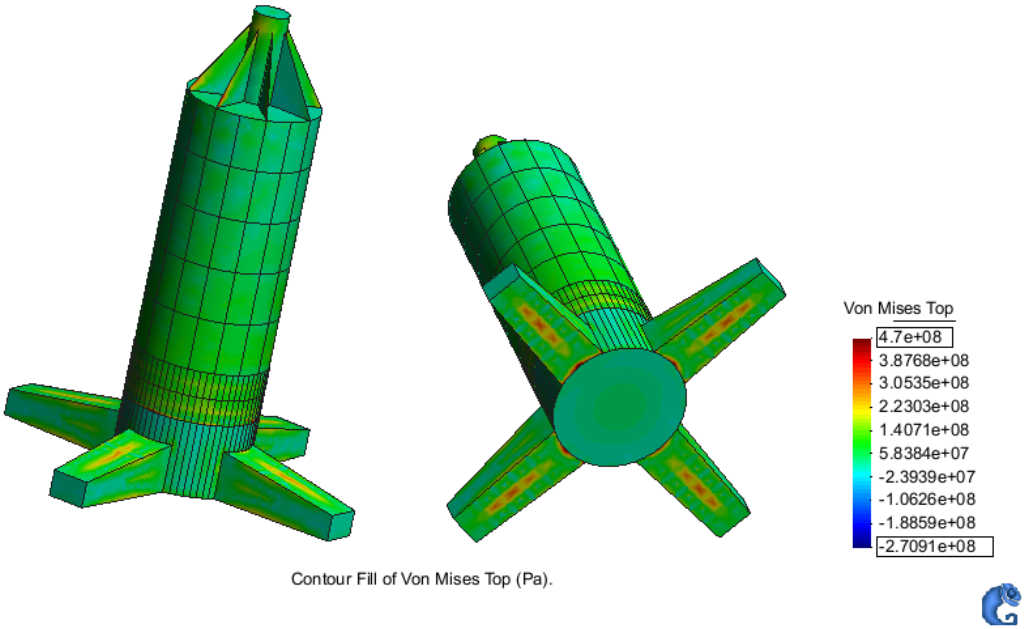


Imagen 3.13 Anexo IX: Tensiones chapas Loadcase 9

3.3. Verificación de las tensiones en las cubiertas intermedias

3.3.1. Loadcase 1:

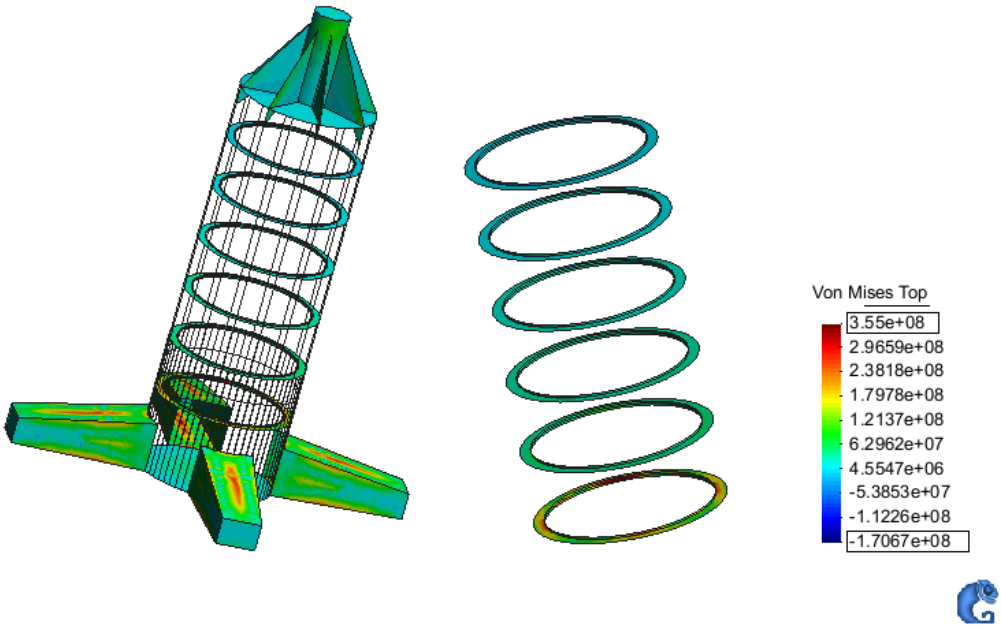


Imagen 3.14 Anexo IX: Tensiones cubiertas Loadcase 1

3.3.2. Loadcase 2:

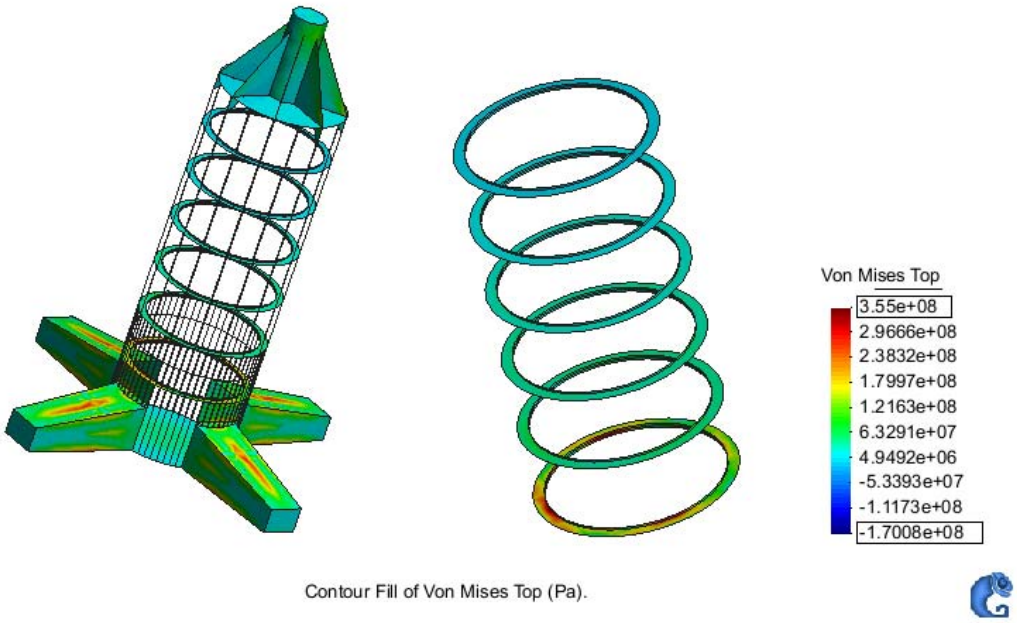


Imagen 3.15 Anexo IX: Tensiones cubiertas Loadcase 2

3.3.3. Loadcase 3:

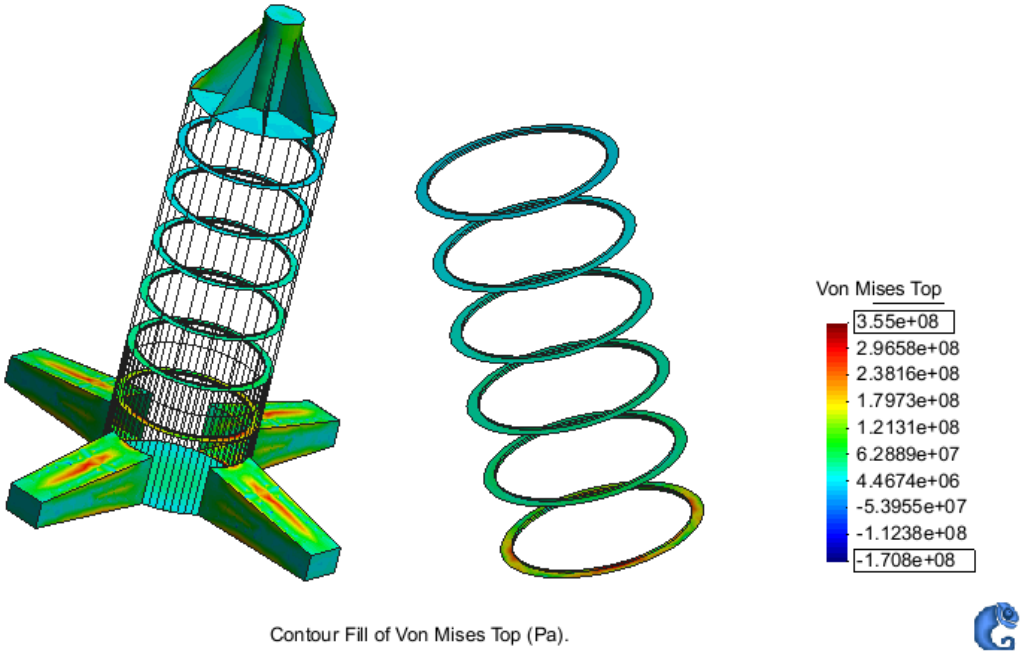


Imagen 3.16 Anexo IX: Tensiones cubiertas Loadcase 3

3.3.4. Loadcase 4:

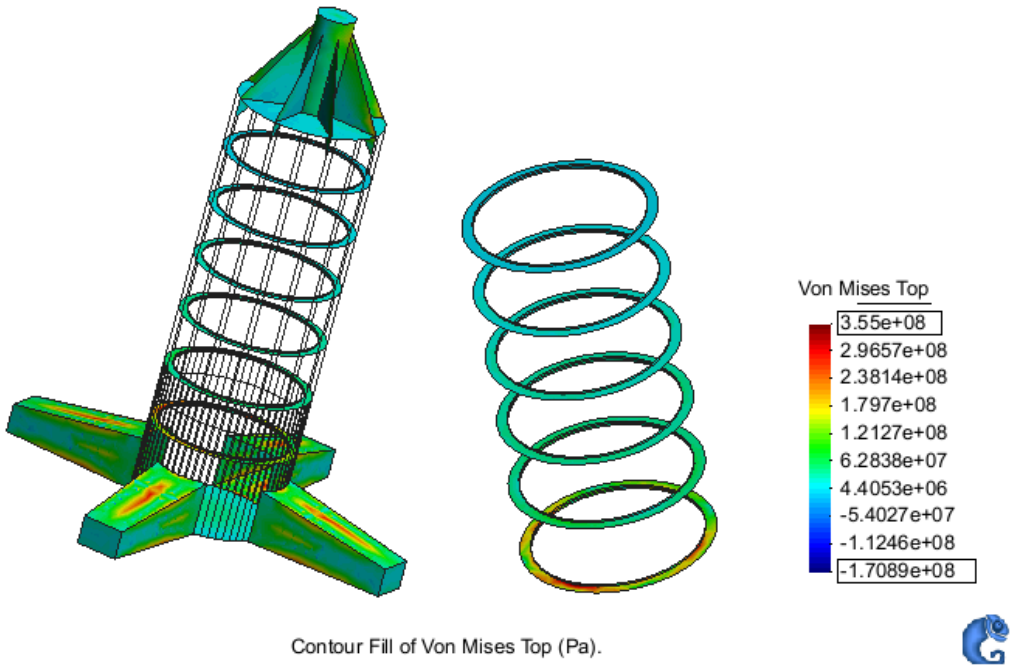


Imagen 3.17 Anexo IX: Tensiones cubiertas Loadcase 4

3.3.5. Loadcase 5:

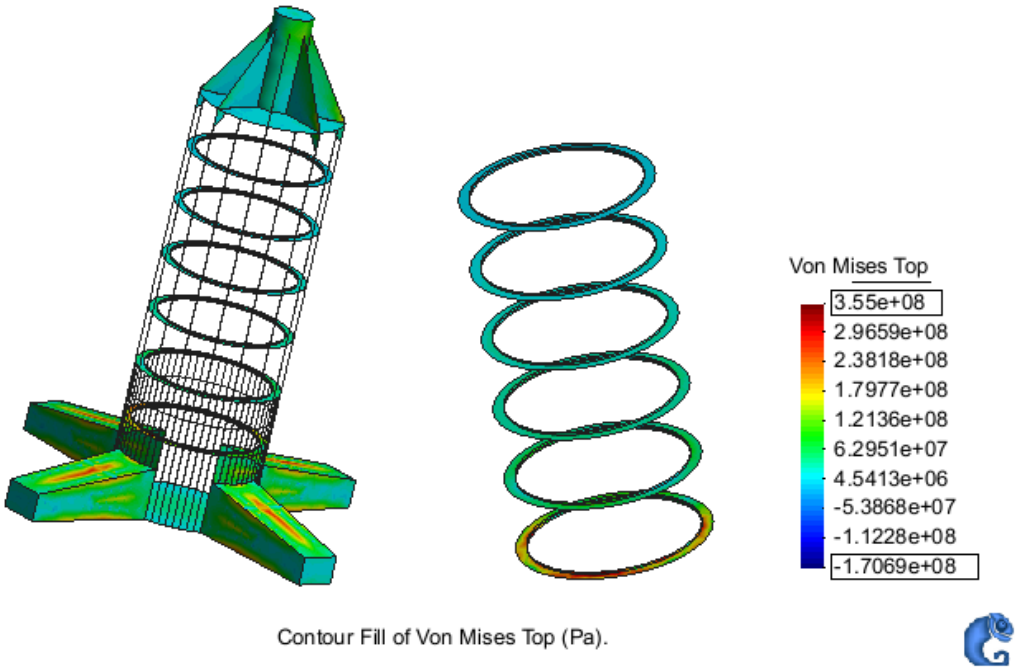


Imagen 3.18 Anexo IX: Tensiones cubiertas Loadcase 5

3.3.6. Loadcase 6:

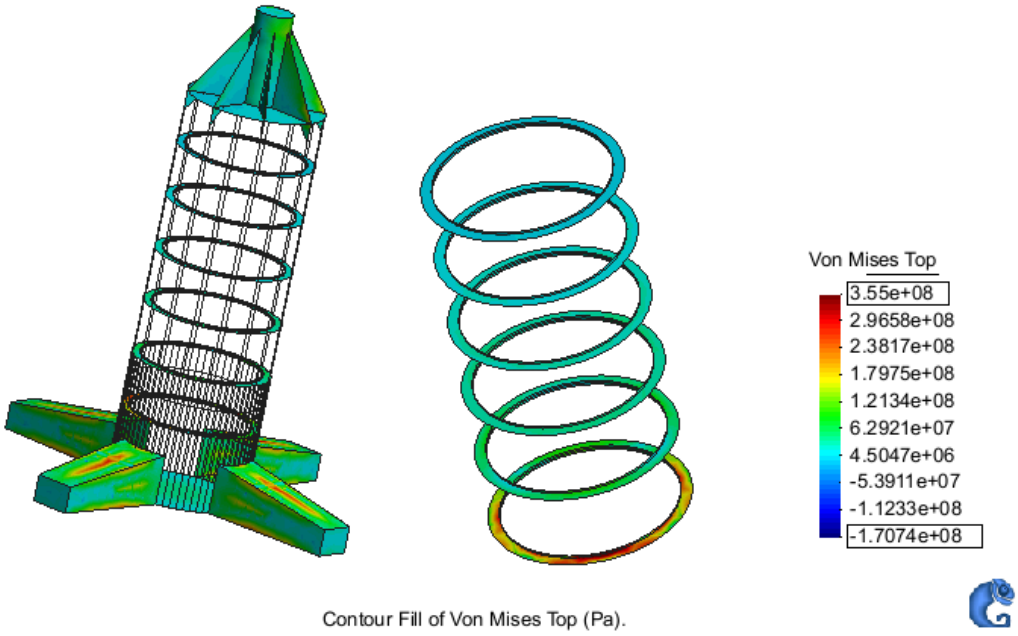


Imagen 3.19 Anexo IX: Tensiones cubiertas Loadcase 6

3.3.7. Loadcase 7:

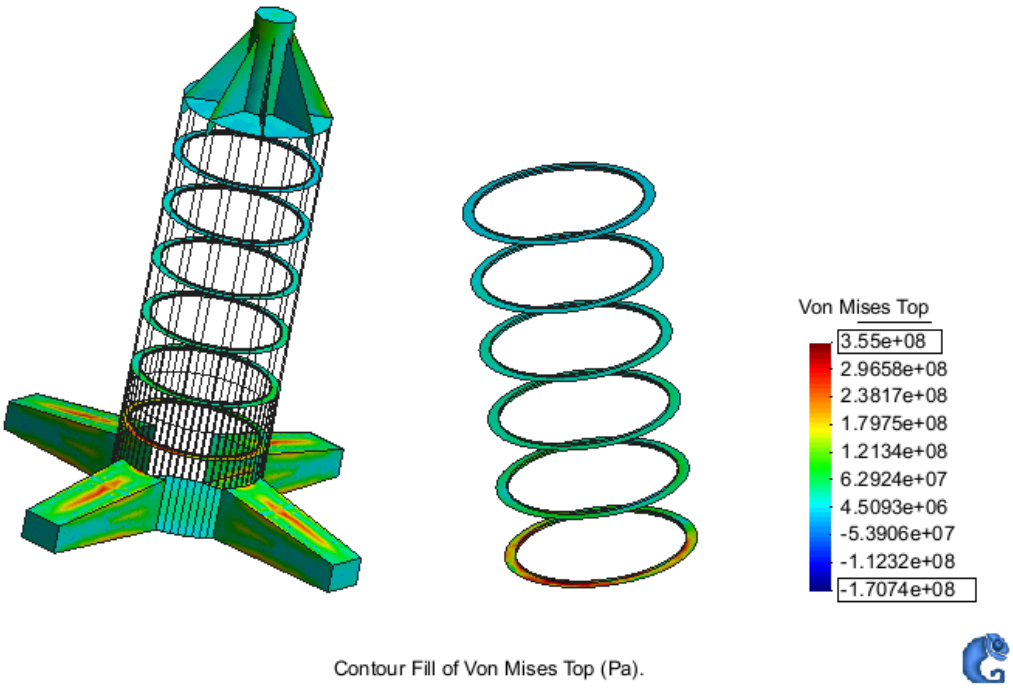


Imagen 3.20 Anexo IX: Tensiones cubiertas Loadcase 7

3.3.8. Loadcase 8:

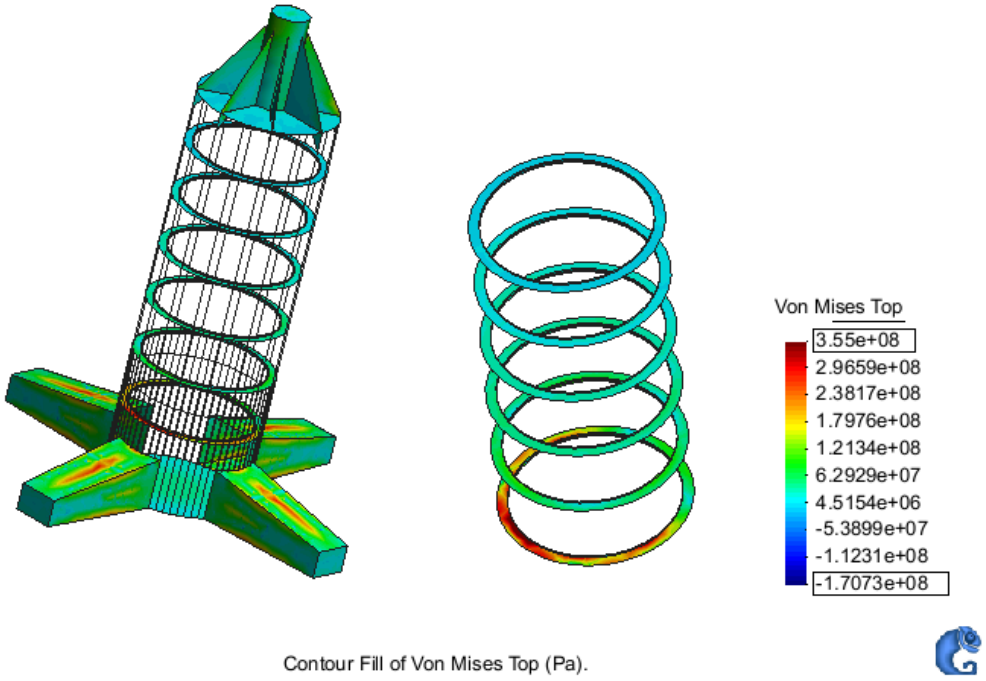


Imagen 3.21 Anexo IX: Tensiones cubiertas Loadcase 8

3.3.9. Loadcase 9:

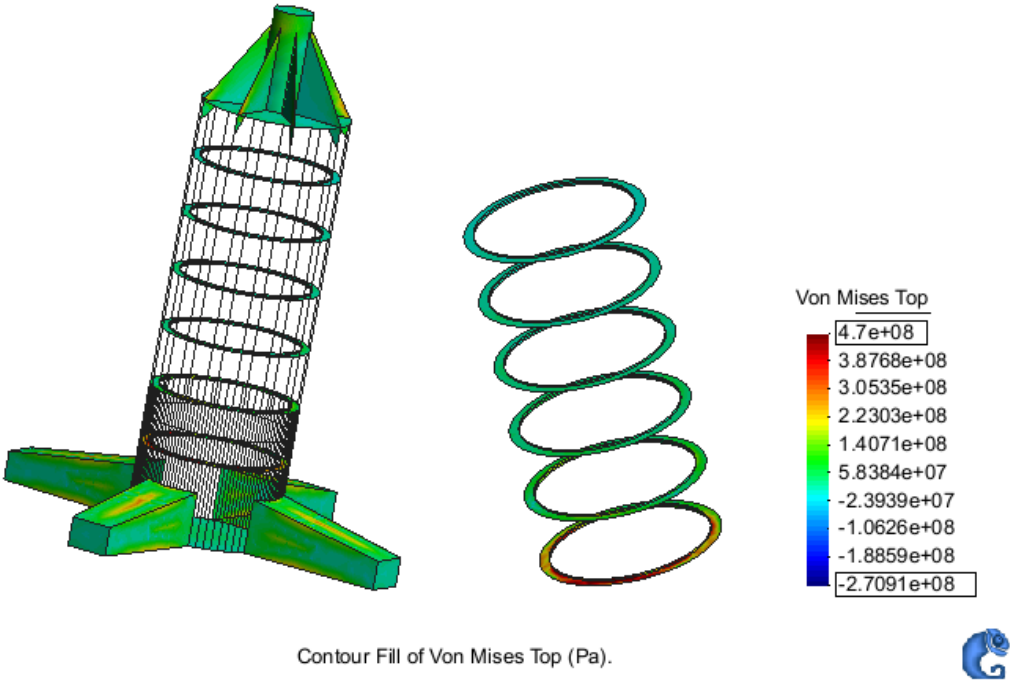


Imagen 3.22 Anexo IX: Tensiones cubiertas Loadcase 9

3.4. Verificación de las tensiones en los refuerzos longitudinales y transversales

3.4.1. Loadcase 1:

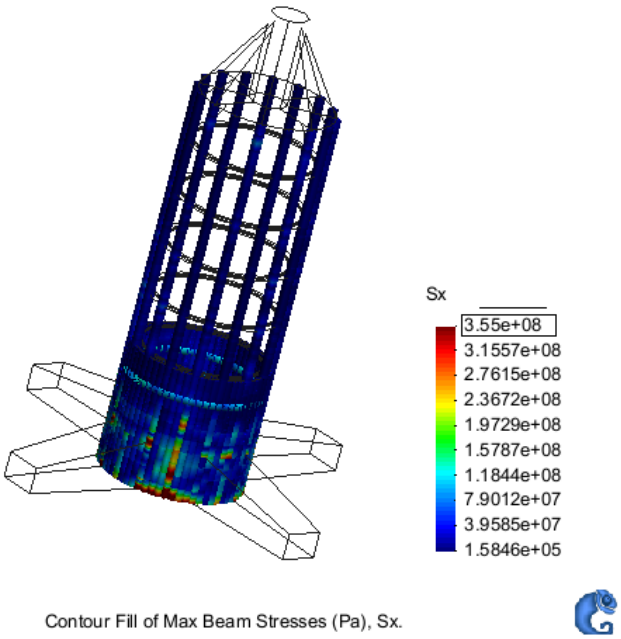


Imagen 3.23 Anexo IX: Tensiones refuerzos Loadcase 1

3.4.2. Loadcase 2:

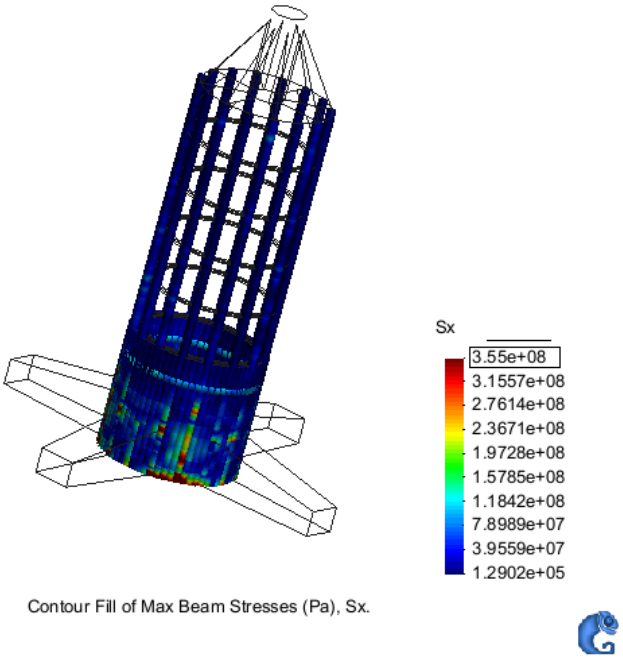


Imagen 3.24 Anexo IX: Tensiones refuerzos Loadcase 2

3.4.3. Loadcase 3:

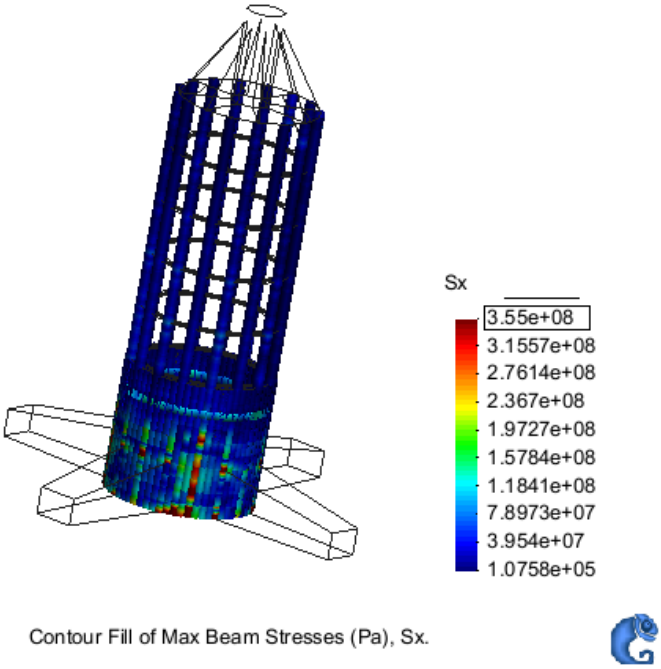


Imagen 3.25 Anexo IX: Tensiones refuerzos Loadcase 3

3.4.4. Loadcase 4:

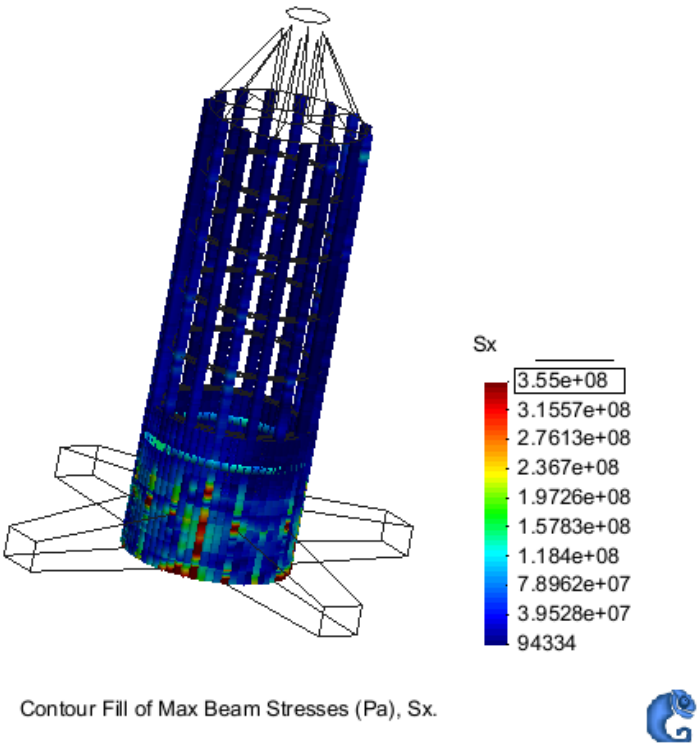


Imagen 3.26 Anexo IX: Tensiones refuerzos Loadcase 4

3.4.5. Loadcase 5:

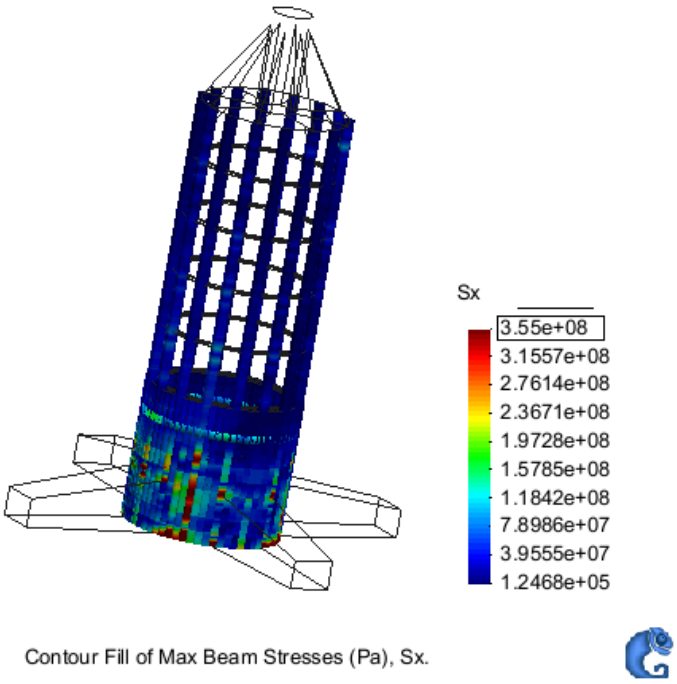


Imagen 3.27 Anexo IX: Tensiones refuerzos Loadcase 5

3.4.6. Loadcase 6:

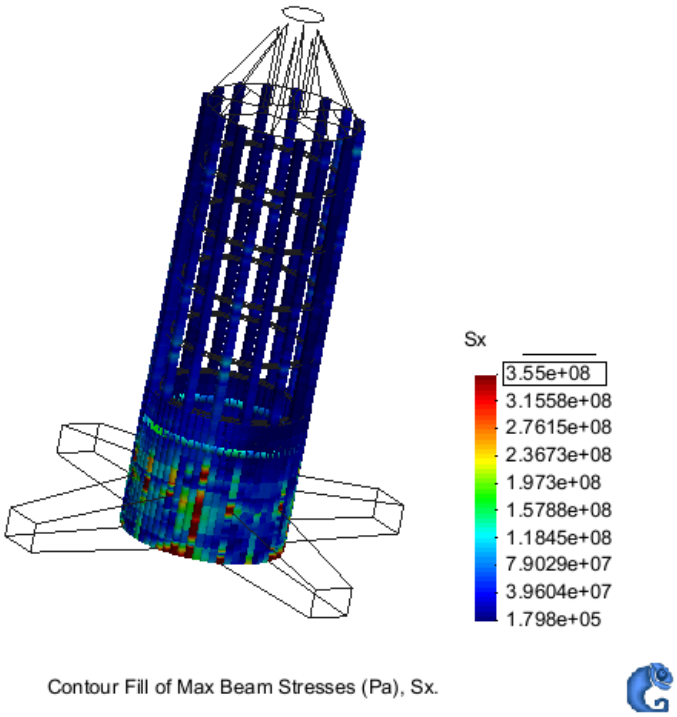


Imagen 3.28 Anexo IX: Tensiones refuerzos Loadcase 6

3.4.7. Loadcase 7:

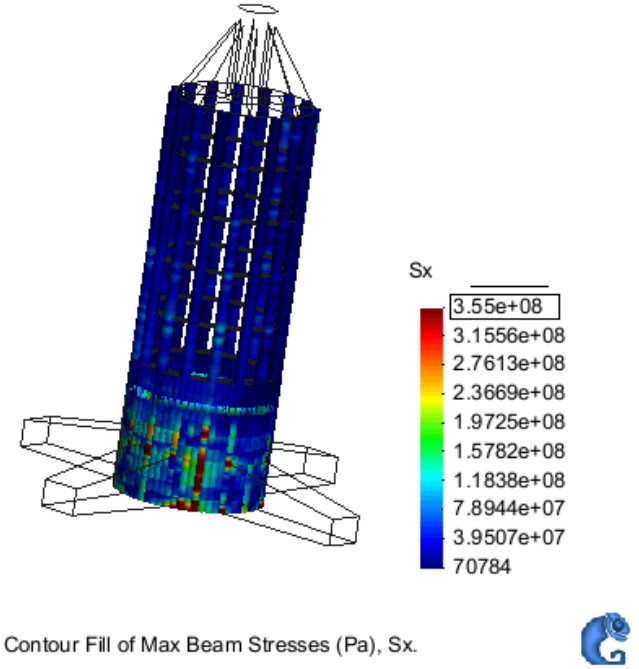


Imagen 3.29 Anexo IX: Tensiones refuerzos Loadcase 7

3.4.8. Loadcase 8:

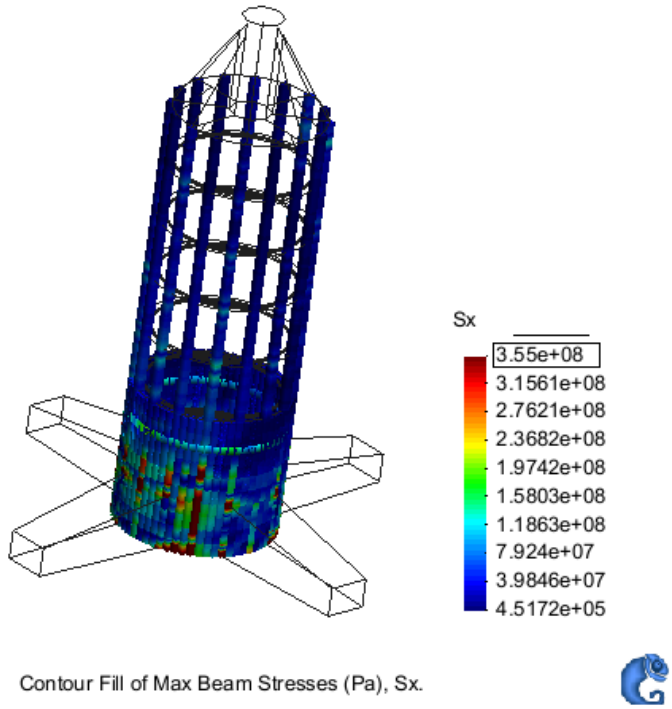


Imagen 3.30 Anexo IX: Tensiones refuerzos Loadcase 8

3.4.9. Loadcase 9:

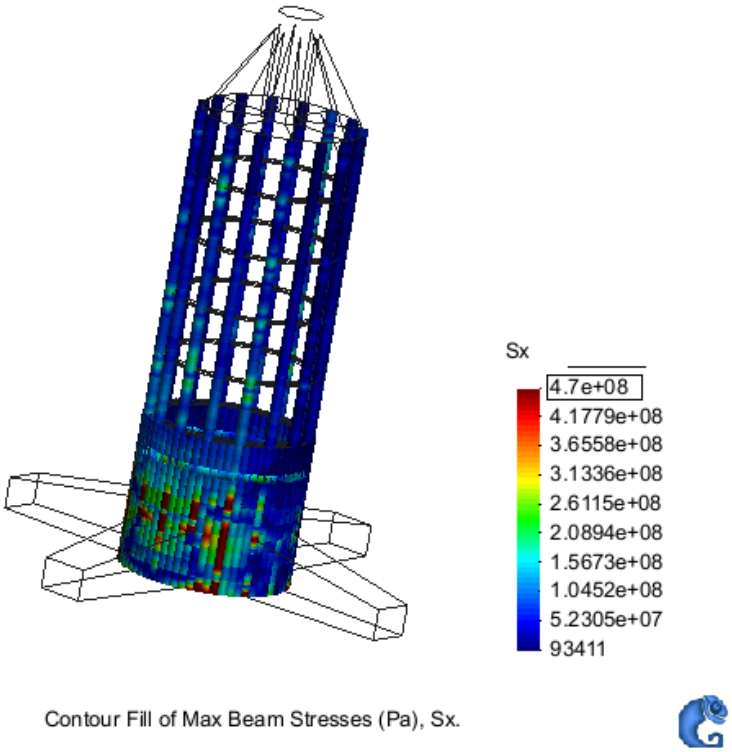


Imagen 3.31 Anexo IX: Tensiones refuerzos Loadcase 9

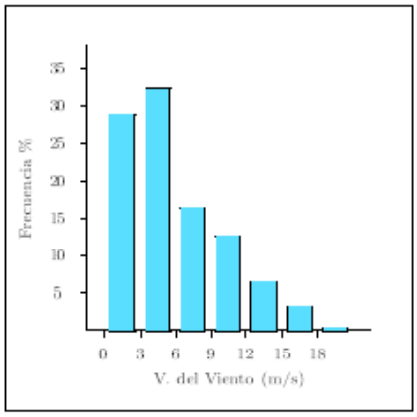
ANEXO X

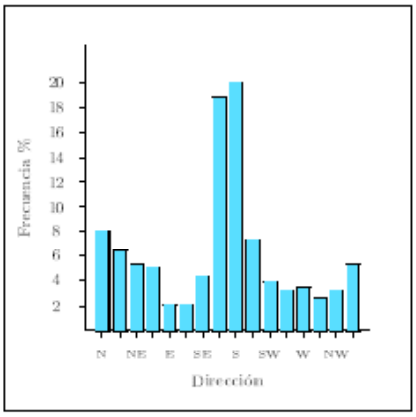
Datos de las boyas para condiciones de viento

1. Datos de viento utilizados:

DISTRIBUCIÓN CONJUNTA DE INTENSIDAD Y DIRECCIÓN DE AVANCE DEL VIENTO (SERIE DE DATOS ORIGINAL)

LUGAR : Begur	PERIODO : anual
SERIE ANALIZADA : Dic. 2006 - Nov. 2007	FRECUENCIA : 1 dato hora
NÚMERO DE DATOS : 5990	EFICACIA : 68.39 %
INTENSIDAD RES. MEDIA : 2.87 (m/s)	DIRECCIÓN RES. MEDIA : 167.24 (grados)
VELOCIDAD MEDIA : 5.58 (m/s)	VELOCIDAD MÁXIMA : 20.80 (m/s)





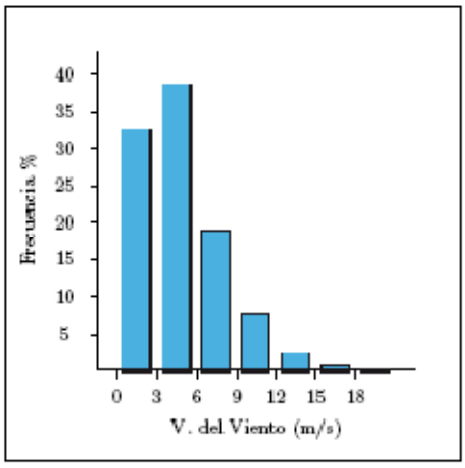
Dirección		V. del Viento (m/s)							Total
(grados)		(00-03]	(03-06]	(06-09]	(09-12]	(12-15]	(15-18]	> 18	
N	0.0	2.505	4.064	1.436	.088	-	-	-	8.092
NNE	22.5	1.927	3.100	1.068	.263	.035	-	-	6.393
NE	45.0	1.874	2.382	.631	.280	-	-	-	5.167
ENE	67.5	2.277	2.400	.228	.018	-	-	-	4.922
E	90.0	1.559	.596	.035	-	-	-	-	2.190
ESE	112.5	1.524	.490	-	-	.018	-	-	2.032
SE	135.0	1.839	1.261	.350	.333	.193	.298	-	4.274
SSE	157.5	1.629	2.330	3.030	5.167	3.608	2.400	.525	18.690
S	180.0	1.997	3.941	5.693	5.483	2.277	.561	-	19.951
SSW	202.5	1.962	3.416	1.594	.298	-	-	-	7.269
SW	225.0	1.594	1.559	.368	.158	.018	-	-	3.696
WSW	247.5	1.576	1.121	.403	.018	-	-	-	3.118
W	270.0	1.331	1.016	.666	.263	-	-	-	3.276
WNW	292.5	1.296	.876	.333	.193	-	-	-	2.697
NW	315.0	1.611	1.279	.088	-	-	-	-	2.978
NNW	337.5	2.295	2.540	.420	-	-	-	-	5.255
Total		28.797	32.370	16.343	12.559	6.148	3.258	.525	100 %

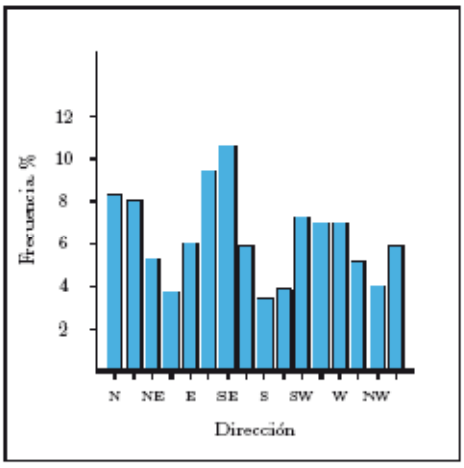
Imagen 1.1 Anexo X: Datos de viento de la Boya del Cabo de Begur

* *<u>Nota</u>: Debido a que los datos de la boya de Begur para el período 2007-2008 no eran fiables se han utilizado los datos del periodo 2006-2007 asumiendo un posible pequeño error a la hora de la elección.*

DISTRIBUCIÓN CONJUNTA DE INTENSIDAD Y DIRECCIÓN DE AVANCE DEL VIENTO (SERIE DE DATOS ORIGINAL)

LUGAR : Tarragona
PERIODO : anual
SERIE ANALIZADA : Dic. 2007 - Nov. 2008
FRECUENCIA : 1 dato hora
NÚMERO DE DATOS : 8521
EFICACIA : 97.02 %
INTENSIDAD RES. MEDIA : 0.79 (m/s)
DIRECCIÓN RES. MEDIA : 127.49 (grados)
VELOCIDAD MEDIA : 4.68 (m/s)
VELOCIDAD MÁXIMA : 17.30 (m/s)



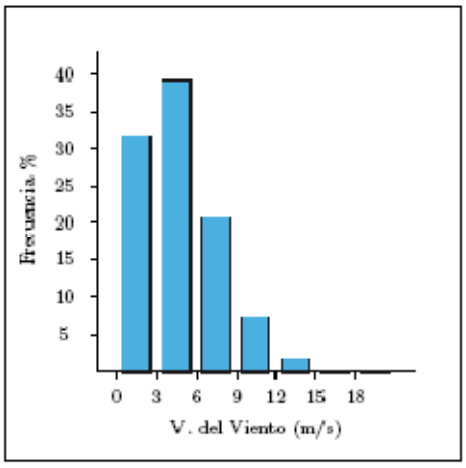


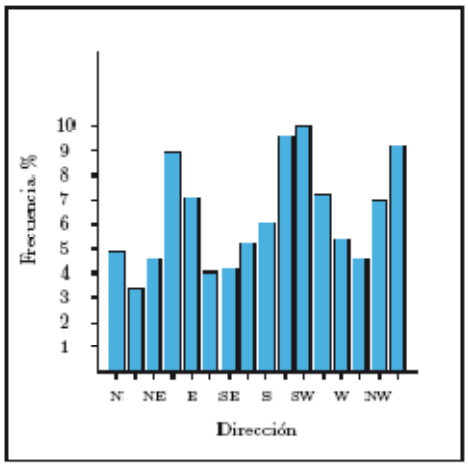
Dirección (grados)		V. del Viento (m/s) (00-03]	(03-06]	(06-09]	(09-12]	(12-15]	(15-18]	> 18	Total
N	0.0	2.710	4.580	.769	.237	-	-	-	8.296
NNE	22.5	2.343	4.249	1.077	.260	.047	-	-	7.976
NE	45.0	1.716	2.260	.923	.237	.107	-	-	5.243
ENE	67.5	1.633	1.538	.497	.071	-	-	-	3.740
E	90.0	2.083	2.047	.970	.686	.201	.024	-	6.012
ESE	112.5	1.515	2.544	2.817	1.740	.604	.083	-	9.302
SE	135.0	1.680	3.254	3.254	1.740	.544	.107	-	10.580
SSE	157.5	1.751	2.107	1.278	.426	.189	.012	-	5.763
S	180.0	1.586	1.207	.462	.071	.012	.012	-	3.349
SSW	202.5	1.811	1.361	.462	.225	.024	-	-	3.882
SW	225.0	1.716	2.462	1.964	.805	.189	-	-	7.136
WSW	247.5	2.047	2.296	1.964	.556	.095	-	-	6.959
W	270.0	2.438	2.793	1.361	.355	-	-	-	6.947
WNW	292.5	2.615	1.846	.509	.024	-	-	-	4.994
NW	315.0	2.130	1.633	.189	.024	.012	-	-	3.988
NNW	337.5	2.710	2.592	.391	.059	.071	.012	-	5.834
Total		32.485	38.769	18.888	7.515	2.095	.249	-	100 %

Imagen 1.2 Anexo X: Datos de viento de la Boya de Tarragona

Distribución Conjunta de Intensidad y Dirección de avance del Viento (Serie de Datos Original)

Lugar : Valencia
Periodo : anual
Serie Analizada : Dic. 2007 - Nov. 2008
Frecuencia : 1 dato hora
Número de Datos : 8783
Eficacia : 100.00 %
Intensidad Res. Media : 0.29 (m/s)
Dirección Res. Media : 198.70 (grados)
Velocidad Media : 4.70 (m/s)
Velocidad Máxima : 15.41 (m/s)



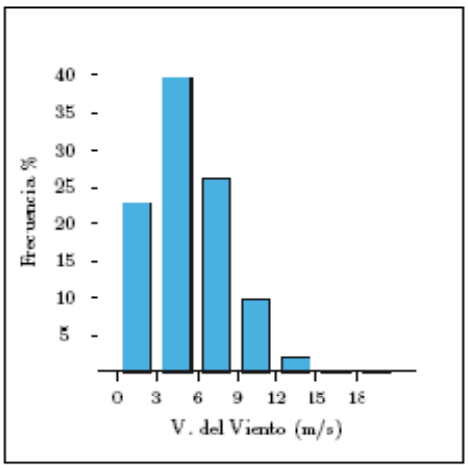


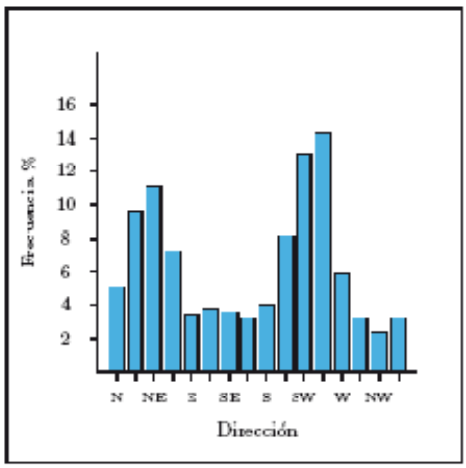
Dirección	(grados)	V. del Viento (m/s) (00-03]	(03-06]	(06-09]	(09-12]	(12-15]	(15-18]	> 18	Total
N	0.0	1.576	2.068	.960	.171	-	-	-	4.775
NNE	22.5	1.451	1.439	.354	.057	-	-	-	3.301
NE	45.0	1.531	1.634	.960	.286	.080	-	-	4.489
ENE	67.5	1.748	2.445	2.639	1.725	.320	.034	-	8.910
E	90.0	2.159	2.296	1.485	.800	.240	.023	-	7.003
ESE	112.5	1.759	1.165	.663	.343	.057	-	-	3.987
SE	135.0	1.759	1.736	.400	.137	.069	.011	-	4.112
SSE	157.5	1.896	1.965	.777	.331	.149	.034	-	5.152
S	180.0	2.011	2.170	1.005	.594	.160	-	-	5.940
SSW	202.5	2.296	3.084	2.970	1.097	.103	-	-	9.550
SW	225.0	2.536	3.907	2.833	.560	.080	-	-	9.915
WSW	247.5	2.376	3.039	1.314	.343	.023	.011	-	7.105
W	270.0	2.387	2.250	.525	.091	-	-	-	5.255
WNW	292.5	1.873	2.193	.377	.069	-	-	-	4.512
NW	315.0	2.205	3.895	.754	.023	-	-	-	6.877
NNW	337.5	1.885	3.975	2.662	.594	-	-	-	9.116
Total		31.448	39.262	20.676	7.220	1.279	.114	-	100 %

Imagen 1.3 Anexo X: Datos de viento de la Boya de Valencia

Distribución Conjunta de Intensidad y Dirección de avance del Viento (Serie de Datos Original)

Lugar : Cabo de Palos
Periodo : anual
Serie Analizada : Dic. 2007 - Nov. 2008
Frecuencia : 1 dato hora
Número de Datos : 8780
Eficacia : 99.97 %
Intensidad Res. Media : 0.47 (m/s)
Dirección Res. Media : 226.44 (grados)
Velocidad Media : 5.31 (m/s)
Velocidad Máxima : 16.40 (m/s)



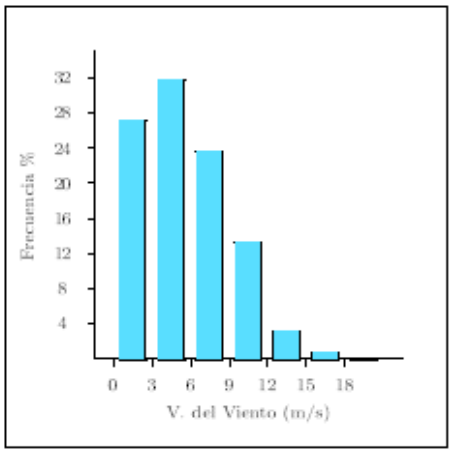


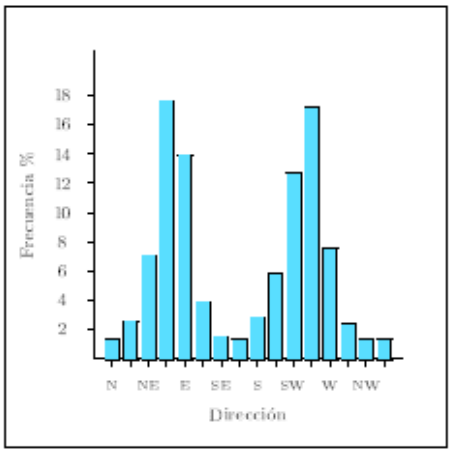
Dirección		V. del Viento (m/s)							Total
(grados)		(00-03]	(03-06]	(06-09]	(09-12]	(12-15]	(15-18]	> 18	
N	0.0	1.475	2.447	.777	.320	.057	-	-	5.077
NNE	22.5	1.669	4.059	2.538	1.006	.274	-	-	9.547
NE	45.0	1.464	4.471	3.327	1.349	.366	.034	-	11.011
ENE	67.5	1.544	2.550	2.298	.686	.126	.011	-	7.215
E	90.0	1.018	1.361	.572	.309	.023	-	-	3.282
ESE	112.5	.915	1.406	1.086	.274	.011	-	-	3.693
SE	135.0	.720	.938	1.166	.526	.183	-	-	3.533
SSE	157.5	.858	1.246	.789	.274	.011	-	-	3.179
S	180.0	1.235	1.818	.652	.160	.011	-	-	3.876
SSW	202.5	1.807	2.664	2.355	1.178	.229	-	-	8.232
SW	225.0	1.761	5.168	4.402	1.338	.263	.034	-	12.966
WSW	247.5	2.230	5.134	4.882	1.818	.126	-	-	14.189
W	270.0	1.841	2.698	.789	.423	.011	-	-	5.763
WNW	292.5	1.464	1.475	.126	.023	-	-	-	3.087
NW	315.0	1.475	.823	.023	.011	-	-	-	2.332
NNW	337.5	1.464	1.372	.183	-	-	-	-	3.019
Total		22.936	39.630	25.966	9.696	1.692	.080	-	100 %

Imagen 1.4 Anexo X: Datos de viento de la Boya del Cabo de Palos

DISTRIBUCIÓN CONJUNTA DE INTENSIDAD Y DIRECCIÓN DE AVANCE DEL VIENTO (SERIE DE DATOS ORIGINAL)

LUGAR : Cabo de Gata
PERIODO : anual
SERIE ANALIZADA : Dic. 2006 - Nov. 2007
FRECUENCIA : 1 dato hora
NÚMERO DE DATOS : 8639
EFICACIA : 98.63 %
INTENSIDAD RES. MEDIA : 1.01 (m/s)
DIRECCIÓN RES. MEDIA : 194.61 (grados)
VELOCIDAD MEDIA : 5.51 (m/s)
VELOCIDAD MÁXIMA : 18.00 (m/s)





Dirección (grados)		V. del Viento (m/s) (00-03]	(03-06]	(06-09]	(09-12]	(12-15]	(15-18]	> 18	Total
N	0.0	.926	.324	.023	.023	-	-	-	1.297
NNE	22.5	1.482	1.077	.104	-	-	-	-	2.663
NE	45.0	2.455	3.149	1.285	.093	.023	.035	-	7.039
ENE	67.5	4.353	6.495	4.793	1.540	.336	.058	-	17.576
E	90.0	3.334	4.226	3.497	2.072	.590	.174	-	13.894
ESE	112.5	1.586	1.111	.544	.440	.185	.069	-	3.937
SE	135.0	.984	.289	.035	.035	.093	.035	-	1.470
SSE	157.5	.822	.197	.093	.116	.069	-	-	1.297
S	180.0	1.216	.996	.243	.243	.023	-	-	2.721
SSW	202.5	1.459	2.374	1.123	.637	.139	-	-	5.731
SW	225.0	1.436	2.952	3.728	3.427	1.065	.116	-	12.724
WSW	247.5	1.806	3.960	6.241	4.342	.741	.127	-	17.217
W	270.0	1.876	3.462	1.864	.289	.035	.023	.012	7.560
WNW	292.5	1.389	.880	.081	.012	.012	-	-	2.374
NW	315.0	.996	.208	-	-	-	-	-	1.204
NNW	337.5	1.158	.139	-	-	-	-	-	1.297
Total		27.278	31.840	23.654	13.268	3.311	.637	.012	100 %

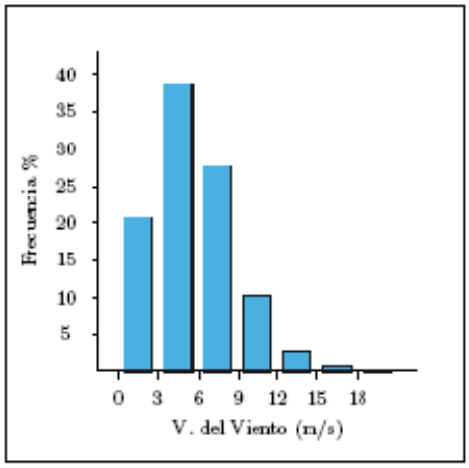
Imagen 1.5 Anexo X: Datos de viento de la Boya del Cabo de Gata

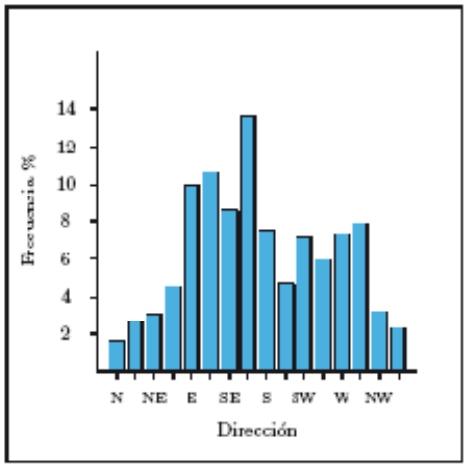
* *<u>Nota</u>: Debido a que los datos de la boya de Cabo de Gata para el período 2007-2008 no eran fiables se han utilizado los datos del periodo 2006-2007 asumiendo un posible pequeño error a la hora de la elección.*

Distribución Conjunta de Intensidad y Dirección de avance del Viento (Serie de Datos Original)

Lugar : Golfo de Cádiz
Serie Analizada : Dic. 2007 Nov. 2008
Número de Datos : 8778
Intensidad Res. Media : 1.43 (m/s)
Velocidad Media : 5.63 (m/s)

Periodo : anual
Frecuencia : 1 dato hora
Eficacia : 99.94 %
Dirección Res. Media : 173.25 (grados)
Velocidad Máxima : 18.20 (m/s)



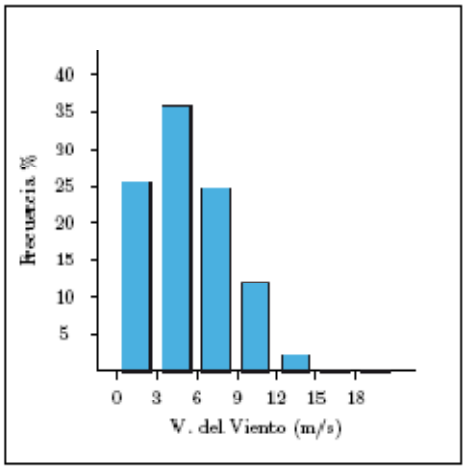


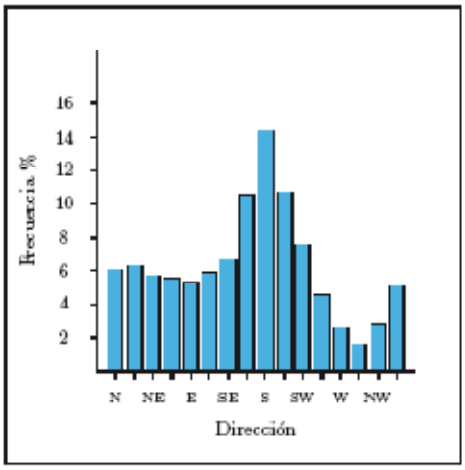
Dirección		V. del Viento (m/s)							Total
(grados)		(00-03]	(03-06]	(06-09]	(09-12]	(12-15]	(15-18]	> 18	
N	0.0	.878	.502	.125	.080	.023	-	-	1.608
NNE	22.5	.855	.912	.433	.274	.103	-	-	2.578
NE	45.0	.810	1.026	.490	.536	.160	-	-	3.022
ENE	67.5	1.141	1.927	.890	.445	.114	.011	-	4.528
E	90.0	1.608	4.539	2.988	.639	.080	-	-	9.854
ESE	112.5	1.722	5.292	2.920	.593	.125	-	-	10.652
SE	135.0	1.391	4.163	2.224	.661	.080	-	-	8.520
SSE	157.5	1.939	4.551	5.566	1.369	.080	-	-	13.504
S	180.0	1.574	3.307	2.304	.342	-	-	-	7.527
SSW	202.5	1.562	2.406	.639	.080	.011	.011	.011	4.722
SW	225.0	1.460	2.623	2.156	.616	.171	.091	.011	7.128
WSW	247.5	1.483	2.247	1.768	.228	.068	.034	.011	5.839
W	270.0	1.038	1.631	2.315	2.064	.171	-	-	7.219
WNW	292.5	1.243	1.665	1.813	1.574	1.289	.194	-	7.778
NW	315.0	.707	.992	.639	.525	.251	.080	-	3.193
NNW	337.5	.992	.981	.308	.046	-	-	-	2.327
Total		20.404	33.766	27.578	10.071	2.726	.422	.034	100 %

Imagen 1.6 Anexo X: Datos de viento de la Boya del Golfo de Cádiz

Distribución Conjunta de Intensidad y Dirección de avance del Viento (Serie de Datos Original)

Lugar : Silleiro
Periodo : anual
Serie Analizada : Dic. 2007 - Nov. 2008
Frecuencia : 1 dato hora
Número de Datos : 7864
Eficacia : 89.54 %
Intensidad Res. Media : 1.59 (m/s)
Dirección Res. Media : 159.93 (grados)
Velocidad Media : 5.43 (m/s)
Velocidad Máxima : 21.30 (m/s)



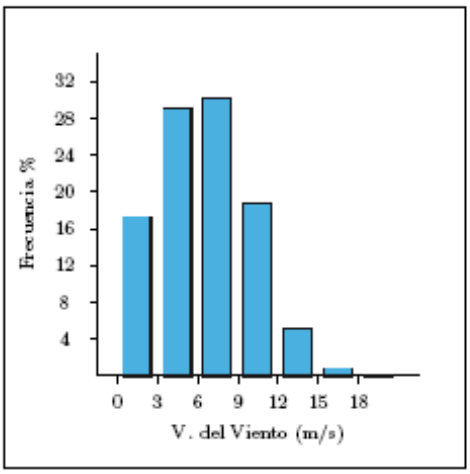


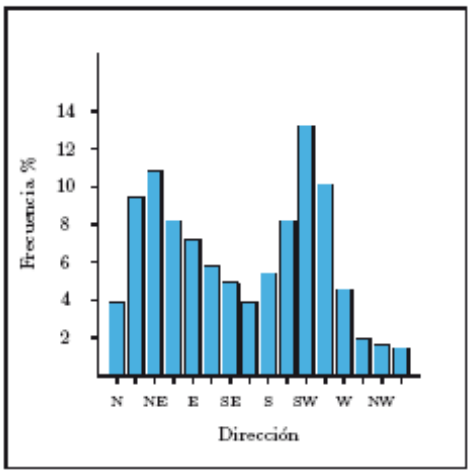
Dirección (grados)		V. del Viento (m/s) (00-03]	(03-06]	(06-09]	(09-12]	(12-15]	(15-18]	> 18	Total
N	0.0	1.314	2.474	1.543	.408	.191	.013	-	5.943
NNE	22.5	1.454	2.092	1.569	.778	.204	.013	-	6.109
NE	45.0	1.135	2.398	1.569	.344	.115	-	-	5.561
ENE	67.5	1.110	2.436	1.314	.472	.089	-	-	5.420
E	90.0	1.301	2.155	1.084	.587	.077	-	-	5.203
ESE	112.5	1.543	2.041	1.403	.650	.089	-	.013	5.739
SE	135.0	1.709	2.716	1.620	.421	.038	-	.013	6.517
SSE	157.5	1.964	4.234	3.278	.982	.038	-	-	10.496
S	180.0	2.372	4.451	4.183	2.946	.357	.013	-	14.322
SSW	202.5	2.155	2.870	2.819	2.206	.523	.051	-	10.624
SW	225.0	2.079	2.257	1.696	1.326	.268	-	-	7.627
WSW	247.5	1.964	1.824	.383	.242	.115	-	-	4.527
W	270.0	1.709	.625	.204	.038	.013	-	-	2.589
WNW	292.5	1.046	.242	.217	.064	.013	-	-	1.581
NW	315.0	1.301	.701	.536	.128	.064	.026	-	2.755
NNW	337.5	1.275	1.964	1.263	.306	.166	.013	-	4.987
Total		25.430	35.480	24.678	11.899	2.359	.128	.026	100 %

Imagen 1.7 Anexo X: Datos de viento de la Boya del Cabo de Silleiro

Distribución Conjunta de Intensidad y Dirección de avance del Viento (Serie de Datos Original)

Lugar : Villano-Sisargas
Periodo : anual
Serie Analizada : Dic. 2007 - Nov. 2008
Frecuencia : 1 dato hora
Número de Datos : 8781
Eficacia : 99.98 %
Intensidad Res. Media : 0.71 (m/s)
Dirección Res. Media : 153.47 (grados)
Velocidad Media : 6.47 (m/s)
Velocidad Máxima : 18.90 (m/s)



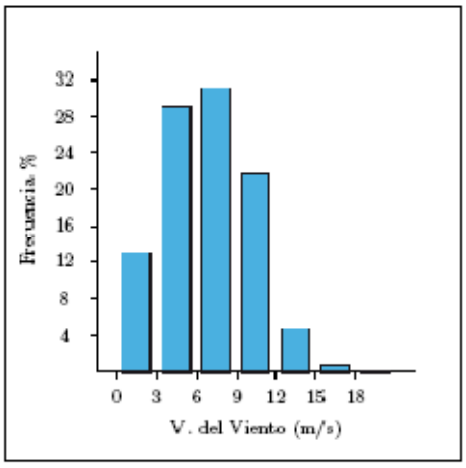


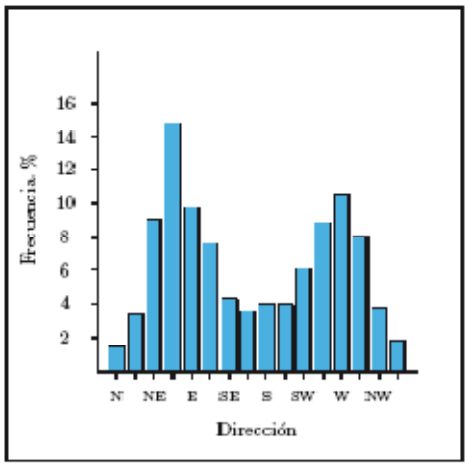
Dirección		V. del Viento (m/s)							Total
(grados)		(00-03]	(03-06]	(06-09]	(09-12]	(12-15]	(15-18]	> 18	
N	0.0	.754	1.005	.994	.731	.263	.034	-	3.781
NNE	22.5	.971	2.582	3.667	1.382	.548	.171	.023	9.344
NE	45.0	1.085	3.416	3.084	2.285	.777	.194	-	10.841
ENE	67.5	1.257	2.445	2.582	1.599	.240	.046	-	8.168
E	90.0	1.382	2.467	1.919	1.097	.297	.034	-	7.197
ESE	112.5	1.234	2.216	1.371	.697	.114	.046	-	5.677
SE	135.0	.925	2.102	1.291	.503	.103	.011	-	4.935
SSE	157.5	1.028	1.359	.982	.377	.103	-	-	3.850
S	180.0	.982	1.976	1.565	.697	.206	.011	-	5.438
SSW	202.5	1.040	2.136	3.164	1.416	.411	-	-	8.168
SW	225.0	.994	2.102	4.626	4.329	1.097	.011	-	13.160
WSW	247.5	1.519	2.022	2.970	2.890	.628	-	-	10.030
W	270.0	1.405	1.428	1.245	.320	.057	-	-	4.455
WNW	292.5	.891	.697	.251	.046	.046	-	-	1.931
NW	315.0	.937	.468	.091	.057	.011	-	-	1.565
NNW	337.5	.788	.446	.160	.069	-	-	-	1.462
Total		17.192	28.867	29.963	18.494	4.901	.560	.023	100 %

Imagen 1.8 Anexo X: Datos de viento de la Boya de Villano-Sisargas

DISTRIBUCIÓN CONJUNTA DE INTENSIDAD Y DIRECCIÓN DE AVANCE DEL VIENTO (SERIE DE DATOS ORIGINAL)

LUGAR : Estaca de Bares
PERIODO : anual
SERIE ANALIZADA : Dic. 2007 - Nov. 2008
FRECUENCIA : 1 dato hora
NÚMERO DE DATOS : 7491
EFICACIA : 85.29 %
INTENSIDAD RES. MEDIA : 0.72 (m/s)
DIRECCIÓN RES. MEDIA : 83.45 (grados)
VELOCIDAD MEDIA : 6.80 (m/s)
VELOCIDAD MÁXIMA : 19.40 (m/s)



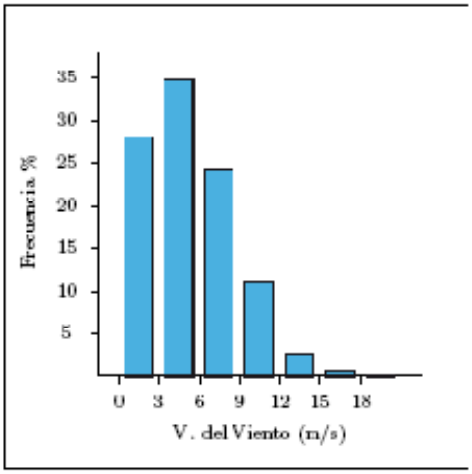


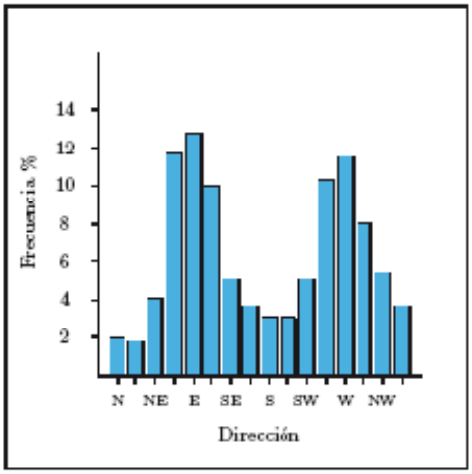
Dirección (grados)		V. del Viento (m/s) (00-03]	(03-06]	(06-09]	(09-12]	(12-15]	(15-18]	> 18	Total
N	0.0	.669	.575	.174	.027	-	-	-	1.445
NNE	22.5	.923	1.031	.683	.482	.241	-	-	3.359
NE	45.0	.736	1.981	2.556	2.396	.977	.214	.013	8.873
ENE	67.5	.950	3.038	4.457	4.416	1.673	.161	-	14.695
E	90.0	1.017	2.529	3.747	1.753	.495	.067	.054	9.663
ESE	112.5	.910	2.436	2.717	1.084	.335	.013	.013	7.508
SE	135.0	.803	1.552	.937	.843	.187	.027	-	4.350
SSE	157.5	.910	1.271	.816	.415	.107	.027	-	3.547
S	180.0	.723	1.392	1.204	.455	.054	.013	-	3.841
SSW	202.5	.723	1.472	1.031	.522	.120	-	-	3.868
SW	225.0	.589	2.262	2.007	.923	.321	-	-	6.103
WSW	247.5	.723	2.797	2.797	2.329	.107	-	-	8.753
W	270.0	.910	2.409	3.453	3.680	.067	-	-	10.519
WNW	292.5	.910	2.128	3.065	1.941	-	-	-	8.043
NW	315.0	.696	1.512	1.245	.254	-	-	-	3.707
NNW	337.5	.709	.709	.308	-	-	-	-	1.726
Total		12.901	29.095	31.196	21.520	4.684	.522	.080	100 %

Imagen 1.9 Anexo X: Datos de viento de la Boya de Estaca de Bares

Distribución Conjunta de Intensidad y Dirección de avance del Viento (Serie de Datos Original)

Lugar : Cabo de Peñas
Periodo : anual
Serie Analizada : Dic. 2007 - Nov. 2008
Frecuencia : 1 dato hora
Número de Datos : 7070
Eficacia : 80.50 %
Intensidad Res. Media : 0.66 (m/s)
Dirección Res. Media : 121.70 (grados)
Velocidad Media : 5.16 (m/s)
Velocidad Máxima : 17.10 (m/s)



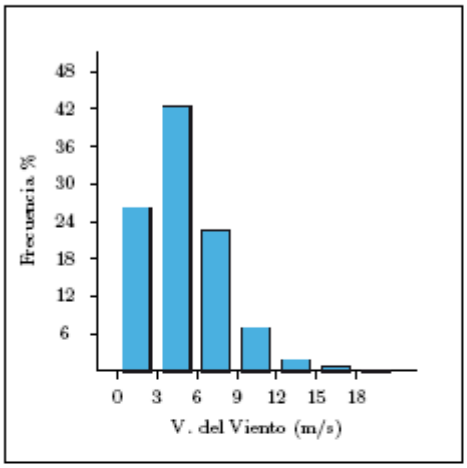


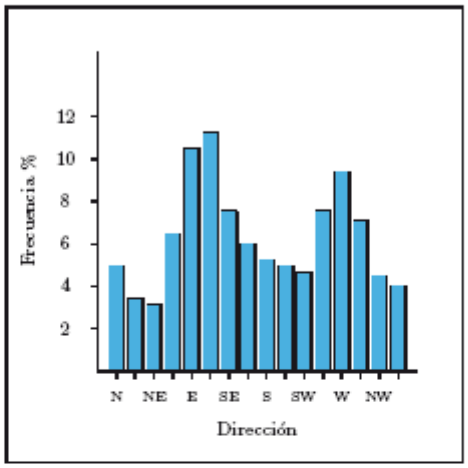
Dirección (grados)		V. del Viento (m/s) (00-03]	(03-06]	(06-09]	(09-12]	(12-15]	(15-18]	> 18	Total
N	0.0	1.543	.346	.029	-	-	-	-	1.918
NNE	22.5	1.442	.303	.043	.014	-	-	-	1.802
NE	45.0	1.442	1.413	.692	.274	.087	.014	-	3.922
ENE	67.5	1.860	3.490	3.100	2.163	.836	.115	-	11.565
E	90.0	1.961	3.778	4.023	2.149	.692	.029	-	12.632
ESE	112.5	1.745	3.374	2.523	1.745	.447	.029	-	9.863
SE	135.0	1.298	2.091	.995	.461	.130	-	-	4.975
SSE	157.5	1.283	1.543	.577	.216	.029	.014	-	3.663
S	180.0	1.572	.678	.548	.216	-	-	-	3.014
SSW	202.5	1.168	.995	.433	.332	.029	-	-	2.956
SW	225.0	1.399	2.163	1.110	.360	.043	-	-	5.076
WSW	247.5	1.817	4.052	3.187	1.125	.014	-	-	10.195
W	270.0	2.134	3.302	4.311	1.586	.029	-	-	11.363
WNW	292.5	2.365	3.201	2.048	.375	-	-	-	7.988
NW	315.0	2.365	2.610	.461	.014	-	-	-	5.451
NNW	337.5	2.495	1.053	.058	.014	-	-	-	3.619
Total		27.888	34.391	24.138	11.045	2.336	.202	-	100 %

Imagen 1.10 Anexo X: Datos de viento de la Boya de Cabo de Peñas

Distribución Conjunta de Intensidad y Dirección de avance del Viento (Serie de Datos Original)

Lugar : Bilbao
Periodo : anual
Serie Analizada : Dic. 2007 - Nov. 2008
Frecuencia : 1 dato hora
Número de Datos : 8220
Eficacia : 93.59 %
Intensidad Res. Media : 0.76 (m/s)
Dirección Res. Media : 118.66 (grados)
Velocidad Media : 5.00 (m/s)
Velocidad Máxima : 19.20 (m/s)





Dirección		V. del Viento (m/s)							Total
(grados)		(00-03]	(03-06]	(06-09]	(09-12]	(12-15]	(15-18]	> 18	
N	0.0	1.124	1.747	1.698	.330	.024	.024	-	4.947
NNE	22.5	.989	1.503	.635	.257	.037	.012	-	3.433
NE	45.0	1.173	1.332	.391	.073	.086	-	.012	3.066
ENE	67.5	1.674	2.529	1.258	.525	.220	.110	.037	6.352
E	90.0	1.808	3.958	3.005	1.234	.269	.171	.024	10.469
ESE	112.5	1.710	3.885	3.543	1.319	.513	.171	-	11.141
SE	135.0	1.784	3.286	1.576	.623	.195	.049	-	7.513
SSE	157.5	2.174	2.248	.989	.403	.122	.012	-	5.949
S	180.0	1.735	2.297	.855	.342	.049	-	-	5.277
SSW	202.5	1.808	2.358	.599	.195	-	-	-	4.960
SW	225.0	1.319	2.626	.538	.147	.024	-	-	4.654
WSW	247.5	2.248	3.958	1.295	.061	-	-	-	7.562
W	270.0	2.455	4.764	2.077	.073	-	-	-	9.370
WNW	292.5	1.759	3.311	1.722	.183	-	-	-	6.975
NW	315.0	1.380	1.429	.928	.647	-	-	-	4.386
NNW	337.5	1.026	1.099	1.295	.525	-	-	-	3.946
Total		26.167	42.328	22.404	6.939	1.539	.550	.073	100 %

Imagen 1.11 Anexo X: Datos de viento de la Boya de Bilbao

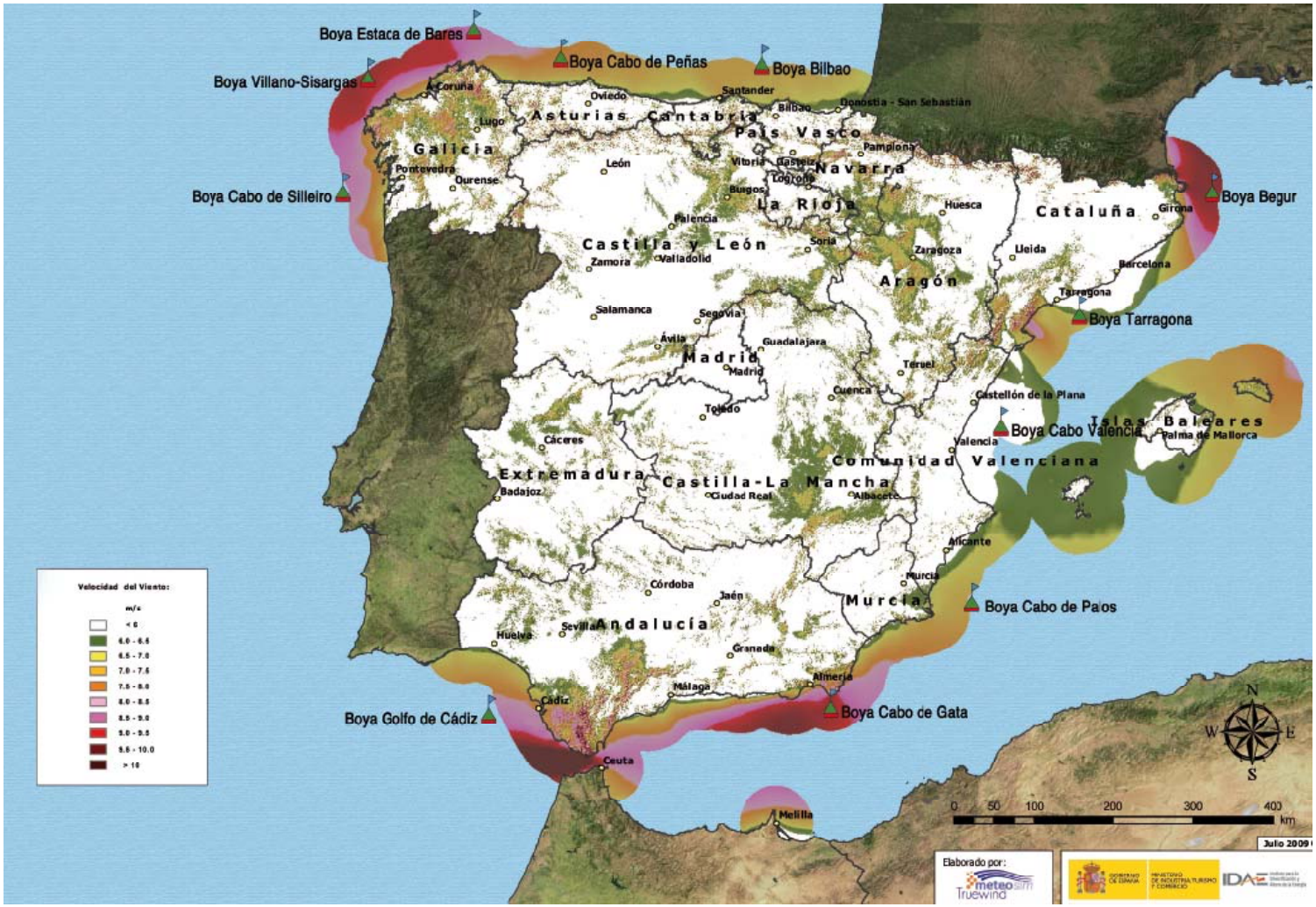
ANEXO XI

Mapas y planos de interés

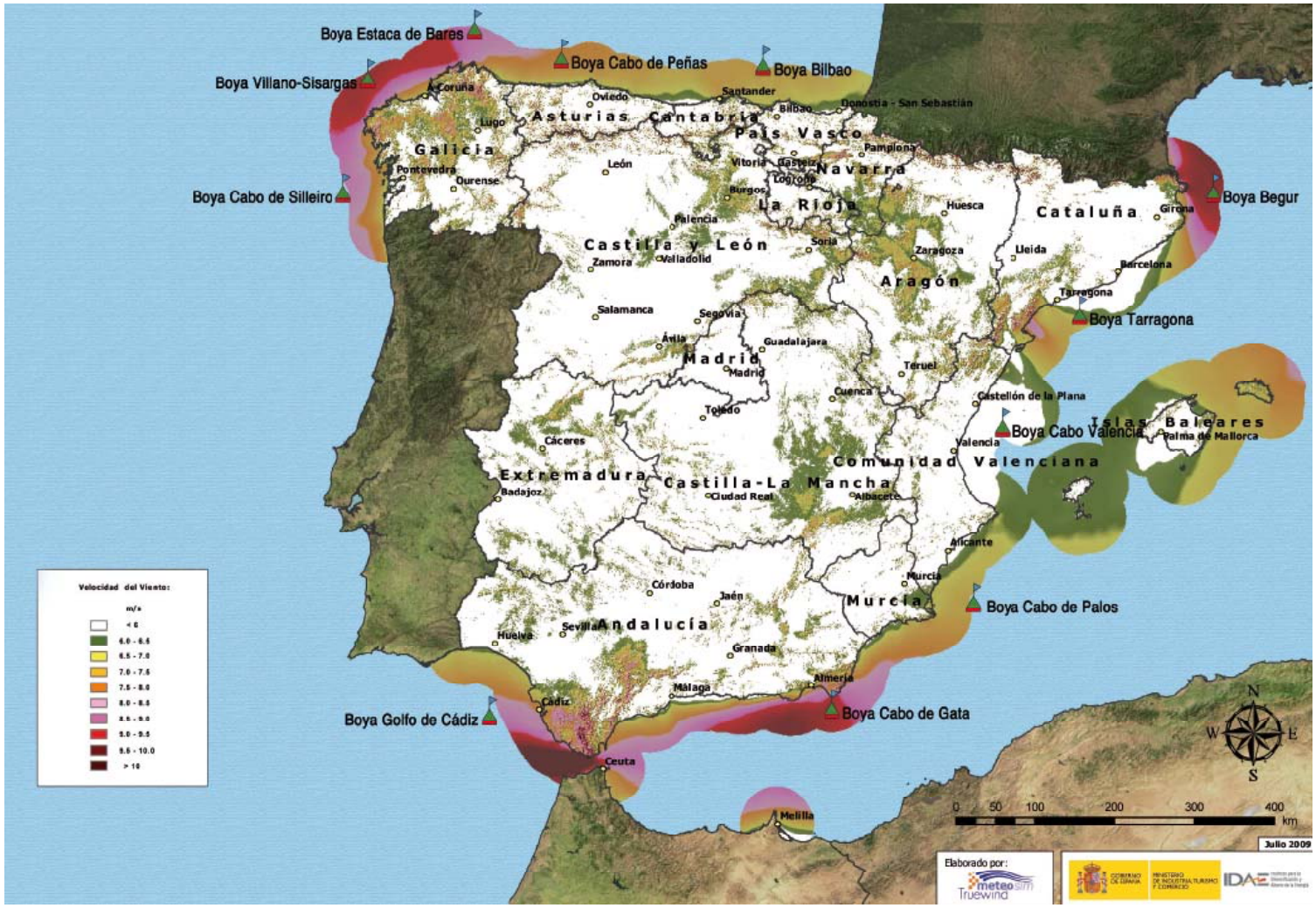
1. Mapas:

1.1. Distancia de la red eléctrica

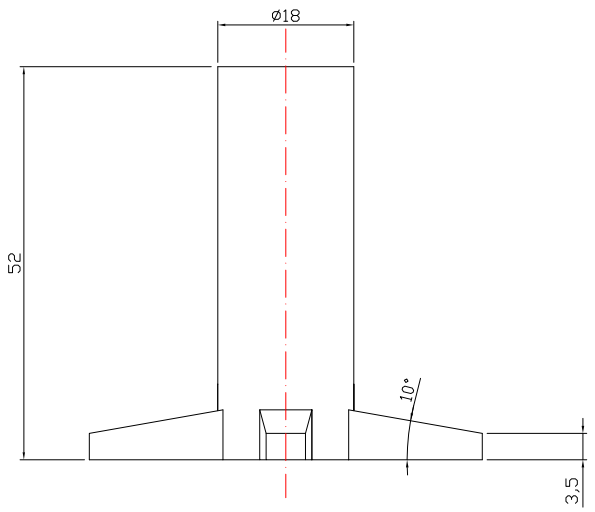
1.2. Potencia eólica disponible en función de la zona

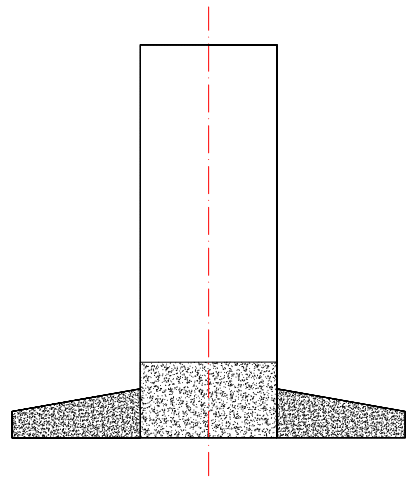


1.3. Zonificación de areas de exclusión eólica

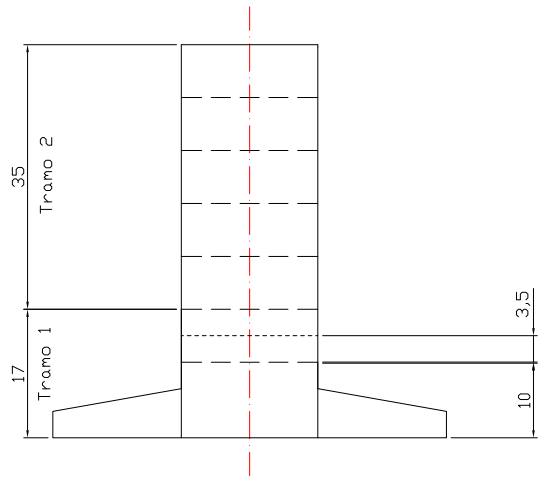


2. Planos:

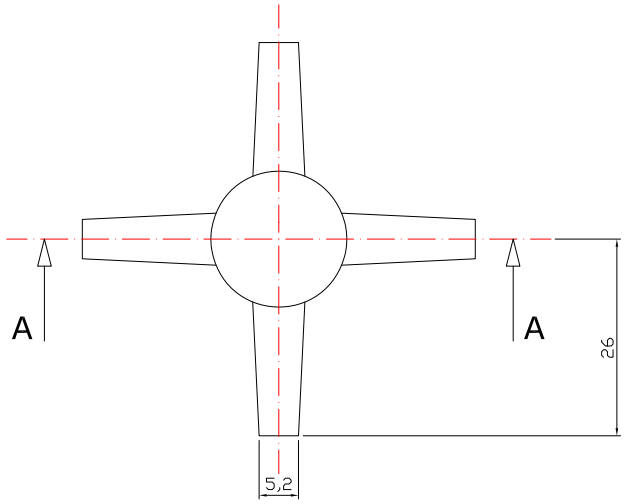




Sección A-A /
Detalle Hormigón



Sección A-A /
Detalle Refuerzos



Aclaraciones dibujo

Hormigón densidad 2,5 T/m^3

Hormigón densidad 1,1 T/m^3

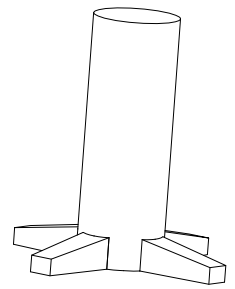
Tramo 1: Compuesto por 64 refuerzos longitudinales separados equidistantemente a lo largo del cilindro (Perfil HP 430 15)

Tramo 2: Compuesto por 16 refuerzos longitudinales separados equidistantemente a lo largo del cilindro (Perfil HP 430 15)

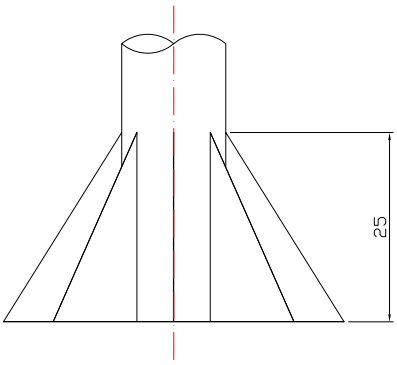
— — — — Cubiertas no completas separadas 7 m entre ellas(consultar plano 3)

..... Refuerzo transversal (Perfil HP 430 15)

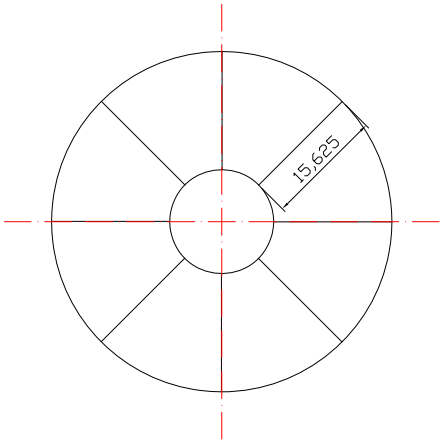
_____ Chapa de espesor de 30 mm

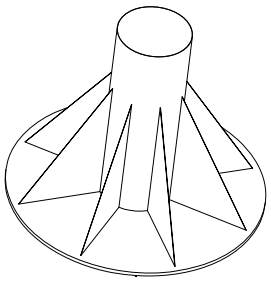


	Fecha	Apellidos, Nombre	Ingeniería Técnica Naval
Dibujado:	7-07-2011	Segalés Torras, Jordi	Curso: 2010/11 PFE
Director:		García Espinosa, Julio	
Proyección	Soporte		
Escala 1/1000			Nº Plano: 1
			Material: Acero S355J0

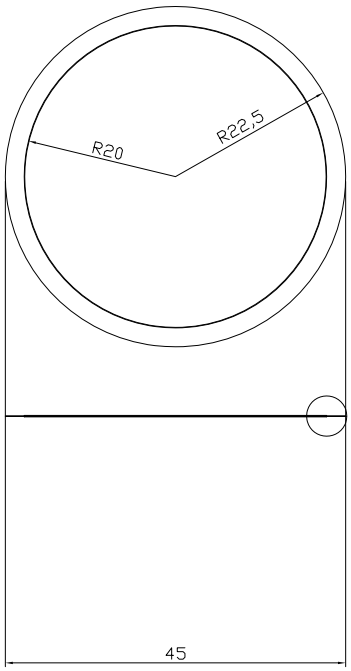


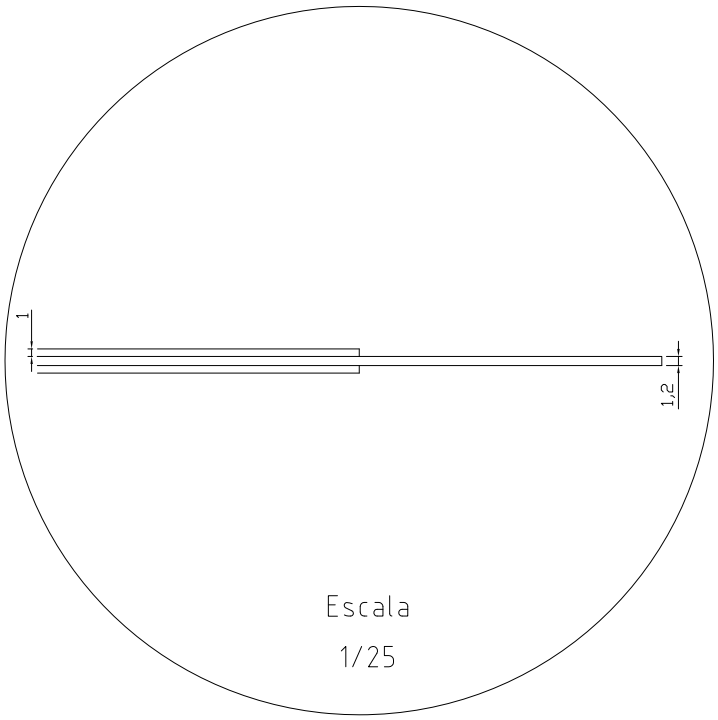
Nota: El espesor de todas las chapas es de 30 mm





	Fecha	Apellidos, Nombre	Ingeniería Técnica Naval
Dibujado:	7-07-2011	Segalés Torras, Jordi	Curso: 2010/11 PFE
Director:		García Espinosa, Julio	
Proyección	Pieza de transición		
Escala 1/400			Nº Plano: 2
			Material: Acero S355J0





	Fecha	Apellidos, Nombre	Ingeniería Técnica Naval
Dibujado:	7-07-2011	Segalés Torras, Jordi	Curso: 2010/11 PFE
Director:		García Espinosa, Julio	
Proyección	Cubiertas no completas		
Escala 1/400			Nº Plano: 3
			Material: Acero S355J0