

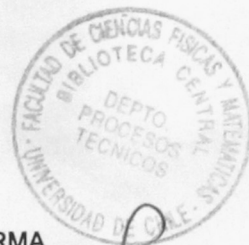
a504525

T
2006
H421
C.2.

UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA CIVIL

FACTIBILIDAD DE DESARROLLO DE PROYECTOS EÓLICOS COSTA AFUERA
EN CHILE

SEBASTIÁN ANDRÉS HERESI VENEGAS



COMISIÓN EXAMINADORA

CALIFICACIONES

	NOTA (Nº)	(Letras)	FIRMA
PROFESOR GUÍA SR. RODRIGO GARCÍA PIZARRO	: 7.0	SIEETE	
PROFESOR CO-GUÍA SR. YARKO NIÑO CAMPOS	: 7.0	SIEETE	
PROFESOR INTEGRANTE SR. HUGO BAESLER CORREA	: 7.0	SIEETE	
NOTA FINAL EXAMEN DE TÍTULO	7.0	SIEETE	

MEMORIA PARA OPTAR EL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL

SANTIAGO DE CHILE
AGOSTO 2006

35601155497740

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL
POR: SEBASTIÁN HERESI V.
FECHA: 21/08/2006
PROF. GUÍA: RODRIGO GARCÍA P.

FACTIBILIDAD DE DESARROLLO DE PROYECTOS EÓLICOS COSTA AFUERA EN CHILE

En este trabajo se analiza la factibilidad tanto técnica, como económica de desarrollar proyectos eólicos costa afuera en Chile, aprovechando las distintas ventajas que ofrece la instalación de turbinas en aguas marinas, tales como la mayor cantidad de sitios, mayor velocidad y calidad de viento, así como su bajo impacto ambiental. Dada la batimetría abrupta del país, la única posibilidad de desarrollar este tipo de proyectos en Chile es mediante fundaciones flotantes, sin embargo, no existe aún en el mundo ningún proyecto eólico costa afuera en operación que utilice fundaciones flotantes, por lo que el problema es todavía bastante abierto.

Se abordó el tema en forma general, tratando de definir una estructuración satisfactoria para una fundación flotante, para lo cual se escogieron de entre los conceptos que se encuentran en la literatura respectiva, dos tipos de plataformas semisumergibles: el Tri-Floater y el Multiflotador. El Tri-Floater corresponde a una concepción estructural desarrollada en la Universidad de Delft, mientras que el Multiflotador es un modelo propuesto en este trabajo, en base al Tri-Floater, cuyo propósito es obtener una plataforma más estable para cualquier dirección de viento y oleaje. Se estudió además, para cada tipo de plataforma, dos tipos de sistemas de amarre: catenario simple y con muerto de anclaje. Mediante análisis tiempo-historia con el software GTSTRUDL 28 se estudió el comportamiento dinámico, la estabilidad de la plataforma, y resistencia frente a eventos extremos.

Los resultados indican que el aspecto más importante de la fundación flotante es el sistema de amarre, pues determina la dinámica de la estructura, es el principal responsable de su estabilidad, y es un ítem muy importante en su estructura de costos. El sistema de amarre catenario simple no es factible de usar debido a que presentaría alto riesgo de fatiga y un gran costo. El sistema con muertos de anclajes ofrece claras ventajas en cuanto a estabilidad de la plataforma, fatiga del material y economía. En cuanto al tipo de plataforma, el Multiflotador no constituyó una alternativa claramente más estable que el Tri-Floater, sin embargo es más costoso, por lo que se concluye que debieran descartarse estructuraciones complicadas para la plataforma, ya que no es el aspecto principal de la fundación. La alternativa más económica resultó ser el Tri-Floater con cadenas con muerto de anclaje llegando aproximadamente a los 2600 US\$/kW, levemente superior el costo habitual de proyectos eólicos costa afuera que se han implementado en Europa, con fundación directa. Por último, es importante continuar las investigaciones, sobre todo en la estructuración del sistema de amarre, para optimizar los diseños y obtener conclusiones más certeras.

AGRADECIMIENTOS

Quisiera agradecer a todos los que me han apoyado y ayudado en este camino. Especialmente a mi familia, que siempre ha estado conmigo en cada momento de mi vida. Gracias a mis padres, Ruby y Fernando, por su amor y apoyo incondicional. También a mis hermanos, Carolina y Pablo, por su cariño y compañía. A mi amor, Jani, por su amor y dedicación. Gracias por su amor.

A mis padres, Ruby y Fernando

A mis hermanos, Carolina y Pablo

A mi amor, Jani

Gracias por su amor

Quisiera agradecer a todos los que me han apoyado y ayudado en este camino. Especialmente a mi familia, que siempre ha estado conmigo en cada momento de mi vida. Gracias a mis padres, Ruby y Fernando, por su amor y apoyo incondicional. También a mis hermanos, Carolina y Pablo, por su cariño y compañía. A mi amor, Jani, por su amor y dedicación. Gracias por su amor.

Quisiera agradecer a todos los que me han apoyado y ayudado en este camino. Especialmente a mi familia, que siempre ha estado conmigo en cada momento de mi vida. Gracias a mis padres, Ruby y Fernando, por su amor y apoyo incondicional. También a mis hermanos, Carolina y Pablo, por su cariño y compañía. A mi amor, Jani, por su amor y dedicación. Gracias por su amor.

Quisiera agradecer a todos los que me han apoyado y ayudado en este camino. Especialmente a mi familia, que siempre ha estado conmigo en cada momento de mi vida. Gracias a mis padres, Ruby y Fernando, por su amor y apoyo incondicional. También a mis hermanos, Carolina y Pablo, por su cariño y compañía. A mi amor, Jani, por su amor y dedicación. Gracias por su amor.

AGRADECIMIENTOS

Quizás esta sea la parte más difícil de este trabajo. Tengo tanto por agradecer, tanta gente a quien recordar, y no quiero ser injusto si algo se me escapa, o si no expreso bien lo que realmente siento. Quiero agradecer a Dios, por darme la familia que tengo, y por poner en mi camino a todas las personas que de algún modo me han hecho ser quien soy.

Para comenzar, quiero agradecer todo el apoyo que recibí en este trabajo por parte de mis profesores. A Rodrigo García, por mostrarme nuevos aires en la ingeniería y darme la oportunidad de desarrollar otras áreas de interés que la carrera no necesariamente permite. A don Hugo Baesler por su disposición, sé que su tiempo es escaso pero siempre demostró un gran interés en el tema; y por su puesto, y la gente de PM Ingenieros que colaboró generosamente para el desarrollo de este trabajo. A Yarko Niño por su apoyo todas las veces que fue necesario. Por último, aunque no fue mi profesor, gracias al César por su generosa disposición a enseñarme los aspectos de hidráulica marítima que necesitaba para este trabajo.

Quiero recordar a muchos amigos que conocí a lo largo de mis estudios. Agradezco a Cristóbal Oelckers por su apoyo incondicional y esta hermosa amistad que espero dure por siempre. Como no recordar a AGH, gracias Carito y René por estar en momentos importantes y por todo el cariño que me demuestran. Pancha, Nati, Rachel, grandes amigas, y a tantas personas especiales: Michel, Rafa, Emilio, Carla, Tati, Pollo, Pancho Hernández (el gurú), Anita y mis compañeros pecerines. A mis amigos del colegio: Rodrigo, Conrado y Juanjo, gracias por acompañarme y aceptarme. A los Niños: Isa, Cristóbal, Bruno y Pili, gracias por estar ahí siempre. A los chiquillos de la Pastoral Juvenil, gracias por aguantarme tanto tiempo. Gracias al Cheja por creer siempre en mí.

Gracias a mi familia. A mis padres, Ruby y Fernando, hermosos ejemplos de vida, por su preocupación por la formación valórica. Papá, gracias por tu amor, tu sabiduría, tu gran criterio, y por supuesto, gracias por tu ayuda en este trabajo, fue muy importante desde el principio hasta el final. Mamá, gracias por tu amor, tu compañía y tu ejemplo de salir adelante. Gracias también a mis hermanos Carolina y Pablo por compartir conmigo esta primera etapa de mi vida. Gracias también a la Pame, sin ella no podría hacer todo lo que hago.

Finalmente, a mi niña, infinitas gracias. Gracias por amarme como soy, gracias por dejarme amarte como eres. Gracias por toda tu ayuda en este trabajo, tu permanente apoyo en todo, por acompañarme en mis sueños. Las palabras nunca alcanzarán para expresar toda mi gratitud.

ÍNDICE

SIMBOLOGÍA.....	vii
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. OBJETIVOS	2
1.1.1. Objetivo General.....	2
1.1.2. Objetivos Específicos.....	3
1.2. METODOLOGÍA	3
2. MARCO TEÓRICO	5
2.1. ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO	5
2.1.1. Situación General	5
2.1.2. Situación Local	5
2.2. ENERGÍA EÓLICA: UNA NUEVA FUENTE DE DESARROLLO	6
2.2.1. Historia Moderna de la Energía Eólica	7
2.2.2. Descripción de componentes de un aerogenerador	9
2.2.3. Distribución y Comportamiento del Viento	10
2.2.4. Características de la Explotación Eólica	13
2.2.5. Impacto Ambiental	14
2.3. ENERGÍA EÓLICA COSTA AFUERA	15
2.3.1. Motivación al Desarrollo de la Energía Eólica Costa Afuera en Chile	16
2.3.2. Identificación de sitios posibles.....	16
2.4. CARACTERIZACIÓN DE FUNDACIONES FLOTANTES.....	18
2.4.1. Estructuración de Plataforma y Turbinas	20
2.4.2. Sistemas de Amarre	24
2.4.3. Sistemas de Anclaje	26
2.4.4. Sistemas de Transmisión.....	28
2.4.5. Métodos Constructivos	28
2.5. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	29
3. ESTRUCTURACIÓN Y MODELACIÓN.....	31
3.1. REQUERIMIENTOS GENERALES DE LA ESTRUCTURA.....	31
3.2. DEFINICIÓN DE LA ESTRUCTURACIÓN DE LA FUNDACIÓN.....	33
3.3. DEFINICIÓN DE MODELOS ESTRUCTURALES.....	34

3.3.1. Plataforma	34
3.3.2. Torre, Góndola y Rotor	35
3.3.3. Sistema de Amarre	38
3.4. DEFINICIÓN DE MODELO DE CARGAS.....	39
3.4.1. Peso propio	39
3.4.2. Viento	40
3.4.3. Oleaje	43
3.4.4. Combinación de cargas	49
4. ANÁLISIS Y RESULTADOS.....	51
4.1. SISTEMA DE AMARRE	51
4.2. ESTUDIO DINÁMICO	53
4.2.1. Comparación entre Tri-Floater y Multiflotador	53
4.2.2. Comparación entre los sistemas de amarre.....	55
4.3. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	57
4.4. ESTIMACIÓN DE COSTOS	69
5. COMENTARIOS Y CONCLUSIONES.....	73
5.1. FACTIBILIDAD TÉCNICA.....	74
5.1.1. Sistema de Amarre y Anclaje.....	74
5.1.2. Estructuración de la Plataforma	76
5.1.3. Comportamiento Dinámico	76
5.2. FACTIBILIDAD ECONÓMICA	77
5.3. PARA FUTUROS ESTUDIOS.....	78
6. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS	80
ANEXO A.....	83
ANEXO B.....	90
ANEXO C.....	100
ANEXO D.....	119

SIMBOLOGÍA

A continuación se describe el significado de los símbolos utilizados en esta memoria.

- a : Parámetro de forma del perfil de velocidad de viento según IEC61400-1
- a_w : Aceleración del agua relativa a la estructura
- a_s : Aceleración de la estructura relativa al agua
- C_D : Coeficiente de arrastre del fluido
- C_M : Coeficiente de masa agregada
- c : Coeficiente de posición de la catenaria (Anexo B)
- $E(x)$: Valor esperado de la variable aleatoria x
- EA : Rigidez axial de un cable o cadena de anclaje (Anexo A)
- E_w : Empuje de agua (Anexo A)
- F : Carga lateral aplicada en el análisis de estabilidad de cuerpos sumergidos (Anexo A)
- $F(x)$: Función de probabilidad acumulada de la variable aleatoria x
- $f(x)$: Función densidad de probabilidad de la variable aleatoria x
- F_{DRAG} : Fuerza de arrastre aplicada sobre la estructura producto del viento
- $\bar{F}(t)$: Fuerza hidrodinámica aplicada sobre la estructura
- H : Profundidad de anclaje (Anexo A), y proyección horizontal de la fuerza que transmite la cadena (Anexo B)
- H_d : Fuerza horizontal de diseño (Anexo B)
- I_{15} : Valor característico de la intensidad de la turbulencia para una velocidad de viento de 15 [m/s] según IEC61400-1
- L : Largo de la barra infinitamente rígida (Anexo A)
- L_0 : Largo original de un cable de anclaje (Anexo A)
- n : Exponente de forma del perfil de velocidad de viento según IEC61400-1
- q : Presión uniforme debido al empuje de agua (Anexo A)
- R : Reacción horizontal en el punto de anclaje de un cable de anclaje en el análisis de estabilidad de cuerpos sumergidos (Anexo A)

- S : Superficie sobre la que actúa el viento
- S_p : Superficie proyectada de la estructura en la dirección del flujo
- s : Largo de desarrollo de la catenaria desde el origen (Anexo B)
- s_a : Desarrollo de la catenaria desde el origen del sistema de referencia hasta el punto de anclaje con el fondo marino
- T : Tensión que toma un cable de anclaje posterior a la aplicación de la carga lateral (Anexo A)
- $T(x)$: Tensión en un punto de la cadena de abscisa x (Anexo B)
- T_o : Tensión de la cadena en el origen (Anexo B)
- V : Reacción vertical en el punto de anclaje de un cable de anclaje en el análisis de estabilidad de cuerpos sumergidos (Anexo A)
- \bar{V} : Velocidad del viento
- $V(z)$: Módulo de la velocidad del viento a la altura z
- V_{ref} : Velocidad de referencia del viento establecida para cada clase de viento según IEC61400-1
- V_{buje} : Velocidad del viento a la altura de buje
- \bar{V}_T : Velocidad del agua relativa a la estructura
- x : Abscisa de un punto cualquiera de la catenaria, desde el punto de origen (Anexo B)
- x_a : Abscisa del punto de anclaje de la catenaria (Anexo B)
- y : Ordenada de un punto cualquiera de la catenaria, desde el punto de origen (Anexo B)
- y_a : Ordenada del punto de anclaje de la catenaria (Anexo B)
- z : Altura sobre la superficie
- z_{buje} : Altura de buje
- \forall : Volumen de agua desplazado
- α : Parámetro de la distribución de Weibull.
- β : Parámetro de la distribución de Weibull.
- γ_c : Densidad del material de la cadena (Anexo B)
- γ_w : Densidad del agua de mar (Anexo B)

- Δ_x : Desplazamiento horizontal de cuerpo rígido de un cuerpo flotante (Anexo A)
- Δ_y : Desplazamiento vertical de cuerpo rígido de un cuerpo flotante (Anexo A)
- θ : Giro que experimenta la barra infinitamente rígida en el análisis de estabilidad de cuerpos sumergidos (Anexo A)
- $\theta(x)$: Ángulo de la cadena con respecto a la horizontal en un punto de abscisa x (Anexo B)
- θ_a : Ángulo de apertura de diseño del anclaje (Anexo B)
- ρ_a : Densidad del aire
- ρ_w : Densidad del agua
- σ_1 : Desviación estándar característica de la velocidad de viento según IEC61400-1
- w : Peso sumergido de la cadena por unidad de largo (Anexo B)
- w_c : Peso seco de la cadena por unidad de largo (Anexo B)

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente, Chile tiene una matriz energética poco diversa, fuertemente dependiente de recursos naturales que no posee y que por lo tanto debe importar. Esta dependencia significa un bajo grado de seguridad de abastecimiento de la matriz, que rigidiza las políticas energéticas y económicas poniendo un freno al desarrollo del país.

Según lo afirma la Comisión Nacional de Energía, el sistema interconectado central requiere permanentemente de la incorporación de nuevas fuentes energéticas, de manera que el estudio de la viabilidad de incorporar la energía eólica a nuestra matriz energética es un tema de interés nacional y puede contribuir a la formulación estratégica de la política energética del país.

Las conclusiones que arrojan los estudios preliminares disponibles acerca de la distribución del recurso eólico en Chile indican que es en la costa donde se encuentra en mayor cantidad y calidad. De esta manera es razonable pensar en que el aprovechamiento masivo de estos recursos puede ser factible tanto técnica como económicamente.

En la actualidad, varios proyectos eólicos costa afuera ya están operando en Europa (especialmente en Dinamarca, Alemania e Inglaterra), y existe un gran potencial de desarrollo en esta área, debido a que además de las ventajas ya mencionadas que posee la explotación del recurso eólico en el mar, en el viejo continente existe una presión extra que ha permitido desarrollar los proyectos costa afuera, que está dada por la escasez de espacios en tierra. Los mares europeos poseen la característica de ser poco profundos aún varios kilómetros afuera de la costa, de manera que la totalidad de los proyectos costa afuera han podido fundar las estructuras directamente en el fondo marino. Chile, en cambio, posee un relieve submarino completamente distinto, en el que se encuentra una fosa de varios miles de metros de profundidad a pocos kilómetros de la costa, de manera que pensar en utilizar el mismo diseño que los proyectos europeos para las fundaciones puede resultar inviable.

Aparecen entonces las fundaciones flotantes como alternativa novedosa en la industria eólica, la cual permitiría desarrollar proyectos eólicos costa afuera en Chile y así

aprovechar las ventajas de este tipo de explotación, como lo hacen las plataformas extractoras de petróleo o gas natural. Como no existe en el mundo ningún proyecto eólico costa afuera en operación que utilice fundaciones flotantes, todas las soluciones existentes están en una etapa conceptual, en la cual el estudio que se realizará en esta memoria se sitúa en paralelo con la investigación de punta en países desarrollados.

A priori, se puede detectar que el concepto de fundación flotante posee la ventaja de que el sismo como movimientos inducidos en la base no debiera constituir una solicitación que controle el diseño, al no estar en contacto con el movimiento terrestre; tema relevante al observar la enorme diferencia entre actividad sísmica de la costa chilena y la del norte europeo. Por otra parte un sismo ocurrido mar adentro podría generar olas de gran tamaño denominadas tsunamis, las que se deben tener en cuenta a la hora de invertir en un proyecto de este tipo. El diseño podría complicarse más al incorporar la solicitación del oleaje, que al igual que las solicitaciones del viento y del giro del rotor, son de carácter dinámico. La coexistencia de solicitaciones dinámicas de naturalezas distintas puede ser un problema complejo, lo que requiere poner un especial énfasis en el diseño para evitar la resonancia. Las temáticas recién mencionadas se abordan en esta memoria tratando de buscar una buena solución técnica y económica, constituyendo un aporte a nivel mundial en desarrollo de la tecnología de fundaciones flotantes para torres eólicas.

1.1. OBJETIVOS

1.1.1. Objetivo General

Este trabajo busca abrir camino al ingreso de la energía eólica en Chile, para ayudar a disminuir la dependencia del petróleo y del gas de la matriz energética chilena, en conjunto con las memorias de Cristián Holmgreen (2005), Alain Sejas (2006), Juan José Lasen (2006), Benjamín Herrera (2006) y Errol Holmberg (2006). Particularmente interesa estudiar la factibilidad de proyectos eólicos costa afuera, dada la abundancia del recurso viento a lo largo de la costa, y de paso, ser un aporte en la investigación acerca de las fundaciones flotantes para estructuras de soporte de turbinas eólicas.

1.1.2. Objetivos Específicos

- Establecer ventajas y desventajas que posee el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera en general y en particular en Chile.
- Revisar la viabilidad de desarrollar proyectos eólicos costa afuera en Chile cuyas estructuras se funden directamente en el fondo marino.
- Estudiar distintas estructuraciones de fundaciones flotantes propuestas en Europa para este tipo de estructuras y establecer la mejor alternativa desde el punto de vista técnico-económico para la realidad chilena.
- Estudiar los requerimientos de diseño de la fundación flotante, realizar el análisis y el diseño correspondiente, y determinar su costo.
- Comparar costos estimados con aquellos de proyectos eólicos costa afuera que ya se han implementado en Europa y concluir acerca de las posibilidades de explotación eólica costa afuera en Chile.

1.2. METODOLOGÍA

Se identificaron los factores ambientales que podrían condicionar un proyecto eólico. En primera instancia, se identificó la distribución de los recursos eólicos en Chile, basado en los estudios preliminares disponibles a la fecha, los cuales permiten reconocer a grandes rasgos la disponibilidad del recurso en la costa chilena. Posteriormente se obtuvo una batimetría de la costa chilena para poder conocer las profundidades de fondo marino, en los sectores donde posiblemente se puedan desarrollar proyectos eólicos. Al comparar la batimetría con la distribución del recurso eólico se determinaron los posibles sitios aptos para el desarrollo de proyectos eólicos y se discutió acerca de la viabilidad de utilizar fundaciones directas al fondo marino, o bien flotantes.

Una vez identificado un posible buen sitio de viento costa afuera se obtuvo el clima de oleaje de la zona, y mediante un análisis estadístico de los datos se obtuvieron los parámetros necesarios para calcular la carga de oleaje.

Se estudiaron las principales soluciones conceptuales de fundaciones flotantes que se han desarrollado en base a las distintas características que cada una ofrece, y luego se escogieron las estructuraciones que resultaron más adecuadas para los fines de este trabajo. Se definieron las claves del diseño, y según ellas se estudiaron las distintas estructuraciones, procesando varios modelos en que se fueron modificando algunas variables como la cantidad y tamaño de flotadores, cantidad de vínculos, disposición y tamaño del sistema de amarre; para poder reconocer el comportamiento de la estructura y de esta manera buscar una estructuración adecuada. Para lograr esto se definieron 2 tipos de plataformas a estudiar y 2 tipos de sistemas de amarre para la fundación flotante.

Para el análisis y diseño de las distintas alternativas se utilizó el programa GTSTRUDL 28, en conjunto con el sistema GTSELOS, que permite calcular y analizar estructuras costa afuera solicitadas por cargas de viento, oleaje y corrientes. Además se utilizó el programa Matlab 7.0.1 para el cálculo de algunos datos de entrada, y el programa Mathcad 2001 Professional para el diseño de los elementos del sistema de amarre.

Se construyeron los modelos con elementos finitos en GTSELOS y se realizaron análisis tiempo historia de cuerpo rígido de cada uno. Se definieron 3 estados de carga que se aplicaron simultáneamente, dado el comportamiento no lineal de las fundaciones flotantes (peso propio, viento y oleaje), definiendo 2 condiciones de carga: operación y extrema.

El comportamiento dinámico de las estructuras se estudió realizando análisis para distintos períodos de oleaje. Para el período de oleaje que produjo los mayores efectos sobre la estructura se modificaron las variables que definen el sistema de amarre, tales como cantidad, disposición geométrica, tensión inicial y tamaño de cadenas; buscando minimizar los desplazamientos en la estructura y los esfuerzos sobre las cadenas. Además se modificó la estructuración de la plataforma verificando que los desplazamientos obtenidos resultaran bajo valores admisibles definidos previamente.

Una vez definida la concepción estructural correspondiente a cada caso, se estimaron los costos más importantes de la infraestructura a partir de precios unitarios de proyectos de los distintos ítems. Se compararon los costos de las alternativas estudiadas en este trabajo con los costos típicos de proyectos costa afuera fundados directamente al lecho marino y se concluyó acerca de la factibilidad de la explotación del recurso eólico en el mar.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO

2.1.1. Situación General

Hoy en día el mundo utiliza como principal fuente de energía los combustibles fósiles, situación poco sustentable en el largo plazo desde el punto de vista económico y ambiental. Chile no es la excepción ya que el gas natural ocupa casi la mitad de su matriz energética. Existen estudios que pronostican que la producción mundial de combustibles fósiles llegará a un máximo alrededor del año 2010. Frente a este evento, si no se toman medidas oportunas y eficaces, principalmente en el desarrollo de sustitutos ecológicos y económicamente viables, el precio del barril de petróleo podría alcanzar niveles muy elevados, con un fuerte impacto en la economía mundial (Association for the Study of Peak Oil). Lentamente, la comunidad mundial ha comenzado a reaccionar y a preocuparse por el deterioro ambiental, por ejemplo, en la elaboración del protocolo de Kyoto, que entre otras cosas limita las emisiones de dióxido de carbono de los países industrializados. Éste es un paso en la dirección correcta, aunque no es suficiente, debido a lo cual, los países desarrollados (principalmente en Europa) están buscando otras fuentes de energía a partir de recursos renovables no convencionales, y de paso se liberan de la dependencia de los combustibles fósiles que no ofrecen grandes perspectivas a mediano y largo plazo.

2.1.2. Situación Local

Actualmente, Chile tiene una matriz energética poco diversa, fuertemente dependiente de recursos naturales que no posee y que por lo tanto debe importar. Esta dependencia significa un bajo grado de seguridad de abastecimiento de la matriz y rigidiza las políticas energéticas y económicas poniendo un freno al desarrollo del país. La situación energética a nivel regional no es muy distinta a la de Chile y la crisis del gas natural afecta a casi toda la región. Por esta razón, las investigaciones que pretendan desarrollar nuevas fuentes de energía para el país son cada vez más necesarias.

De las fuentes renovables no convencionales, tales como las energías solar, geotérmica, mareomotriz, biomasa y las celdas de combustible; la más desarrollada tanto tecnológica como económicamente es la energía eólica.

Todo lo que Chile posee en energía eólica a la fecha corresponde a 3 turbinas en Alto Baguales, Región de Aisén, las que suman 2 MW de potencia nominal, aportando la energía necesaria para abastecer a 19000 familias de la región (CNE). Según información de prensa, existe algún interés en desarrollar la energía eólica en Chile por parte de algunos inversionistas generalmente extranjeros, sin embargo, Chile aún está lejos de los 1350 MW producidos con energía eólica que proyecta Brasil y de los cerca de 5000 MW que proyecta México dentro de los próximos años, gobiernos que están dando un fuerte impulso a la energía eólica. Hasta el momento el estado chileno ha adoptado una posición más bien neutra en cuanto a la explotación de recursos renovables no convencionales, es decir, ha dejado parte importante de la responsabilidad de la investigación y desarrollo en manos de privados. Recién el año 2004 se ha comenzado a dar señales de un mayor incentivo a las energías limpias a través de las leyes cortas I y II, como una forma de diversificar la matriz energética. Sin embargo el incentivo al desarrollo de las energías renovables no convencionales que promueve la nueva legislación es sólo a pequeña escala (menos de 20 MW de potencia instalada). Falta todavía mayor decisión en la introducción de energías limpias que pertenecen al patrimonio nacional y que por lo tanto contribuyen a la independencia y seguridad de abastecimiento.

2.2. ENERGÍA EÓLICA: UNA NUEVA FUENTE DE DESARROLLO

Nadie pone en duda que la sociedad debe buscar el desarrollo sustentable, lo cual hoy implica buscar fuentes de energía más limpia, y la necesidad de ser más eficientes en su explotación y utilización. Además, otro de los pilares del desarrollo sustentable es la vinculación que éste tiene con el medio ambiente, y claramente en este aspecto la energía eólica ofrece claras ventajas respecto de las fuentes de hidrocarburos convencionales.

La principal fuente de energía del planeta es el sol, el cual irradia constantemente alrededor de $1,74 \times 10^{11}$ MW de potencia sobre la tierra, la que es responsable de la generación de los vientos debido a los cambios de temperatura y consecuentemente cambios de presión de la atmósfera. Entre 1 y un 2% de la energía solar es transformada

en eólica, de lo cual, si sólo utilizáramos el 1%, se cubrirían todas las necesidades de consumo eléctrico actual en el mundo (Danish Wind Industry Association). Lograr aprovechar esta pequeña porción de energía disponible requeriría hoy de un nivel de eficiencia en la explotación y utilización de la energía imposible de alcanzar con los medios actuales, pero por lo menos demuestra que las posibilidades potenciales son enormes.

2.2.1. Historia Moderna de la Energía Eólica

En los años '70, la crisis del petróleo hizo tomar conciencia a los países desarrollados que esa fuente de energía no duraría para siempre, por lo cual dichos estados comenzaron a financiar importantes programas de investigación para enfrentar esta nueva realidad. Se crearon instituciones de promoción e investigación especial en recursos renovables, y en varios casos la preocupación de los gobiernos se tradujo en leyes que incentivaron el desarrollo tecnológico.

En la década siguiente, Dinamarca, Alemania y USA (California) introducen la generación comercial de energía eólica. En todos estos casos los beneficios tarifarios y tributarios fueron un denominador común que facilitaron el proceso. Otro catalizador importante lo constituyó la aparición del microprocesador, lo cual permitió dar grandes pasos en la optimización del diseño aerodinámico y estructural de los elementos, además de una mejora del control de la operación y control electrónico de potencia.

Ya en los '90, comienza la fabricación comercial de generadores de energía eólica de potencia mayor a 1 MW, lo que se tradujo en importantes bajas en el costo de generación. Gracias a esto, la capacidad en energía eólica instalada en el mundo ha crecido de 2.5 GW en 1992 a casi 40 GW en 2003, lo que equivale a una tasa de crecimiento anual del 30%, y desde 1990 la potencia instalada se ha duplicado cada 3 años, en que cada doblada ha venido acompañada de una disminución del 15% en el precio de las turbinas. Junto con el crecimiento de la capacidad de las turbinas, existe un crecimiento de la infraestructura necesaria para soportar los equipos cada vez a mayores alturas, y por lo tanto deben soportar mayores niveles de solicitaciones.

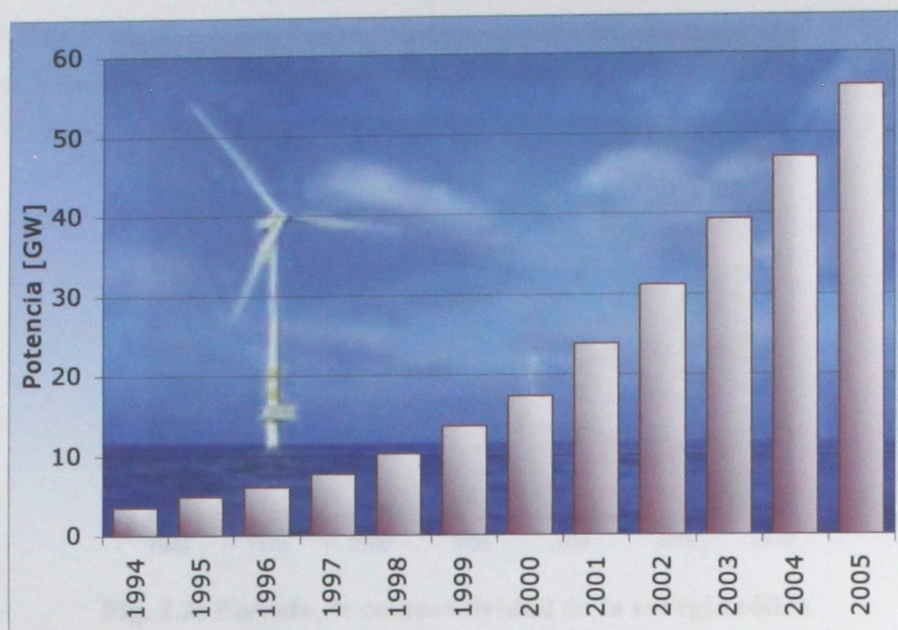


Fig. 2.1: Evolución de la oferta mundial de energía eólica

Actualmente la energía eólica ya es competitiva, incluso sin contar con ningún tipo de beneficio tarifario o tributario. No obstante, aún en Alemania y Dinamarca existe un bono ambiental (del orden de 0.013 €/kWh) destinado a financiar el desarrollo tecnológico y de esta manera seguir disminuyendo los costos de generación. Por otra parte, las energías limpias en Europa reciben en promedio un premio de alrededor de 25 €/kWh, que es el monto que se estima los países ahorran en daños que ocasiona la generación mediante combustibles fósiles tanto al medio ambiente, como a la agricultura y la salud. Siguiendo el desarrollo natural de los precios, se estima que el período de competitividad durará aproximadamente hasta los años 2010 a 2015, ya que de ahí en adelante las energías convencionales no podrán competir con la energía eólica debido a su elevado costo (ver Fig. 2.2).

Desde los últimos años, la tendencia en Europa es el desarrollo e implementación de parques eólicos costa afuera. En Alemania, Dinamarca e Inglaterra, la mayoría de los proyectos que se proyectan para los próximos años corresponden a emplazamientos costa afuera.

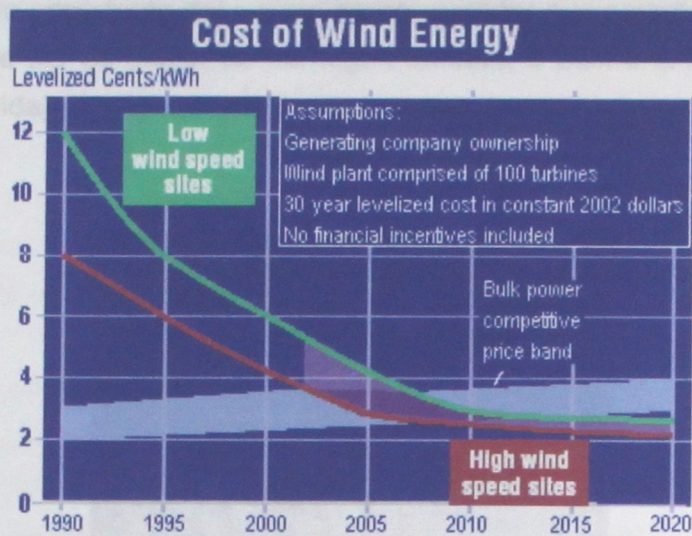


Fig. 2.2: Período de competitividad de la energía eólica

2.2.2. Descripción de componentes de un aerogenerador

A lo largo de la historia de la energía eólica se han concebido distintos tipos de aerogeneradores. El concepto más comercialmente consiste en un aerogenerador de eje horizontal ubicado a una altura suficiente como para alcanzar una velocidad de viento adecuada, en el cual se pueden distinguir las siguientes componentes principales (ver Fig. 2.3):

- **Rotor:** Conjunto de palas que capturan el viento y giran transmitiendo el movimiento al buje. El diseño de las palas se asemeja bastante al de las alas de un avión, ya que para lograr el movimiento del rotor deben generar fuerzas de sustentación cuando el viento fluye a través de ellas.
- **Buje:** Punta de la nacelle que comunica el rotor con el eje de generación.
- **Góndola o Nacelle:** Caja que contiene el equipo de conversión mecánica y generación eléctrica. En su interior pueden encontrarse el eje de generación, la caja multiplicadora, el generador eléctrico, y los mecanismos de control, orientación y refrigeración.

- **Torre:** Estructura soportante del equipo aerogenerador que permite ubicarlo a la altura deseada. Puede ser de acero, de hormigón armado, o bien una mezcla entre ambos materiales (híbrida).

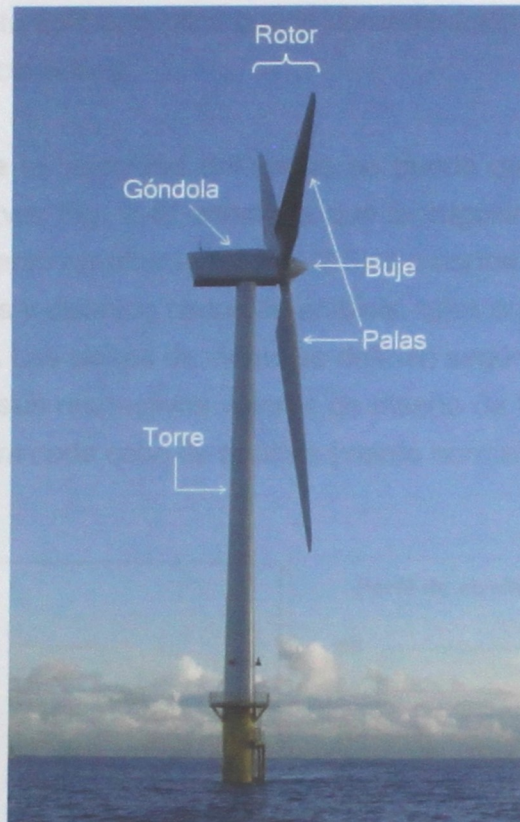


Fig. 2.3: Esquema descriptivo de las componentes de una unidad generadora

2.2.3. Distribución y Comportamiento del Viento

La distribución del recurso eólico en general está determinada por condiciones globales y condiciones locales. Las condiciones globales están relacionadas principalmente a la distribución de temperatura a nivel global y a la rotación de la tierra, las cuales dan origen a los vientos globales conocidos como geostróficos, que siguen un patrón de comportamiento bastante regular, pero se dan en una capa superior de la atmósfera. Los vientos que se pueden explotar a escala humana son los que se dan en las capas inferiores de la atmósfera, los denominados superficiales, más influenciados por los accidentes de la superficie terrestre y de naturaleza mucho más aleatoria.

La potencia que físicamente se puede extraer de la energía cinética del viento depende del área del rotor y de la tercera potencia de la velocidad del viento, debido a lo cual, la velocidad del viento es el parámetro que se debe conocer en mayor detalle. Como la velocidad media del viento depende directamente del emplazamiento, el hecho de que la velocidad del viento sea un parámetro tan relevante en el nivel de producción que se pueda lograr con una plata eólica, implica que la determinación del emplazamiento es vital en el diseño de un proyecto eólico.

La variación temporal de la velocidad del viento se puede caracterizar por medio de la distribución de Weibull (ver Fig. 2.4), mientras que la rugosidad del lugar determina el perfil de velocidad del viento en altura (ver Fig. 2.5). La norma internacional IEC 61400-1 define 4 clases de vientos y distintos casos de análisis, tales como viento normal, de corte de producción y extremo. Las clases de viento se definen según la velocidad de referencia del lugar, cada cual con sus respectivos valores de diseño de la distribución de Weibull y del perfil de velocidad para cada caso de análisis (viento normal, de corte y extremo).

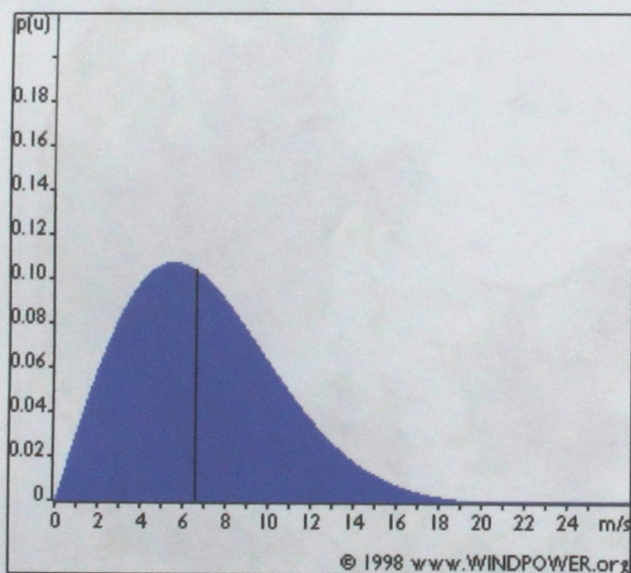


Fig. 2.4: Distribución de Weibull

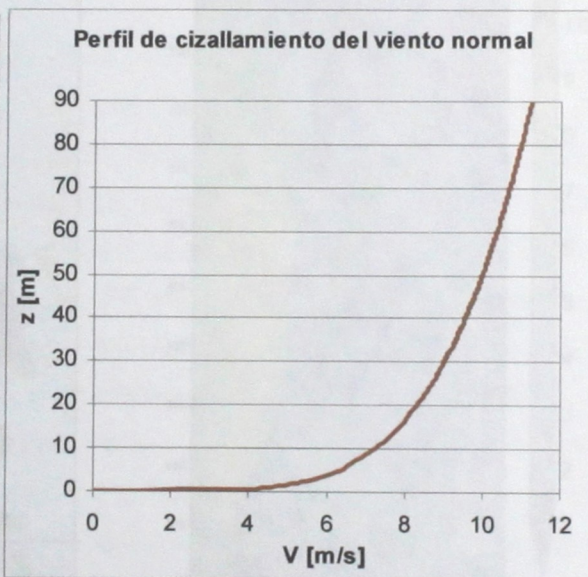


Fig. 2.5: Perfil típico de velocidad del viento

La extracción de la energía cinética del viento está dada por un cambio en la magnitud de su velocidad al atravesar la turbina. Este efecto implica que para instalar varias turbinas en secuencia, se debe dejar espacio suficiente (algunos diámetros de rotor) tanto hacia

Una vez instaladas las molinos sínc de buen viento, se debe hacer mediciones en los costados como en la dirección del viento para dejar que el viento retome su velocidad al pasar por las siguientes turbinas.

Como ya se ha mencionado, la elección del sitio de emplazamiento de un proyecto es muy importante debido a la influencia de la velocidad del viento en el nivel de producción que se pueda llegar a alcanzar, y por tanto define el tamaño del proyecto (Danish Wind Industry Association). Para escoger el sitio se debe comenzar por tener un buen mapa de distribución de velocidades medias de viento, al nivel de detalle que permita discriminar buenos sitios, como el mapa eólico de Dinamarca (ver Fig. 2.6). En comparación, la información disponible acerca de la distribución de vientos en Chile (ver Fig. 2.7) es pobre ya que el nivel de detalle sólo permite estimar tendencias generales, pero no discriminar buenos sitios.

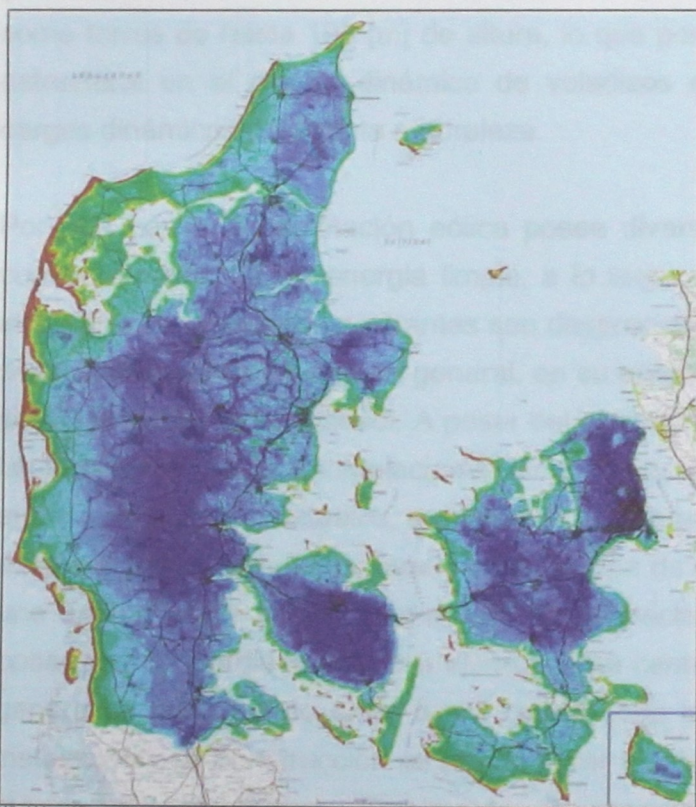


Fig. 2.6: Mapa eólico de Dinamarca (Danish Wind Industry Association)

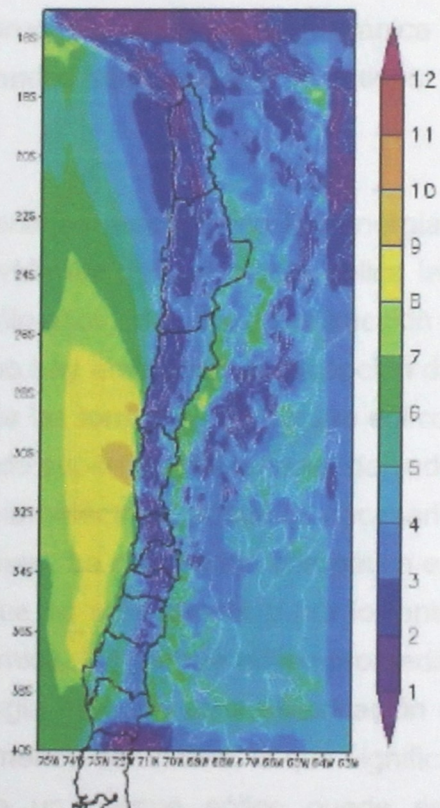


Fig. 2.7: Velocidad media del viento a 10 m sobre el suelo (EOL, 2003)

Una vez escogidos los posibles sitios de buen viento, se debe hacer mediciones en terreno al menos durante 1 año y se debe correlacionar con estaciones de medición que contengan datos históricos y que permitan predecir el comportamiento futuro de la velocidad de viento del lugar.

2.2.4. Características de la Explotación Eólica

La utilización de la energía cinética del viento trae como consecuencia una serie de ventajas y desafíos. El desafío más evidente es la naturaleza variable y aleatoria del comportamiento del viento, lo que dificulta la planificación y la predicción de ingresos, aumentando el riesgo de la industria. Además, debido a que la densidad del aire es muy baja, para poder aprovechar su energía cinética a una escala razonable se necesitan grandes volúmenes de aire, razón por la cual resultan estructuras de grandes dimensiones como torres de hasta 100 [m] de altura, lo que pone a prueba a la ingeniería mecánica y estructural en el diseño dinámico de voladizos de grandes dimensiones sometidos a cargas dinámicas de distinta naturaleza.

Por otra parte, la explotación eólica posee diversas ventajas respecto de las energías convencionales. Como energía limpia, a lo largo de la vida útil de una planta eólica las emisiones de gases contaminantes son despreciables, sólo asociadas a su construcción y desmantelamiento, ya que en general, en su operación no hay emisiones, a excepción de sistemas mixtos eólico-diesel. A pesar del gran tamaño de las torres, en un parque eólico, las turbinas, accesos e instalaciones utilizan sólo un 5% de superficie del terreno, dejando el resto para usos habituales, a diferencia de la energía hidroeléctrica, donde es necesario desalojar valles completos para la construcción de embalses. La conversión energética en una turbina eólica es de las más eficientes gracias a que es más directa y por lo tanto posee menos pérdidas que, por ejemplo, una central térmica. Un parque eólico promedio genera en un plazo de entre 3 a 5 meses toda la energía utilizada en su fabricación e instalación y su construcción se puede llevar a cabo en menos de un año, lo que significa menor costo financiero. Finalmente, la capacidad de un parque eólico puede ser aumentada en distintas etapas.

2.2.5. Impacto Ambiental LA AFUERA

De todos los efectos sobre el medio ambiente, el más importante debido a su escala, es la influencia que la energía eólica posee en la disminución de los gases que generan el efecto invernadero, ya que en su operación no requiere procesos de combustión para producir electricidad. Por ejemplo, una turbina de 1.8 [MW] ahorra anualmente la emisión de más de 4000 [Ton] de CO₂, generando electricidad para más de 1000 hogares.

Los impactos negativos que generan los parques eólicos son menores. Lo que más preocupa en general es el impacto visual, el ruido y la muerte de aves por colisiones con las torres. Estos efectos son relativos ya que el impacto visual es subjetivo y depende de la percepción y valor que la sociedad otorga a sus espacios públicos, el ruido no es mayor al que generan otras actividades humanas (el ruido que generan los microbuses al circular por la ciudad de Santiago es muchísimo mayor), y existen numerosos estudios que indican que la muerte de aves debido a la presencia de las torres eólicas es relativamente muy baja respecto a otras causas de muerte provocadas por el hombre (ver Fig. 2.8).

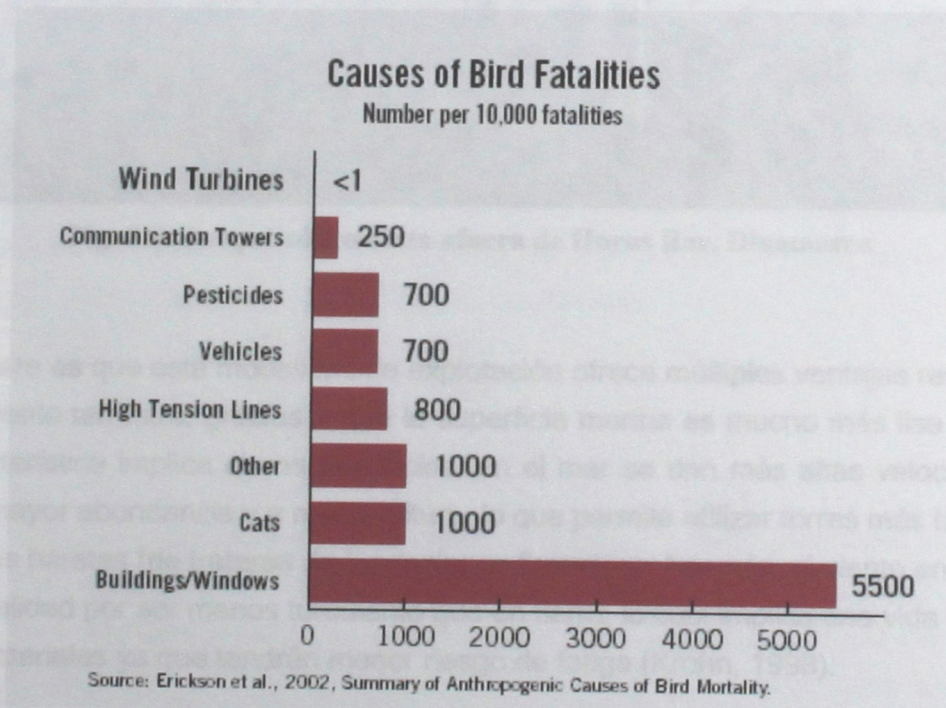


Fig. 2.8: Estudio de impacto aviar (Erickson, 2002)

2.3. ENERGÍA EÓLICA COSTA AFUERA

En Europa, especialmente en Dinamarca, Alemania e Inglaterra, los nuevos proyectos eólicos que se están desarrollando y operando son en su mayoría costa afuera. La explotación de la energía eólica en el mar ya es una realidad, superando los desafíos que significan los elevados costos en fundaciones y transmisión eléctrica.



Fig. 2.9: Parque eólico costa afuera de Horns Rev, Dinamarca

Lo que ocurre es que esta modalidad de explotación ofrece múltiples ventajas respecto del emplazamiento terrestre, gracias a que la superficie marina es mucho más lisa y regular. Esta característica implica claros beneficios: en el mar se dan más altas velocidades de viento en mayor abundancia y a menor altura, lo que permite utilizar torres más bajas y por lo tanto más baratas (de tratarse de fundaciones flotantes). Además, el viento en el mar es de mejor calidad por ser menos turbulento que en tierra, lo cual implica una vida más larga para los materiales ya que tendrán menor riesgo de fatiga (Krohn, 1998).

En Europa, además de las ventajas ya mencionadas que posee la explotación del recurso eólico en el mar, existe una presión extra que ha permitido desarrollar los proyectos costa

afuera, que está dada por la escasez de espacios en tierra. Los mares europeos poseen la bondad de ser poco profundos aún varios kilómetros afuera de la costa, de manera que la totalidad de los proyectos costa afuera han podido fundar sus estructuras directamente en el fondo marino.

2.3.1. Motivación al Desarrollo de la Energía Eólica Costa Afuera en Chile

Las conclusiones que arrojan los estudios preliminares disponibles acerca de la distribución del recurso eólico en Chile (EOLO, 2003) indican que es en la costa donde se encuentra en mayor cantidad y calidad. De esta manera es razonable pensar que el aprovechamiento masivo de estos recursos puede ser factible tanto técnica como económicamente, a pesar de que no existe la situación crítica en la utilización de los espacios terrestres que se da en Europa, y que los induce a buscar emplazamientos marinos.

Como se aprecia en el mapa eólico de Chile (ver Fig. 2.7), es en el mar donde se encuentra mayor abundancia de velocidades altas de viento, de la misma manera que en la Fig. 2.6 se distingue una tendencia a encontrar mayores velocidades de viento cerca de la costa en Dinamarca. Por otra parte, la costa chilena posee una batimetría absolutamente distinta a la europea, ya que existe una fosa que en algunos lugares llega a varios miles de metros de profundidad a pocos kilómetros de la costa, de manera que pensar en utilizar el mismo diseño que los proyectos europeos para las fundaciones puede resultar inviable. En este contexto, el estudio de soluciones basadas en fundaciones flotantes surge como una interesante alternativa a evaluar.

2.3.2. Identificación de sitios posibles

El mapa eólico disponible de Chile (ver Fig. 2.7) muestra que posiblemente los mejores sitios en el norte se encontrarían en la III región frente a Huasco y en la IV región a lo largo de toda la costa de la Provincia de Limarí, mientras que los del sur se encontrarían en las costas de la VIII región, especialmente donde termina el golfo de Arauco, en la punta Lavapié. A lo largo de la costa central también podrían hallarse sitios de buen viento tanto

en la V (Valparaíso), como en la VI (Matanzas) y en la VII región (al sur de Constitución). En las figuras 2.10 y 2.11 se muestra la batimetría de las zonas identificadas.

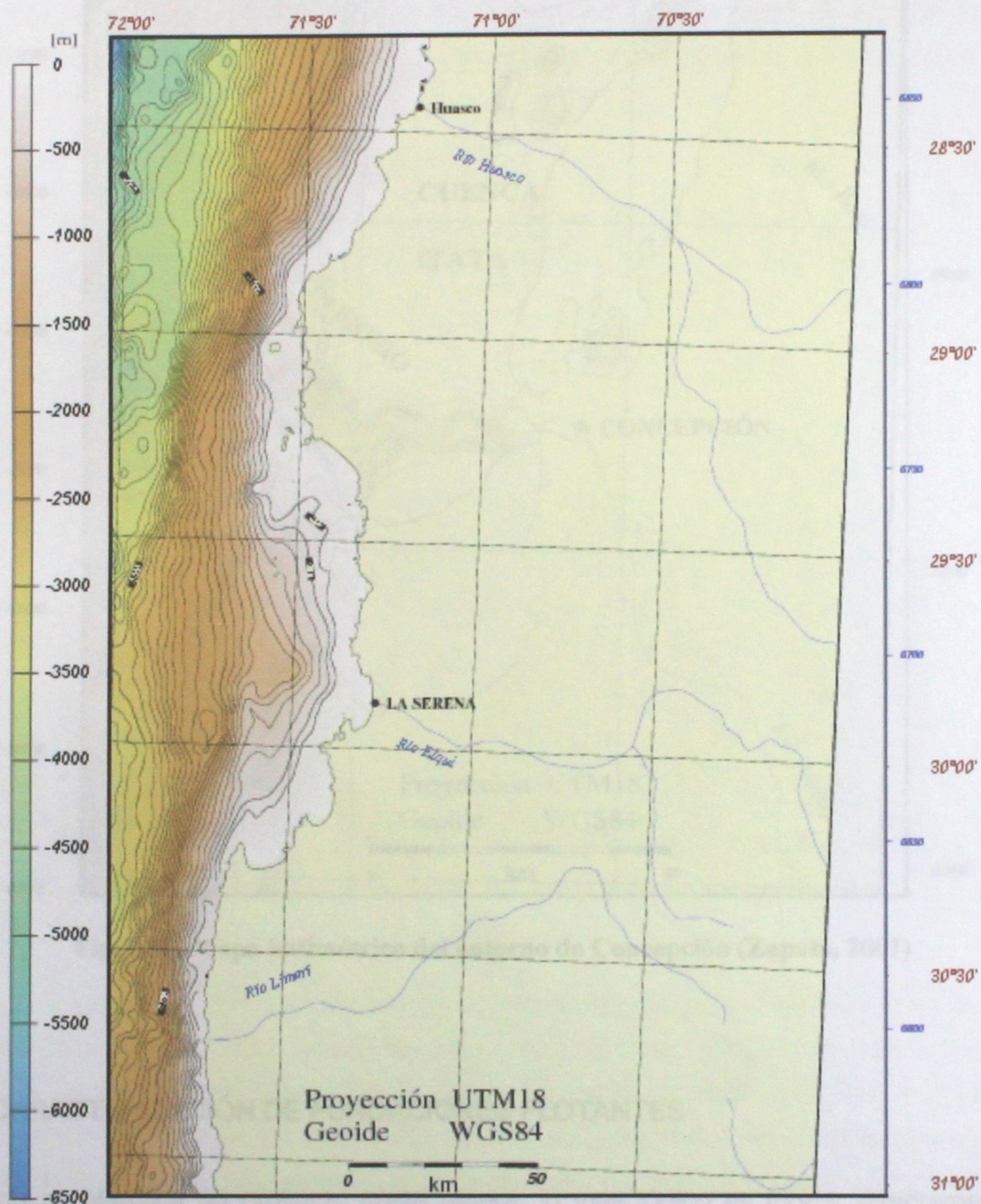


Fig. 2.10: Mapa batimétrico de la IV Región (Zapata, 2001)

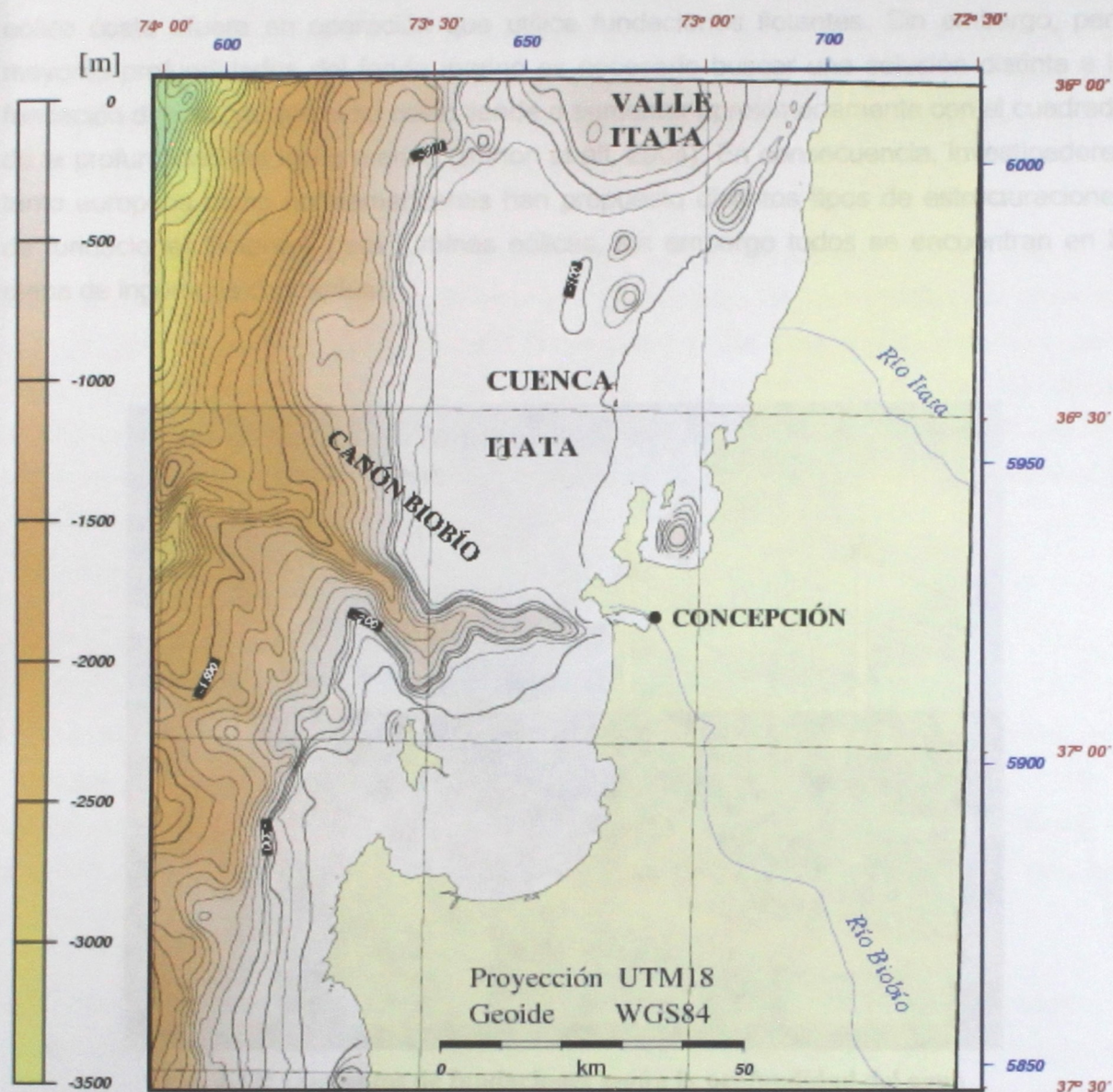


Fig. 2.11: Mapa batimétrico del entorno de Concepción (Zapata, 2001)

2.4. CARACTERIZACIÓN DE FUNDACIONES FLOTANTES

Cuando se planifica un proyecto costa afuera, lo más lógico es fundar directamente al fondo marino mientras exista la posibilidad, como se da en los mares del norte de Europa, donde a algunos kilómetros de la costa todavía se encuentran profundidades del lecho del orden de 10 a 20 [m]. Por este motivo, no existe todavía en el mundo ningún proyecto

eólico costa afuera en operación que utilice fundaciones flotantes. Sin embargo, para mayores profundidades del fondo marino es necesario buscar una solución distinta a la fundación directa, ya que el su costo tiende a aumentar aproximadamente con el cuadrado de la profundidad del lecho marino (Burton et al, 2004). En consecuencia, investigadores tanto europeos como norteamericanos han propuesto distintos tipos de estructuraciones de fundaciones flotantes para turbinas eólicas, sin embargo todos se encuentran en la etapa de ingeniería conceptual.

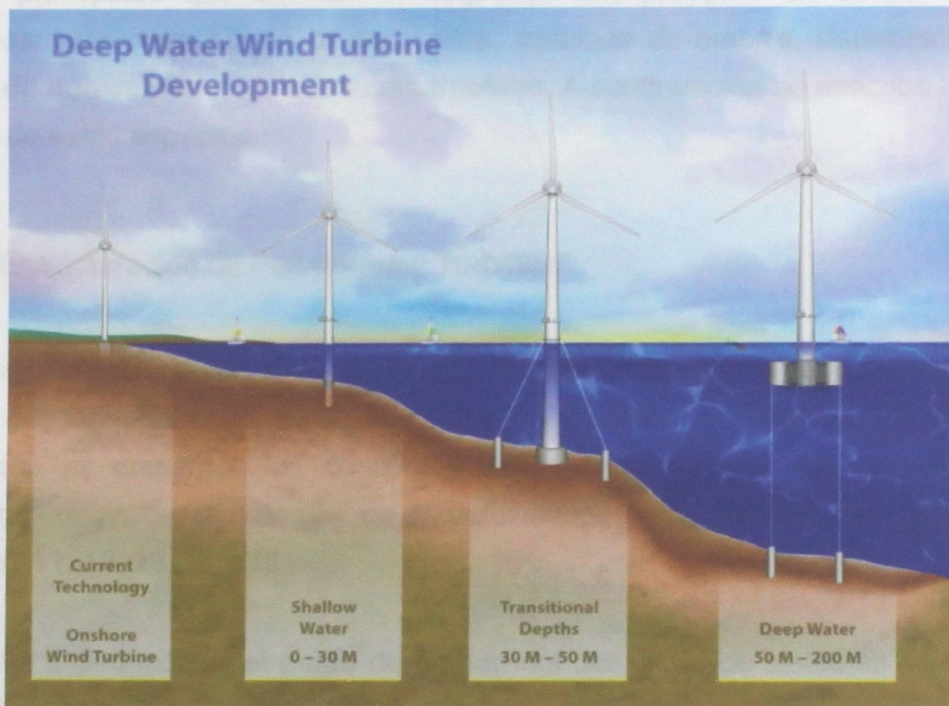


Fig. 2.12: Conceptos de fundaciones según la profundidad del agua

La experiencia en plataformas petroleras o extractoras de gas puede servir mucho en la elección de la estructuración adecuada para cada caso, pero las turbinas eólicas generan otro tipo de solicitaciones para las fundaciones, tanto estáticas (grandes momentos y fuerzas debido al empuje del viento sobre torres de gran altura), como dinámicas (cargas cíclicas de giro del rotor y oleaje que debe compatibilizarse para evitar resonancia). En compensación, como no hay unión sólida entre el suelo y las fundaciones flotantes, la sollicitación sísmica no debiera controlar el diseño. De esta forma, la definición de la estructuración de una fundación flotante para turbinas eólicas puede tener como punto de

partida los conceptos utilizados en plataformas petroleras o extractoras de gas, modificando los aspectos que sean necesarios para hacerlas adecuadas para soportar torres eólicas. En general, los estudios preliminares que se han realizado (Jamieson, 2003), el diseño del rotor está controlado por las cargas de viento, mientras que el diseño de la plataforma está controlado por las cargas de oleaje.

La definición de los aspectos que controlan el diseño que busque optimizar el costo de un proyecto está determinada principalmente por las condiciones ambientales del proyecto: tipo de viento, oleaje, profundidad del fondo marino. Se contemplan entonces cinco aspectos principales que definen el esqueleto del proyecto en función de dichas condiciones: estructuración de la plataforma, sistemas de amarre, sistemas de anclaje, sistemas de transmisión y métodos constructivos. A continuación se describe brevemente cada uno de estos aspectos.

2.4.1. Estructuración de Plataforma y Turbinas

Existen variadas formas de estructurar las unidades productoras, desde la elección de la cantidad de turbinas por plataforma, hasta la elección del sistema de flotación. A continuación se presentan los conceptos más desarrollados y sus características, la mayoría obtenidos de tecnologías de la industria de extracción de petróleo y gas (ver referencias 11, 12, 13, 14 y 15).

- **Flotador Cilíndrico:** Es el punto de partida del desarrollo de sistemas de flotación, el concepto más simple, consistente en un cilindro vertical sujeto por el sistema de amarre, en que la tensión en los cables está dada por el exceso de empuje de agua por sobre el peso de la estructura. Para controlar la estabilidad se requiere el uso de lastre, que en este caso puede ser la misma agua de mar bombeada desde el interior del cilindro. Algunas modificaciones de este concepto incluyen la utilización de una falda en su parte inferior para otorgar mayor estabilidad al considerar un lastre virtual. El problema de este concepto es que existen estudios (Musial et al, 2003) que han demostrado que el período vertical de la estructura por lo general es muy cercano al período del oleaje (del orden de los 10 a 12 segundos) y por tanto existe un problema potencial de resonancia que difícilmente hacen factible este concepto.



Fig. 2.13: Flotador Cilíndrico

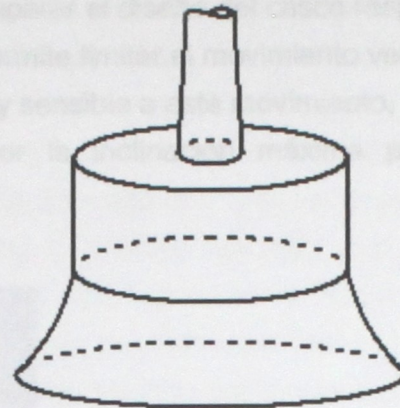


Fig. 2.14: Flotador con falda para obtener lastre virtual

- **Flotador Triple:** Concepto conocido como "Tri-Floater". desarrollado en la universidad de Delft, Holanda, para aguas poco profundas, y que consiste en 3 flotadores cilíndricos de menor tamaño conectados por tubos formando un enrejado espacial que sujetan la torre soportante de la turbina en el centro (Fig. 2.15). De esta manera se reduce la masa del sistema pero el período vertical aún queda dentro de un rango crítico, por lo que se debe seguir desarrollando este concepto.



Fig. 2.15: Flotador Triple



- **Plataformas Spar:** El sistema de flotación corresponde a un tubo o mástil que utiliza lastre para otorgar mayor estabilidad. Permite separar el diseño del casco respecto del sistema de amarre. La forma de la plataforma permite limitar el movimiento vertical, sin embargo el diseño del sistema de amarre es muy sensible a este movimiento, mientras que el diseño del casco está controlado por la inclinación máxima permitida. Normalmente se utiliza en aguas profundas.



Fig. 2.16: Plataforma Spar

- **Jack-up:** Concebido sólo para aguas poco profundas, consiste en una plataforma sujeta mediante piernas que se apoyan en el fondo marino. Este concepto elimina el movimiento inducido por el oleaje constituyendo una plataforma estable para una o varias turbinas, sin embargo el sismo se transforma en una condición de carga a considerar. Su gran problema es el costo, del orden de 10 a 12 millones de euros para una turbina de 115 [m] de altura (Henderson et all, 2002), lo cual dificulta esta opción para turbinas eólicas.

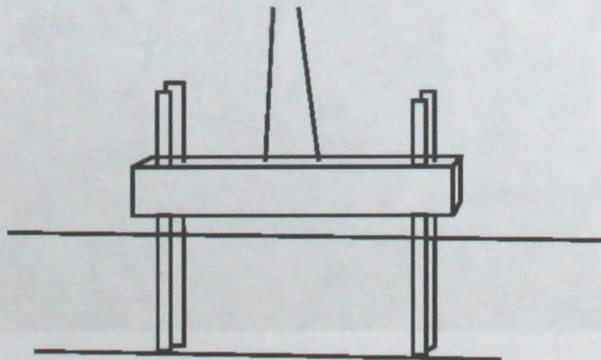


Fig. 2.17: Jack-up

- Flotadores de múltiples turbinas:** Las soluciones varían desde un flotador compartido para varias torres hasta torres con varios rotores. La idea es compartir los costos de amarre y anclaje para varias turbinas, además de concentrar esfuerzos en su construcción. El concepto permite obtener una buena estabilidad frente al oleaje y posibilidades de optimización de la masa de la estructura. En general los estudios de prefactibilidad (Musial et al, 2003) de este tipo de sistemas han arrojado que son más caros que unidades de sólo una turbina debido al soporte adicional que se debe proveer para conectar varios rotores. Además es difícil optimizar el espaciamiento entre rotores y por tanto la extracción de la energía del viento es menos eficiente, además el control del sistema frente a cambios en la dirección del viento es complejo. Sólo en casos en que la unidad múltiple supera los 20 MW nominales es posible que se disminuyan los costos específicos de generación debido a una correlación casi cúbica entre la masa del rotor y su diámetro.

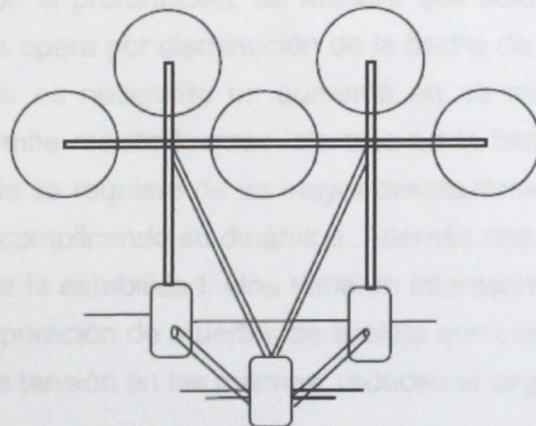


Fig. 2.18: Sistema Multi-rotor



Fig. 2.19: Sistema con flotador compartido

2.4.2. Sistemas de Amarre

El sistema de amarre es un aspecto muy importante debido a que al ser el elemento de conexión entre la plataforma y el fondo marino, determina parte importante de la estructuración de la plataforma y también el tipo de sollicitación sobre el sistema de anclaje y, por tanto, controla el tipo de sistema de anclaje a utilizar. Se manejan principalmente 3 tipos de sistemas de amarre: tirantes, catenarias y verticales (ver referencias 11, 12, 13 y 14).

- **Sistema de Amarre Catenario:** El peso propio de los cables genera este tipo de curva, que permite disminuir la tensión en los cables y por tanto la sollicitación sobre los anclajes abaratando sus costos y facilitando la instalación, sin embargo requiere de mayor largo de cable y barre un área importante en el fondo, factores que crecen exponencialmente con la profundidad, de manera que sólo se utiliza en aguas poco profundas. El sistema opera por disminución de la flecha de los cables. Para disminuir la flecha de un cable es necesario un aumento en su tensión y un cambio en su dirección, lo cual permite resistir fuerzas laterales en la base de la torre y momentos volcantes, no obstante se requiere de un mayor desplazamiento de la plataforma para lograr estos efectos, complicando su dinámica. Además requiere de mayor lastre en la plataforma para lograr la estabilidad. Una variante interesante de este tipo de sistema de amarre es la incorporación de muertos de anclaje que cuelguen de las cadenas, los cuales, al aumentar la tensión en las mismas, reducen el largo requerido.

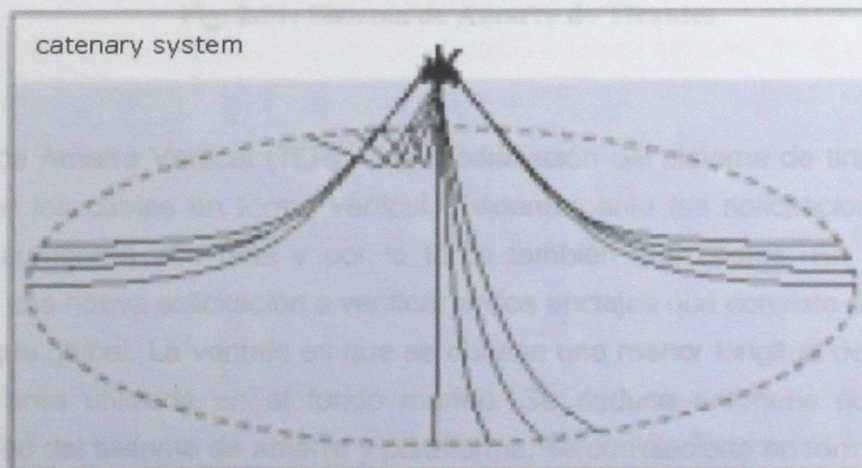


Fig. 2.20: Sistema de Amarre Catenario

- **Sistema de Amarre de Tirantes:** Consiste la utilización de cadenas o cables conectados en línea directa entre la plataforma y el fondo marino. El sistema de flotación de la plataforma debe proveer suficiente empuje como para generar un estado de tensión en los tirantes que permita anular el efecto de su peso propio. A mayor profundidad del fondo marino este sistema es más ventajoso que el sistema catenario, gracias a que requiere menor largo de cables y cubre un área en el fondo marino menor. El hecho que los cables lleven mayor pretensión otorga más estabilidad a la plataforma reduciendo sus movimientos, pero genera mayores solicitaciones sobre los anclajes encareciendo su costo. Este sistema permite controlar mejor la posición de la plataforma, y por tanto se puede diseñar para que quede bajo el nivel del oleaje disminuyendo el efecto de esa sollicitación.

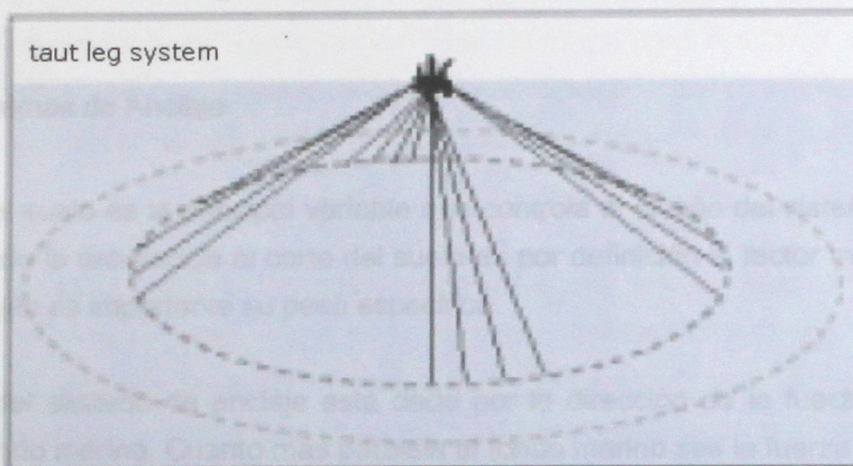


Fig. 2.21: Sistema de Amarre de Tirantes

- **Sistema de Amarre Vertical (TLP):** Una modificación del sistema de tirantes consiste en colocar los cables en forma vertical. Evidentemente las solicitaciones sobre los anclajes aumentan aún más y por lo tanto también sus costos. En este caso se introduce una nueva sollicitación a verificar en los anclajes que consiste en la condición de arranque global. La ventaja es que se obtiene una menor longitud de cables y una reducida área utilizada en el fondo marino. Se deduce entonces que el costo y complejidad del sistema de amarre y plataforma, se correlaciona en forma inversa con el costo y la complejidad del sistema de anclaje.

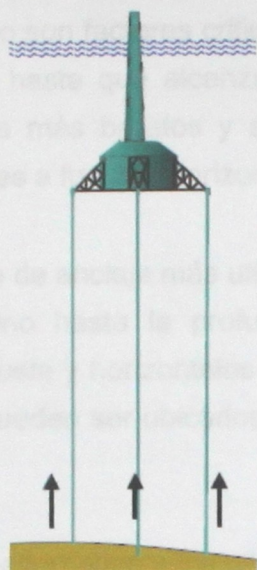


Fig. 2.22: Sistema de Amarre Vertical

2.4.3. Sistemas de Anclaje

La calidad del suelo es la principal variable que controla el diseño del sistema de anclaje. En este sentido la resistencia al corte del suelo es por definición el factor más importante, aunque también es importante su peso específico.

La elección del sistema de anclaje está dada por la dirección de la fuerza a resistir en relación al fondo marino. Cuanto más paralela al fondo marino sea la fuerza a resistir, más holgado estará el diseño y más fácil será su instalación. Esta es la ventaja de los sistemas catenarios. Para resistir fuerzas perpendiculares al fondo marino, lo importante es la profundidad de empotramiento del anclaje (a excepción de los anclajes gravitacionales). Por esta razón, mientras mayor sea la fuerza vertical a resistir, más caro será el anclaje.

A continuación se describen algunos de los tipos de anclajes más utilizados (ver referencias 11 y 14):

- **Anclajes Gravitacionales:** Corresponden simplemente a grandes masas de material que permiten lograr resistencia a fuerzas verticales simplemente gracias a su propio peso. El material que se utiliza es barato pero debe usarse en grandes cantidades para lograr el resultado deseado. Utilizable en plataformas TPL.

- **Anclajes de Arrastre:** Se utiliza cuando el movimiento del anclaje en el tiempo (creep), y la precisión de su ubicación no son factores críticos del diseño, ya que son arrojados al fondo marino y arrastrados hasta que alcanzan su resistencia al hundirse en el suelo. Es uno de los sistemas más baratos y se utiliza para sistemas de amarre catenarios ya que son resistentes a fuerzas horizontales.
- **Pilotes Hincados:** Es el sistema de anclaje más utilizado, consistente en pilotes que se martillan sobre el fondo marino hasta la profundidad deseada, pudiendo resistir grandes cargas verticales por fuste y horizontales a través de la resistencia lateral del suelo. No presentan creep, y pueden ser ubicados en forma precisa, pero su costo de instalación puede ser elevado.
- **Anclajes de Succión:** Solución alternativa a los pilotes hincados. Son largos tubos con un extremo abierto y uno tapado por el cual una bomba succiona el agua una vez que el tubo es depositado en forma vertical sobre el fondo marino con su extremo abierto hacia el suelo. De esta manera el pilote es succionado por el suelo. Es una buena solución para sistemas catenarios y resisten mayor carga vertical que los anclajes de arrastre.
- **Placas Hincadas:** Utilizan los mismo principios que los anclajes de succión, pero requieren menos material y por tanto son más baratas. Pueden soportar grandes cargas verticales gracias a que al actuar la carga vertical la placa tiende a rotar y por tanto a aumentar su resistencia de fuste. Pueden ser ubicadas con precisión y generan poco creep. Para su instalación se puede utilizar un anclaje de succión, o bien se puede vibrar o martillar.
- **Anclajes tipo Torpedos:** Son pilotes que se arrojan en el fondo marino y que se hunden gracias a su propia energía cinética.
- **Pilotes Perforados y Grouteados:** En presencia de roca, lo más conveniente es taladrar la roca y posteriormente concretar in situ el pilote, de tamaño y forma similar a los pilotes hincados. Pueden alcanzar muy buena resistencia vertical, mayor incluso que los pilotes hincados, sin embargo su instalación es mas costosa debido a que requieren de equipos especiales.

2.4.4. Sistemas de Transmisión

Aunque el sistema de transmisión no pertenece al conjunto estructural, es un factor importante en el costo del proyecto, y por tanto es relevante el estudio de las distintas alternativas de transmisión eléctrica.

Las alternativas de transmisión dependen del tipo de conversión energética utilizado en las turbinas, ya sea de velocidad constante o velocidad variable. Existen otras variables a definir tales como la elección entre sistemas de transmisión individual para cada unidad o bien sistemas de transmisión de parque, transmisión en corriente alterna (CA) o continua (CC). Por ejemplo, según estudios de la universidad de Delft, para un parque de 500 MW, la conexión de velocidad variable individual a 150 V es más barata para distancias menores a 160 Km, mientras que para mayores distancias lo es la conexión de velocidad variable de parque a un voltaje de 141 kV en CC. Otra de sus conclusiones relevantes es que para distancias mayores a 200 Km las pérdidas de una transmisión en CA son relativamente altas (Henderson et all, 2002).

2.4.5. Métodos Constructivos

Dada las grandes dimensiones de equipos requeridos y el nivel de coordinación logística que este tipo de proyectos requieren, es probable que el diseño quede determinado por las capacidades de construcción del medio chileno. Un ejemplo es el caso de una asociación californiana (Coastal Marine Associates) que ha desarrollado un sistema constructivo muy eficiente, que consiste en prefabricar las unidades completas en tierra, y contempla un sistema de transporte e instalación muy simples (ver Fig. 2.23 y Fig. 2.24). En este caso el diseño de la unidad está controlado por el sistema constructivo (Fulton, 2003).

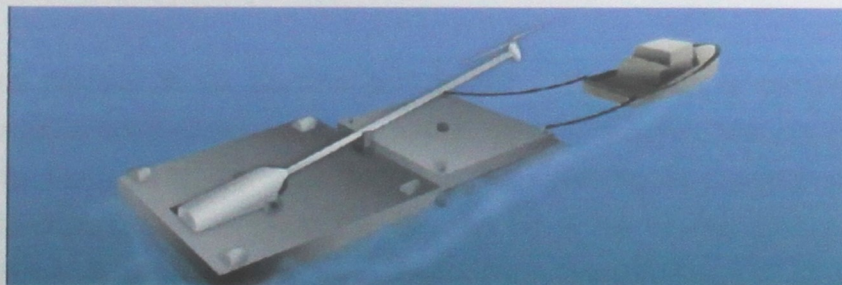


Fig. 2.23: Transporte del Mobile Deep Water Wind Turbine Support Platform

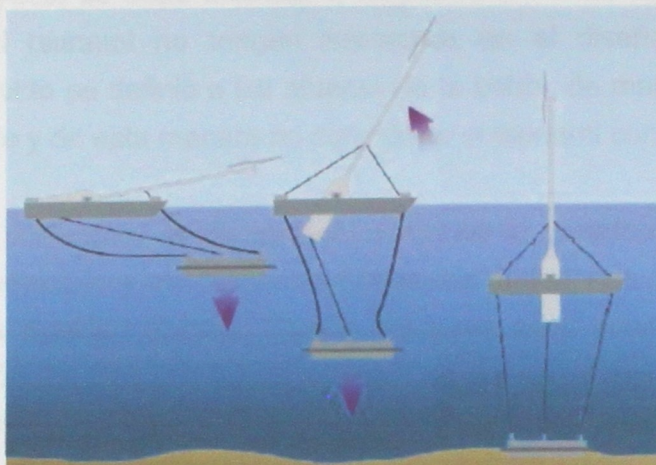


Fig. 2.24: Instalación del Mobile Deep Water Wind Turbine Support Platform

2.5. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Revisando las batimetrías de las figuras 2.10 y 2.11 se observa que para las zonas de mejor viento costero, a no más de unos 5 [Km] del borde, las mayores profundidades del fondo marino son del orden de los 100 [m] (Zapata, 2001). Se descarta la posibilidad de fundar directamente al fondo, por ser poco viables a esas profundidades. Consecuentemente, en este estudio se analizarán fundaciones flotantes ancladas sobre un fondo marino de 100 [m] de profundidad como caso general. En particular, se estudia la factibilidad de instalar 10 turbinas de 4.5 MW en un emplazamiento genérico de clase I según IEC 61400-1, es decir, con una velocidad promedio de 10 [m/s]. En el mapa eólico de la Fig. 2.7, se observa que en la zona costera de la VIII Región es factible encontrar este tipo de sitios, de manera que el emplazamiento escogido para analizar en este estudio fue la bahía de San Vicente, de donde se dispone suficiente información acerca del clima de oleaje (INCOSTAS, 2000).

En general, los efectos de un tsunami son desastrosos sólo en la cercanía de la costa, cuando se acerca a talud continental que posee un ascenso muy abrupto lo cual aumenta varias veces la altura de la ola. Para aguas más profundas, el tsunami puede pasar sin afectar la estructura, pues, a pesar de ser una onda de mucha energía por tener un período muy largo, la altura de ola no es demasiado grande como lo es en el litoral. De

esta manera, el proyecto se debe localizar a suficiente distancia de la costa como para que los efectos del tsunami no tengan relevancia en el diseño. En este caso, la localización del proyecto se definió a las afueras de la bahía, de manera de contar con la profundidad suficiente y de esta manera no considerar el tsunami como carga de diseño.

En este trabajo se profundiza en la estructuración de la plataforma y del sistema de amarre para una localización y condiciones ambientales dadas, que permitieron reproducir en forma general la realidad chilena. Queda entonces para futuras investigaciones el estudio y optimización del resto de los aspectos, que pueden variar mucho dependiendo del emplazamiento y características ambientales del proyecto. En particular, el diseño de la torre y rotor no es abordado en esta investigación. Estos tópicos son abordados en mayor profundidad en las memorias de Christian Holmgreen (2005), Alain Sejas (2006), Juan José Lasen (2006) y Errol Holmberg (2006).

De todas maneras se deben establecer dimensiones y masas de góndola y rotor, para las cuales se consideró la utilización de una turbina V120 (Vestas de 4.5 MW). Esta turbina está especialmente diseñada para proyectos costa afuera, además de ser una de las de mayor potencia nominal de generación que dispone el mercado chileno y de la cual existe suficiente información disponible. La idea es aprovechar las ventajas que poseen los emplazamientos costa afuera utilizando turbinas de la mayor capacidad posible.

3. ESTRUCTURACIÓN Y MODELACIÓN

El conocimiento de las características de cada aspecto que afecta el diseño de las fundaciones flotantes permitirá definir un modelo a analizar que se ajuste a la realidad chilena. En este trabajo, se ha estudiado en conjunto el mapa disponible de viento de Chile y el mapa de la batimetría general de la costa chilena para discriminar posibles buenos sitios y sus respectivas características que condicionen la elección de la estructuración de la plataforma, el sistema de amarre y de anclaje.

Para poder contrastar los resultados del estudio de factibilidad de las fundaciones flotantes se analizó en primera instancia el Tri-Floater como concepto conocido, el cual sirvió posteriormente como parámetro de comparación para el diseño de un nuevo concepto propuesto. Las distintas soluciones se modelaron y analizaron mediante el software GTSTRUDL, el cual posee un componente especialmente diseñado para modelar y aplicar las cargas que inducen tanto el viento como el oleaje (GTSELOS). Se construyeron modelos representativos de las estructuraciones definidas en base a barras, con los cuales se realizó un análisis de estabilidad frente a las cargas de viento y oleaje mediante el programa GTSELOS. El análisis de los modelos en sucesivas iteraciones permitió posteriormente encontrar la estructuración que mejor se adapte a los requerimientos.

3.1. REQUERIMIENTOS GENERALES DE LA ESTRUCTURA

Como ya se ha mencionado, no existe en el mundo ningún proyecto eólico costa afuera en aguas profundas, tal que haya requerido para su fundación una plataforma flotante; y por lo tanto, no hay experiencia práctica en el diseño de este tipo de estructuras. Esto implica que su diseño por ahora es un problema bastante abierto, y que sus criterios de diseño provienen principalmente de la experiencia de la industria petrolera y de gas, de la ingeniería marítima, y del propio criterio del ingeniero.

Como primer acercamiento a la solución de este problema abierto, conviene priorizar los criterios que definirán la estructuración. En este trabajo se considerarán los siguientes temas como pilares de la estructuración:

1. Estabilidad del sistema frente a las solicitaciones de servicio (viento normal y oleaje reinante).
2. Posible acoplamiento dinámico producto de la coexistencia de solicitaciones dinámicas de distinta naturaleza: viento, oleaje, giro rotor, características dinámicas de la estructura.
3. Resistencia de la estructura frente a cargas producto de eventos extremos (viento extremo y oleaje dominante).
4. Costo de la potencia final instalada.

La estabilidad vertical de una estructura flotante amarrada por cadenas se logra gracias al empuje de agua sobre los distintos elementos boyantes de la plataforma, mientras que para la estabilidad lateral se requieren grandes deformaciones para que las cadenas aporten componentes de reacción horizontal. Esta es la razón por la cual el problema involucra una no linealidad de tipo geométrica, ya que se requiere la posición deformada para poder establecer el equilibrio. Por otra parte, las ecuaciones que describen el comportamiento de las catenarias son en esencia no lineales. En el Anexo A se incluye un análisis más detallado de la estabilidad de cuerpos flotantes anclados con cables verticales, además de las ecuaciones para el cálculo de las catenarias.

Para estudiar el acoplamiento dinámico se efectuaron varios análisis tiempo-historia para los distintos períodos de oleaje, buscando determinar si existe alguna amplificación de los máximos efectos en algún rango de períodos.

La resistencia de la estructura frente a eventos extremos se verificó a nivel de anclajes y sistema de amarre. El diseño específico de cada elemento de la plataforma queda para futuras investigaciones.

El costo de la energía constituye una restricción del diseño implícita en cada etapa, pues permite discriminar en forma preliminar algunas alternativas de estructuración ya que finalmente se busca evaluar la factibilidad económica de cada alternativa.

3.2. DEFINICIÓN DE LA ESTRUCTURACIÓN DE LA FUNDACIÓN

El Tri-Floater corresponde a una plataforma semisumergible con 3 flotadores cilíndricos dispuestos en forma vertical, en un perímetro triangular y que otorgan la flotabilidad necesaria a la plataforma. Los flotadores están unidos por un sistema de barras enrejadas que permite recibir las cargas de la torre y trasladarla a los flotadores. El sistema de amarre consiste en cadenas catenarias que se sujetan a cada flotador y se anclan al fondo marino.

El Tri-Floater sirve como base para desarrollar el Multiflotador como nuevo concepto de fundación flotante que se contrastó con el Tri-Floater. El Multiflotador es una plataforma de tipo semisumergible, en la que se disponen 8 flotadores de menor diámetro a lo largo de un perímetro circular, y también se anclan al fondo marino mediante un sistema de amarre catenario (ver Fig. 3.1 y Fig. 3.2).

La idea de utilizar una mayor cantidad de flotadores a lo largo del perímetro de la plataforma busca otorgar estabilidad en forma más eficiente, cualquiera sea la dirección en la que ataque el viento o el oleaje. Mientras más flotadores, la plataforma debiera tender a ser más estable en la medida que se otorga soporte en forma más continua a través del perímetro, sin embargo no necesariamente es más económico debido a que la cantidad de flotadores afecta directamente la estructuración de la plataforma. En este sentido, 8 flotadores permite lograr un alto nivel de simetría en la estructuración, tanto cilíndrica, como en 2 ejes perpendiculares, cosa que no se logra con otras cantidades de flotadores.

Se busca mayor estabilidad también gracias a su tipo semisumergible, ya que a diferencia de las plataformas completamente sumergidas, el empuje del agua aumenta considerablemente si se hunde sólo una parte. Aprovechando la altura de los flotadores boyantes verticales, se ha dispuesto que la unión de la torre con la plataforma ocurra a una cota suficiente como para que no sea afectada por la carga de oleaje. De esta manera se podrían utilizar prácticamente los mismos diseños de torres que en tierra, desde el punto de vista de los requerimientos estructurales. En tanto que el hecho de que la plataforma esté constituida por una estructura de barras y tanques verticales, permite que el oleaje pueda atravesarla, disminuyendo sus efectos sobre ella.

Para el sistema de amarre se escogió el catenario, para lo cual se tomó en consideración la capacidad constructiva que posee el país para proyectos portuarios. En general, los sistemas de amarre catenarios se utilizan mayormente en aguas poco profundas (en la literatura comúnmente se habla de profundidades menores a 200 [m]), como se explicó en el capítulo anterior. El costo de utilizar anclajes que permitan resistir las grandes fuerzas verticales que generarían los sistemas de amarre con tirantes los hacen prácticamente prohibitivos para el medio nacional, además, la capacidad del país para construir los distintos tipos de anclajes capaces de resistir cargas verticales es bastante limitada. No se consideró la utilización de cables verticales por tratarse de una solución comúnmente utilizada para mayores profundidades de fondo marino, ya que requieren de la utilización de los anclajes aún más costosos. Posiblemente en el futuro se requiera de este tipo de sistema de amarre en emplazamientos de mayor profundidad.

3.3. DEFINICIÓN DE MODELOS ESTRUCTURALES

3.3.1. Plataforma

En la Tabla 3.1 se detalla la geometría que define cada concepción estructural, mientras que en el Anexo D se muestran en detalle las dimensiones de los modelos. El diámetro y el espesor de cada elemento se escogieron de manera de satisfacer una esbeltez de pandeo máxima de 150. Evidentemente, el espesor de los elementos deberá ser verificado posteriormente en estudios en que se realice efectivamente un diseño de cada elemento. La estructuración de la plataforma se ha escogido en cada caso de manera que el punto de equilibrio de la estructura se encuentre aproximadamente a la mitad de la altura de los flotadores.

La forma cilíndrica de los elementos permite un diseño simplificado, independiente de la orientación de las cargas. Además, es un factor positivo en cuanto a la corrosión, al no haber singularidades geométricas en los perfiles.

Tabla 3.1: Características de los modelos de las fundaciones flotantes

Tipo de plataforma	Tri-Floater		Multiflotador	
	Semi-sumergible	Semi-sumergible	Semi-sumergible	Semi-sumergible
Sistema de amarre	Catenario simple	Catenario con muertos de anclaje	Catenario simple	Catenario con muertos de anclaje
Cantidad de flotadores	3	3	8	8
Diámetro de los flotadores [m]	12.0	8.0	6.0	5.0
Espesor de los flotadores [mm]	25	25	23	23
Altura de los flotadores [m]	28.0	24.0	25.0	24.0
Radio de la plataforma* [m]	57.735	46.188	50.000	40.000
Distancia entre flotadores [m]	100.000	70.000	38.268	30.615
Peso de la plataforma [Tonf]	1033	650	1345	937

* Medido como la distancia entre el eje de la torre y el eje central de un tanque.

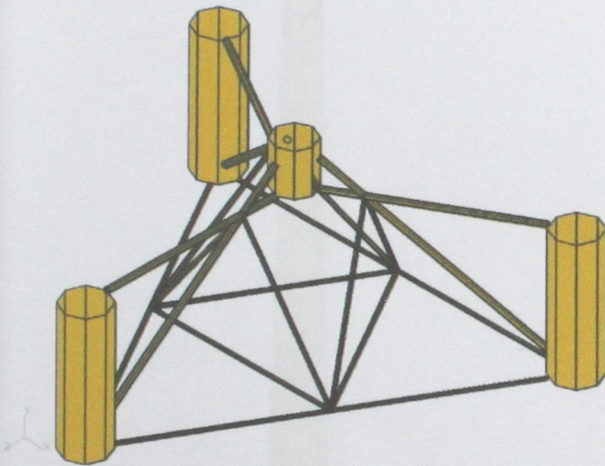


Fig. 3.1: Modelo de la plataforma del Tri-Floater

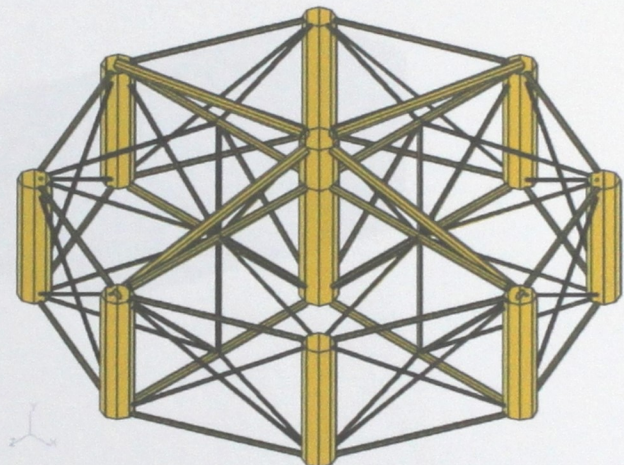


Fig. 3.2: Modelo de la plataforma del Multiflotador

3.3.2. Torre, Góndola y Rotor

En todos los modelos la torre debe satisfacer que la altura de buje sea de 90 [m]. La característica semisumergible de las plataformas hace que parte de su estructura quede en forma permanente sobre el nivel del mar, lo cual eleva la base de la torre en aproximadamente la mitad de la altura de los flotadores boyantes. De esta manera, la torre de acero fue modelada por 25 barras cuyo diámetro varía linealmente con la altura desde un diámetro en la base de 4.5 [m] y espesor 45 [mm], hasta un diámetro en la parte

superior de 2.5 [m] y espesor 25 [mm]. La variación del espesor es de 5 [mm], cada 5 elementos (Fig. 3.3).

La geometría del modelo de vientos de la góndola se definió a través de una caja de 3.6 [m] de ancho, 4.5 [m] de altura y 10 [m] de largo. El buje se modeló como un cono de altura 3 [m], cuya sección elíptica va variando para ajustarse a la sección rectangular de la góndola. Para la góndola se utilizaron 80 elementos finitos, mientras que para el buje se utilizaron 50 elementos. Se utilizaron los elementos tipo WIPLATE, cuya única finalidad consiste en aplicar la carga de viento a la estructura (Fig. 3.4).

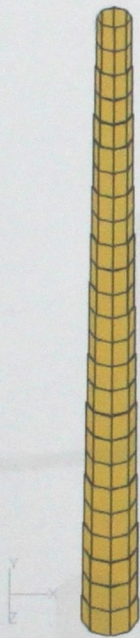


Fig. 3.3: Modelo de la Torre

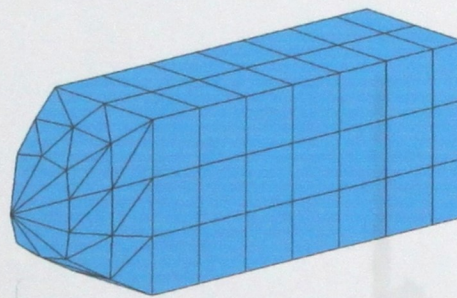


Fig. 3.4: Modelo de la Góndola para la aplicación del viento

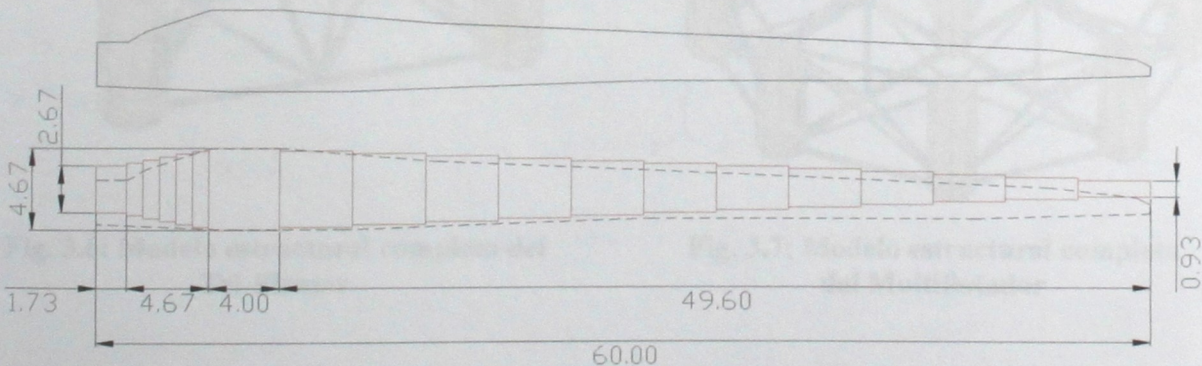


Fig. 3.5: Esquema de modelación de las aspas (unidades en [m])

El rotor consiste en 3 barras de sección cilíndrica variable a través del eje, válido tanto para el modelo de viento como de masa. El modelo de las palas fue tomado a partir de la pala mostrada en los catálogos de Vestas. Para definir la geometría se escaló el esquema de la pala de manera de ajustar el largo total a 60 [m], y de esta manera obtener diámetros y largos de los segmentos que la conforman (Fig. 3.5).

Tabla 3.2: Características del modelo de la torre, góndola y rotor (las dimensiones y masas del rotor y góndola corresponden a la turbina V120 de Vestas)

Característica	Valor
Altura de buje [m]	90
Diámetro rotor [m]	120
Peso torre [Tonf]	93
Peso góndola [Tonf]	145
Peso rotor [Tonf]	75

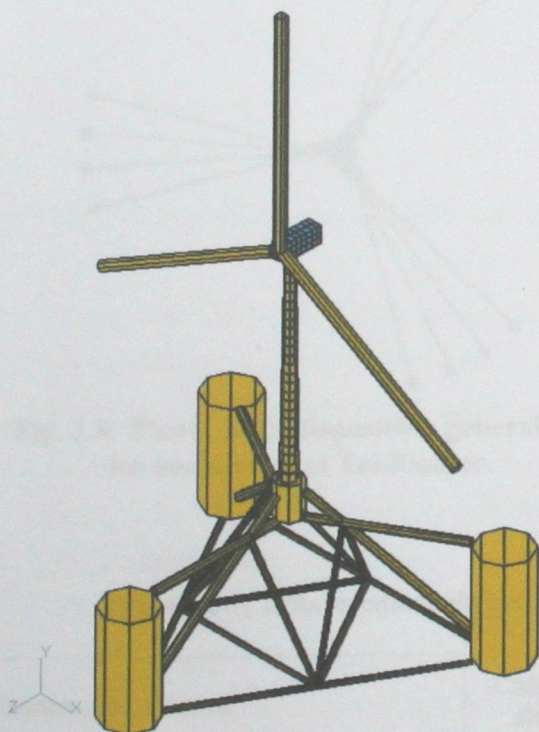


Fig. 3.6: Modelo estructural completo del Tri-Floater

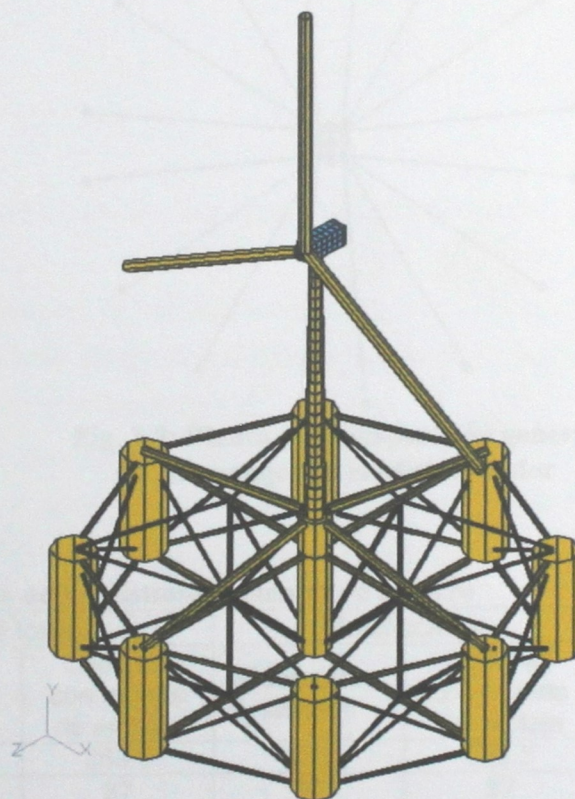


Fig. 3.7: Modelo estructural completo del Multiflotador

3.3.3. Sistema de Amarre

Se definieron dos tipos de sistemas de amarre a analizar: cadenas catenarias simples y cadenas catenarias con muerto de anclaje. El sistema catenario simple se utilizó tanto en el Tri-Floater como en el Multiflotador, mientras que el sistema de cadenas con muerto de anclaje sólo se probó en el Tri-Floater. En general, se dispuso las cadenas en la base de cada tanque formando un abanico (ver Fig. 3.8 y Fig. 3.9). En el siguiente capítulo de resultados se explica la determinación del tamaño, cantidad y disposición específica de cada cadena. Las características finales de las cadenas en cada caso se muestran en la Tabla 3.3. Para el diseño se utilizó un factor de seguridad de 1.4. El mecanismo de diseño y un ejemplo se muestran en el Anexo B.

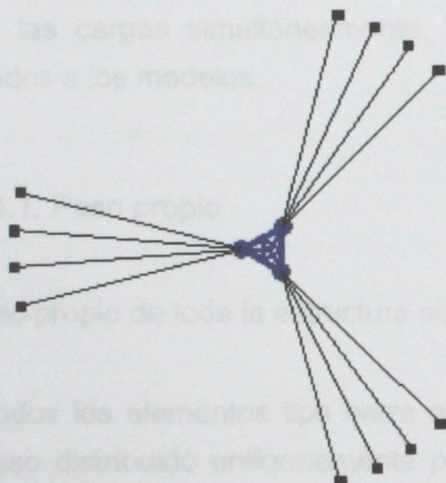


Fig. 3.8: Planta de la disposición general de los anclajes en el Tri-Floater

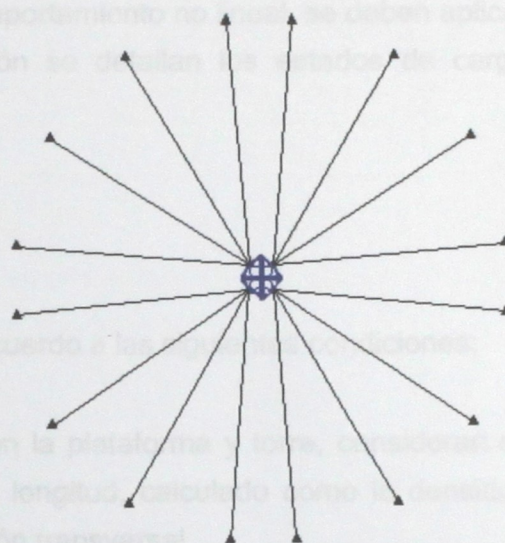


Fig. 3.9: Planta de la disposición general de los anclajes en el Multiflotador

Tabla 3.3: Características de cada cadena de los distintos sistemas de amarre

Sistema de amarre	Tri-Floater		Multiflotador	
	Catenarias simples	Cadenas con muerto de anclaje	Catenarias simples	Cadenas con muerto de anclaje
Distancia horizontal [m]	660	363.5	654	363.5
Profundidad [m]	89	87	88	87
Peso por unidad de largo [Kgf/m]	362.7	74.8 / 92	362.7	74.8 / 92
Rigidez (EA) [1000*Tonf]	700	120.4 / 146.4	700	120.4 / 146.4
Largo no deformado [m]	667.3	235.89 / 148.03	661.7	235.89 / 148.03
Peso muerto [Tonf]	-	50	-	50

Para modelar la interacción entre el sistema de amarre y la estructura, GTSELOS considera las cadenas de anclaje como fuerzas puntuales adicionales sobre la estructura en el nodo en que se conectan con ella, y que pueden seguir una cierta ley según el tiempo, o bien, según la posición relativa al punto de anclaje en el fondo marino. La información de entrada requerida es entonces una fuerza y un ángulo para una matriz de posiciones (distancia horizontal y distancia vertical entre los extremos del cable). Para obtener dicha información en cada caso se utilizaron las ecuaciones mostradas en el Anexo B.

3.4. DEFINICIÓN DE MODELO DE CARGAS

Debido a que las fundaciones flotantes poseen comportamiento no lineal, se deben aplicar todas las cargas simultáneamente. A continuación se detallan los estados de carga aplicados a los modelos.

3.4.1. Peso propio

El peso propio de toda la estructura se definió de acuerdo a las siguientes condiciones:

- Todos los elementos tipo barra que constituyen la plataforma y torre, consideran su peso distribuido uniformemente por unidad de longitud, calculado como la densidad del material multiplicada por el área de su sección transversal.
- El modelo de masa de la góndola consiste simplemente en una masa puntual de 145 [Ton] ubicada en el eje de la góndola, a una distancia de 1.552 [m] hacia atrás del eje de la torre, de manera que el centro de masas de góndola y rotor en el plano horizontal, esté centrado respecto del eje de la torre.
- Para las aspas se escogió una densidad del material utilizado en los elementos de sección variable, de manera tal que se obtuviera un peso total de 75 [Tonf] para el rotor.

3.4.2. Viento

La norma IEC 61400-1 define distintas condiciones de carga, las cuales se pueden clasificar como condiciones de operación y condiciones extremas, para cada una de las cuales existe una velocidad de referencia asociada. Además, la norma establece que en condiciones de operación se debe considerar variaciones asociadas a turbulencia y ráfaga. A continuación se muestran los parámetros que permiten calcular los perfiles asociados a cada condición.

Tabla 3.4: Parámetros básicos para las distintas clases de viento según IEC 61400-1

Viento Clase		I	II	III	IV
Velocidad de referencia [m/s]	V_{ref}	50	42.5	37.5	30
Velocidad promedio [m/s]	V_{prom}	10	8.5	7.5	6
Sitios de alta turbulencia	I_{15}	0.18	0.18	0.18	0.18
	a	2	2	2	2
Sitios de baja turbulencia	I_{15}	0.16	0.16	0.16	0.16
	a	3	3	3	3

El perfil de velocidad del viento de operación, se calcula mediante la ecuación (3.1), en que el parámetro n se debe asumir igual a 0.2 según la norma IEC 61400-1.

$$(3.1) \quad V(z) = V_{bujc} \cdot \left(\frac{z}{z_{bujc}} \right)^n$$

Para V_{bujc} se consideró la velocidad nominal de producción de la turbina escogida, correspondiente a 12 [m/s], a la cual la norma exige que se le agregue un término asociado a la variabilidad estocástica de la velocidad del viento a través del tiempo, dado por la siguiente expresión:

$$(3.2) \quad \sigma_1 = I_{15} \cdot \frac{15[m/s] + a \cdot V_{bujc}}{a + 1}$$

El perfil de velocidad del viento extremo se calcula a partir de la ecuación (3.1), considerando lo siguiente:

$$(3.3) \quad V_{buje} = 1.4 \cdot V_{ref}$$

De esta manera, los perfiles de velocidad del viento que se aplicaron en las distintas condiciones son los que se muestran en la Fig. 3.10.

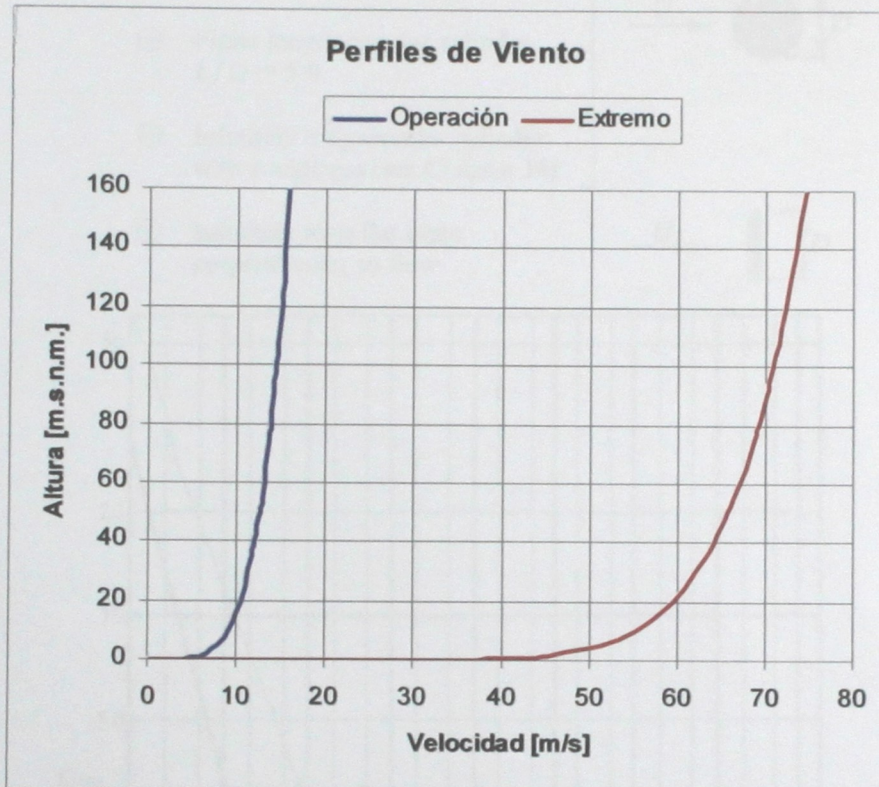


Fig. 3.10: Perfiles de velocidad de viento aplicados para las distintas condiciones

GTSELOS realiza automáticamente el cálculo de las presiones sobre la estructura a partir del perfil de velocidades, proyectando la velocidad de viento sobre los elementos en una velocidad transversal y una velocidad paralela. Luego se desprecia la velocidad paralela y se aplica la ecuación (3.4) para determinar la fuerza.

$$(3.4) \quad F_{DRAG} = \frac{1}{2} \cdot \rho_a \cdot |\vec{V}| \cdot \vec{V} \cdot C_D \cdot S$$

GTSELOS aplica esta fuerza a cada uno de los elementos definidos en el modelo distribuyéndola uniformemente a lo largo de su luz. Esto implica que para cada elemento se debe definir un coeficiente de arrastre.

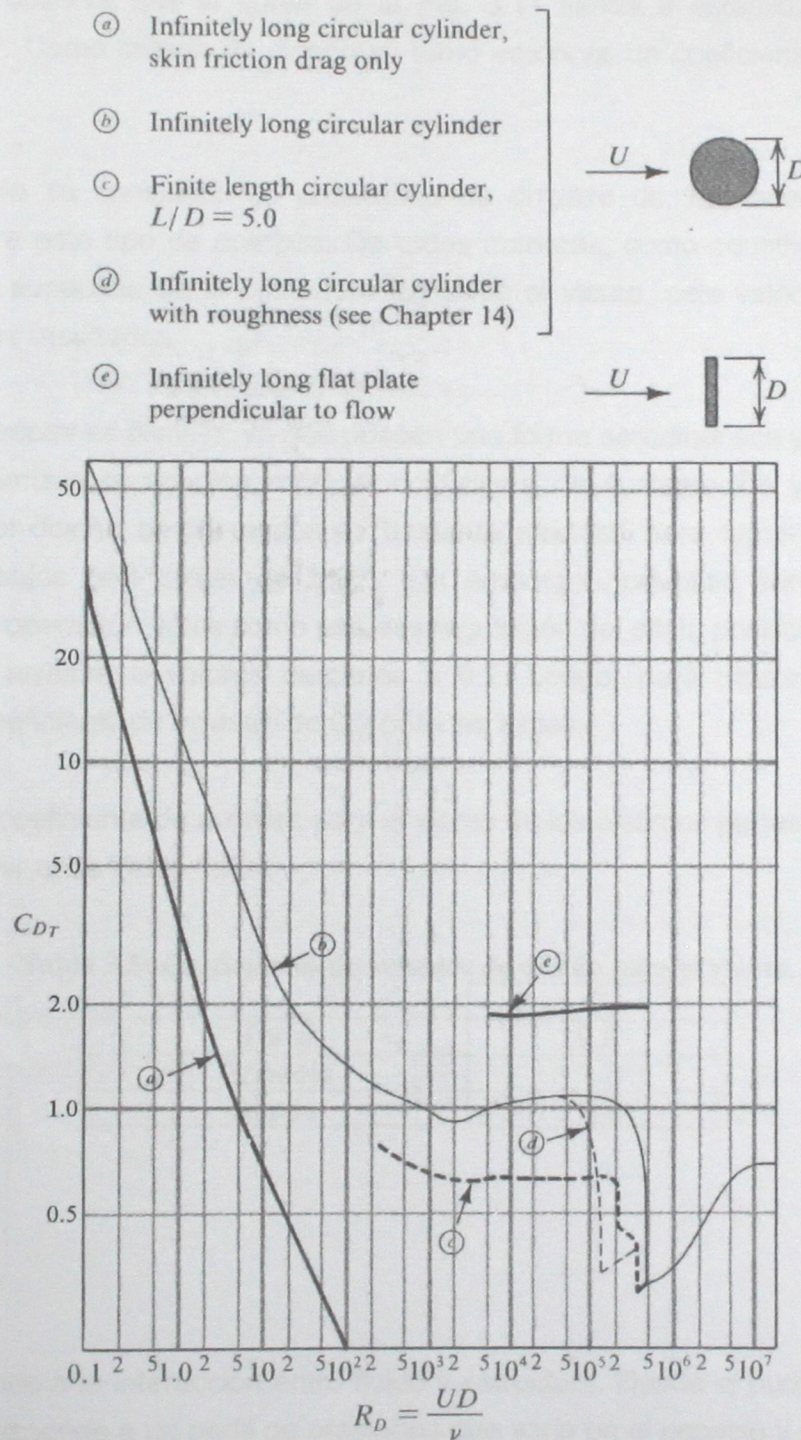


Fig. 3.2: Coeficiente de arrastre para distintos tipos de cuerpos (Granger, 1995)

En general, el coeficiente de arrastre depende del número de Reynolds. Para cuerpos cilíndricos como la torre, esta dependencia se ve representada en la Fig. 3.11. Para el caso del viento, el número de Reynolds toma valores altos, (entre 1.0×10^6 y 2.5×10^7), para los cuales se observa que la curva de la Fig. 3.11 tiende a estabilizarse en valores cercanos a 0.7. Como criterio de diseño se tomó entonces un coeficiente de 0.8 para la torre.

Para la góndola se consideró un coeficiente de arrastre de 1.2, acorde con valores propuestos para este tipo de cuerpos. De todas maneras, como constituye una porción pequeña de la superficie de la estructura expuesta al viento, este valor no tiene mayor incidencia en los resultados.

El caso de las aspas es distinto, ya que poseen una forma aerodinámica y una orientación tales que maximizan la relación entre el coeficiente de sustentación y el de arrastre. Normalmente el diseño de las aspas es bastante ajustado para lograr coeficientes de arrastre muy bajos (del orden de 0.05), sin embargo pequeñas variaciones de las condiciones de operación, tales como una desangulación del pitch, podrían hacer saltar su coeficiente de arrastre a valores cercanos a 0.2. Luego, para efectos de diseño se consideró un coeficiente de arrastre de 0.2 para las aspas.

Lo referente al coeficiente de arrastre para el viento de las distintas partes de la estructura se puede resumir en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5: Coeficientes de arrastre de diseño para el viento

	C_d
Torre	0.8
Góndola	1.2
Aspas	0.2

3.4.3. Oleaje

El oleaje responde a la interacción entre fluido y estructura. Desde el punto de vista de la estructura, corresponde a un perfil de presiones que varía en el espacio y en el tiempo. La

fuerza dinámica que un fluido ejerce sobre un sólido cilíndrico está descrita por la ecuación de Morrison:

$$(3.5) \quad \vec{F}(t) = C_M \cdot \rho_w \cdot \nabla \cdot \vec{a}_w - (C_M - 1) \cdot \rho_w \cdot \nabla \cdot \vec{a}_s + \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot |\vec{V}_T| \cdot \vec{V}_T \cdot C_D \cdot S_p$$

Nuevamente GTSELOS aplica esta fuerza por cada elemento distribuyéndola uniformemente a lo largo de su luz. Esta vez se deben definir 2 coeficientes: el de arrastre y el de masa agregada. Para el coeficiente de masa agregada se utilizó un valor de 2.0, recomendado usualmente para el diseño de instalaciones marítimas (Tchet, 2004). Para el coeficiente de arrastre, GTSELOS permite la definición de dicho coeficiente en función del número de Reynolds. Esta vez es necesaria dicha definición, debido a que para el rango de valores de Reynolds que genera el movimiento producido por el oleaje, la curva de la Fig. 3.11 para cuerpos cilíndricos, se encuentra justo en un sector de gran variación. Para el cálculo del número de Reynolds se utilizó una viscosidad cinemática de $1.858 \times 10^{-3} \text{ m}^2/\text{s}$.

Para determinar la cinemática del oleaje, se utilizó la teoría lineal, correspondiente a una simplificación del problema de la modelación del oleaje, pero que sin embargo ofrece buenos resultados, lo cual es suficiente para el carácter de este estudio.

La información que se dispone acerca del clima de oleaje del puerto de San Vicente se puede resumir en una tabla de ocurrencia de oleaje en función del período y de la altura de ola (Tabla 3.6). El rango de períodos de ola relevantes va de los 3 a los 15 [s], en el que se encuentra aproximadamente el 90% de la frecuencia del oleaje (ver Fig. 3.12). La dirección del oleaje costa afuera reinante es principalmente SW, mientras que para el oleaje dominante hay direcciones NW y SW, como es característico a lo largo de la costa chilena (INCOSTAS, 2000).

Tabla 3.6: Datos de 1 año de medición de oleaje en la bahía San Vicente

Período T [s]	Altura de ola h [m]																	TOTAL
	0,0-0,5	0,5-1,0	1,0-1,5	1,5-2,0	2,0-2,5	2,5-3,0	3,0-3,5	3,5-4,0	4,0-4,5	4,5-5,0	5,0-5,5	5,5-6,0	6,0-6,5	6,5-7,0	7,0-7,5	7,5-8,0		
0-1	463	33	9	3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	510	
1-2	2549	203	30	5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2788	
2-3	4994	1347	118	8	3	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	6471	
3-4	5587	4184	663	70	8	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10514	
4-5	4719	6731	2117	300	57	11	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13937	
5-6	3553	7721	3500	927	230	45	11	2	0	0	0	0	0	0	0	0	15989	
6-7	2397	7214	4261	1599	472	141	45	8	3	1	0	0	0	0	0	0	16141	
7-8	1629	6165	4657	2085	798	279	95	42	8	4	1	0	0	0	0	0	15764	
8-9	1092	4854	4355	2328	954	372	141	44	22	13	5	1	0	0	0	0	14181	
9-10	686	3842	3955	2291	1072	475	180	75	33	15	5	4	2	0	0	0	12635	
10-11	450	2907	3527	2167	1176	520	206	100	45	24	9	5	3	0	1	0	11140	
11-12	273	2304	3012	2058	1106	483	224	118	53	25	13	8	3	2	0	0	9682	
12-13	173	1669	2366	1856	977	469	231	96	48	25	8	7	0	1	0	1	7927	
13-14	135	1253	1945	1536	806	427	191	84	34	17	8	7	0	2	1	1	6447	
14-15	87	887	1404	1081	622	318	159	88	41	18	5	3	2	0	0	0	4715	
15-16	69	669	1094	777	465	220	141	64	26	18	9	3	1	3	0	0	3559	
16-17	39	455	676	526	332	161	96	49	17	10	6	1	3	0	0	0	2371	
17-18	21	288	438	328	239	97	84	30	13	8	4	6	1	0	0	0	1557	
18-19	13	174	282	215	113	58	32	21	10	6	1	2	0	0	0	0	927	
19-20	8	117	171	96	68	33	20	9	8	2	1	1	0	0	0	0	534	
20-21	2	65	74	70	31	23	9	5	1	0	1	0	0	0	0	0	281	
21-22	2	27	40	30	22	13	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	138	
22-23	0	16	18	18	11	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	72	
23-24	2	12	4	7	10	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39	
24-25	0	4	6	11	19	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45	
25-26	0	2	1	4	8	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21	
26-27	0	1	2	5	20	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32	
27-28	0	0	1	12	15	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36	
28-29	0	1	2	5	18	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31	
29-30	0	0	1	7	10	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22	
TOTAL	28943	53145	38729	20425	9664	4193	1869	837	363	186	76	49	15	8	2	2	158506	

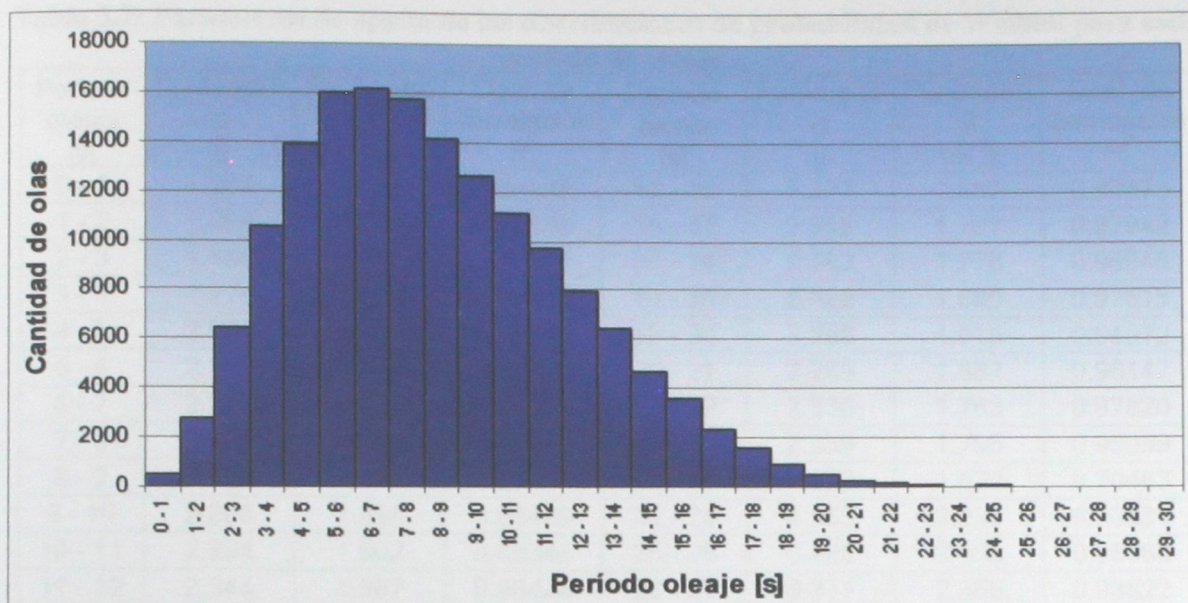


Fig. 3.12: Distribución de la ocurrencia de olas por período para el total de alturas de olas

Se realizó un ajuste tipo Weibull para la probabilidad de excedencia de altura de ola en cada rango de período de oleaje de la Tabla 3.6, caracterizada por los parámetros α y β . En la ecuación (3.6) se muestra su función densidad de probabilidad, mientras que su función probabilidad se muestra en la ecuación (3.7).

$$(3.6) \quad f(x) = \frac{\alpha}{\beta^\alpha} \cdot x^{\alpha-1} \cdot e^{-\left(\frac{x}{\beta}\right)^\alpha}$$

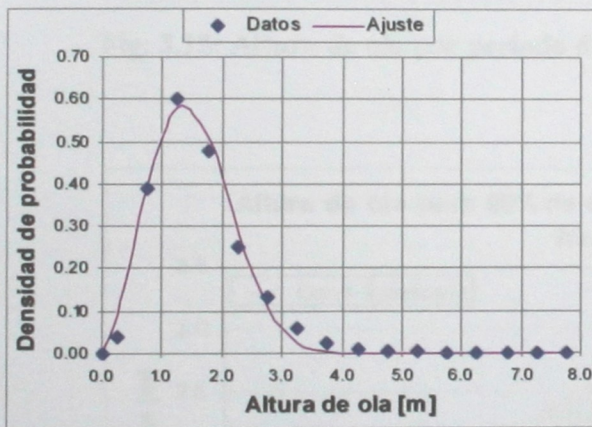
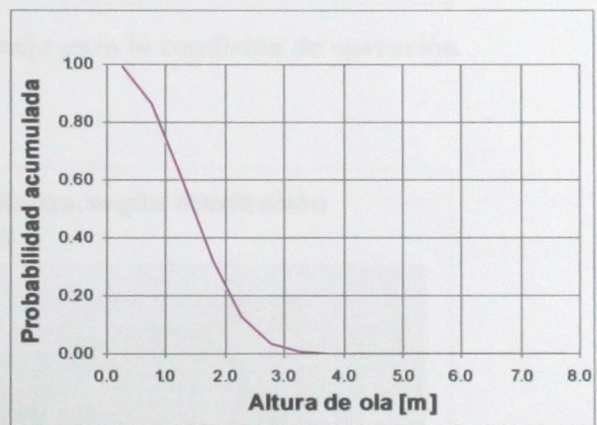
$$(3.7) \quad F(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{\beta}\right)^\alpha}$$

$$(3.8) \quad E(x) = \beta \cdot \int_{-\theta}^{\infty} u^{\frac{1}{\alpha}} \cdot e^{-u} \cdot du$$

Los parámetros α y β fueron calculados a partir del método del mínimo error cuadrático respecto de los datos de la Tabla 3.6, cuyos resultados se muestran en la Tabla 3.7. Ejemplos del ajuste se muestran en las figuras 3.13 y 3.14.

Tabla 3.7: Parámetros de ajuste de las distribuciones de probabilidad de Weibull para cada período de oleaje

Período oleaje [s]	Parámetro α	Parámetro β [m^{-1}]	Coef. de correlación R^2	Período oleaje [s]	Parámetro α	Parámetro β [m^{-1}]	Coef. de correlación R^2
0 - 1	1.241	0.266	0.99938	15 - 16	2.377	1.687	0.97373
1 - 2	1.268	0.280	0.99944	16 - 17	2.316	1.737	0.97942
2 - 3	1.186	0.399	0.99917	17 - 18	2.283	1.776	0.96945
3 - 4	1.774	0.644	0.99621	18 - 19	2.432	1.680	0.97515
4 - 5	2.029	0.799	0.99831	19 - 20	2.288	1.615	0.94672
5 - 6	2.174	0.927	0.99553	20 - 21	2.299	1.687	0.96147
6 - 7	2.229	1.050	0.98894	21 - 22	2.330	1.763	0.97820
7 - 8	2.231	1.182	0.98642	22 - 23	2.339	1.795	0.95099
8 - 9	2.234	1.301	0.98711	23 - 24	1.850	1.870	0.70463
9 - 10	2.265	1.398	0.98429	24 - 25	4.953	2.233	0.93831
10 - 11	2.294	1.502	0.98344	25 - 26	5.428	2.458	0.95063
11 - 12	2.344	1.567	0.98428	26 - 27	8.377	2.356	0.98822
12 - 13	2.387	1.650	0.98722	27 - 28	5.307	2.310	0.97458
13 - 14	2.424	1.678	0.98611	28 - 29	7.818	2.366	0.98653
14 - 15	2.386	1.705	0.98133	29 - 30	5.621	2.281	0.99303


Fig. 3.13: Densidad de probabilidad de ocurrencia de altura de ola para períodos entre 13 y 14 [s]

Fig. 3.14: Función probabilidad acumulada de excedencia de altura de ola para períodos entre 13 y 14 [s]

Con los parámetros de las distribuciones se calcularon las alturas de ola correspondientes a las condiciones de operación (Fig. 3.15) y extrema (Fig. 3.16). Para la condición de operación (oleaje reinante) se consideró la altura de ola esperada según la ecuación (3.8), mientras que para la condición extrema (oleaje dominante) se calculó la altura de ola

como la que tiene una probabilidad de 2% de ser excedida; ambas a partir de la distribución de Weibull correspondiente.

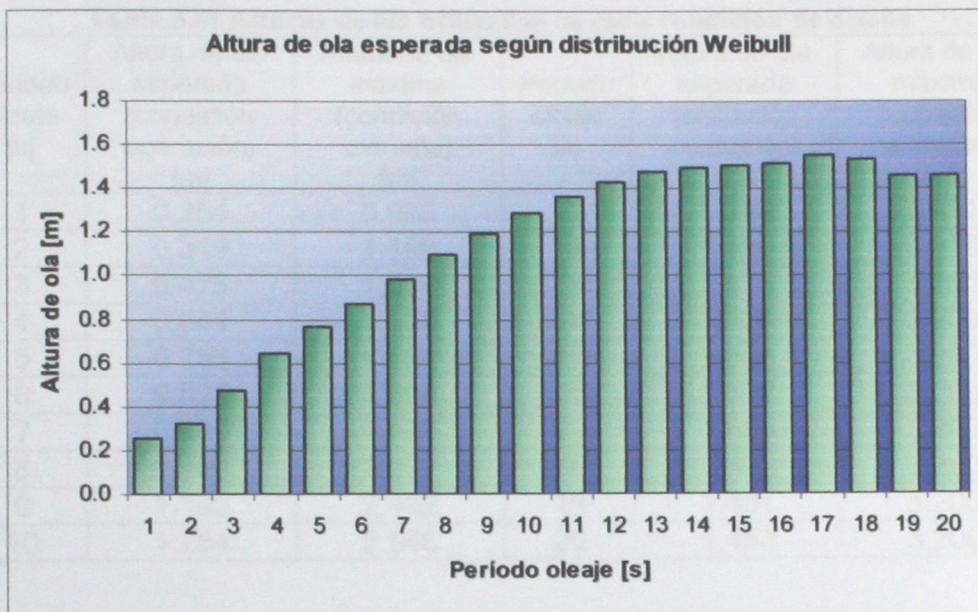


Fig. 3.15: Altura de ola por período de oleaje para la condición de operación

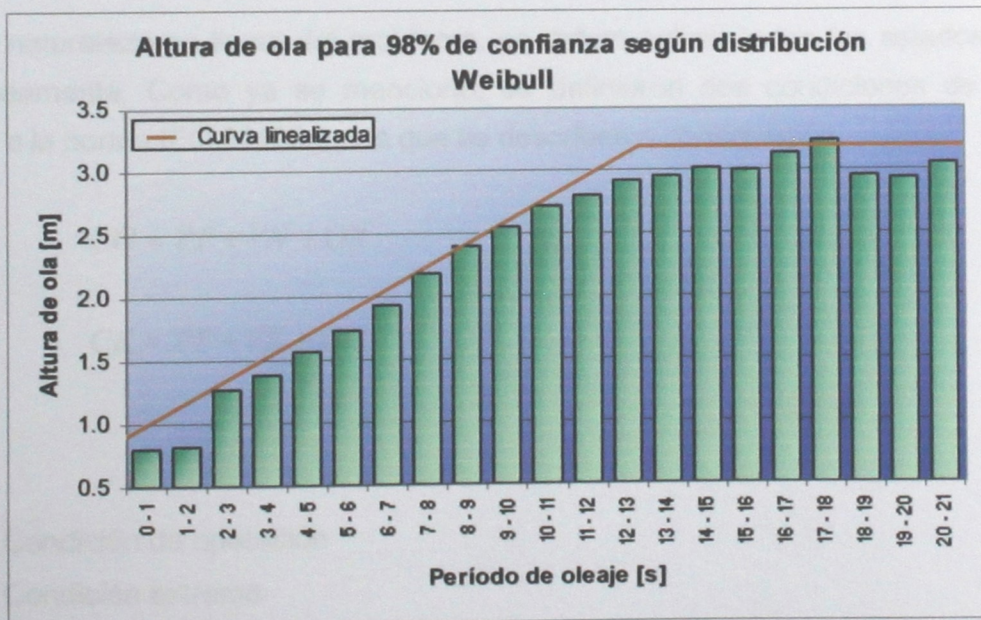


Fig. 3.16: Altura de ola por período de oleaje para la condición extrema

Como altura de ola de diseño para la condición extrema se utilizó una linealización de la curva de la Fig. 3.16 en 2 tramos, antes y después de los 13 [s]. De esta manera las alturas de ola utilizadas en cada condición se muestran en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8: Alturas de ola utilizadas en cada condición de diseño

Período oleaje [s]	Altura de ola esperada (condición operación) [m]	Altura de ola máxima (condición extrema) [m]	Período oleaje [s]	Altura de ola esperada (condición operación) [m]	Altura de ola máxima (condición extrema) [m]
1	0.254	0.985	11	1.360	2.831
2	0.319	1.169	12	1.426	3.015
3	0.475	1.354	13	1.476	3.200
4	0.641	1.538	14	1.500	3.200
5	0.765	1.723	15	1.504	3.200
6	0.876	1.908	16	1.517	3.200
7	0.989	2.092	17	1.556	3.200
8	1.100	2.277	18	1.532	3.200
9	1.195	2.462	19	1.461	3.200
10	1.284	2.646	20	1.463	3.200

3.4.4. Combinación de cargas

Dada la naturaleza no lineal del problema, se deben aplicar todos los estados de carga simultáneamente. Como ya se mencionó, se definieron dos condiciones de carga de acuerdo a la norma IEC 61400-1, las que se describen a continuación.

$$(3.9) \quad CO = PP + VN + OR$$

$$(3.10) \quad CE = PP + VE + OD$$

Donde:

CO : Condición de operación

CE : Condición extrema

PP : Carga de peso propio

VN : Carga de viento normal

VE : Carga de Viento extremo

OR : Oleaje reinante

OD : Oleaje dominante

Tanto viento como oleaje se aplicaron en la dirección que produce mayores efectos sobre la estructura, la cual coincide con el eje -Z global (ver Fig. 3.6 y Fig. 3.7).

Los modelos sometidos a las combinaciones descritas fueron procesados mediante análisis tiempo-historia para cada período de oleaje. Se consideró una serie continua de olas a lo largo de todo el intervalo de tiempo de análisis, y el viento se aplicó en forma permanente.

La condición de operación se utilizó para verificar los requerimientos de estabilidad de la fundación, mientras que la condición extrema se verificó su resistencia.

Fig. 4.1: Posibles giro considerados en el análisis

Dado el comportamiento no lineal de las estructuras flexibles, la única forma de encontrar los valores máximos de esfuerzos y desplazamientos en cada caso es mediante un análisis tiempo-historia. En este caso se consideró que los desplazamientos de tiempo rígido de la estructura completa son mucho mayores que las deformaciones internas de los elementos, de manera que se realizó un análisis tiempo-historia considerando los 6 grados de libertad (desplazamientos y giros en los 3 ejes) con una duración que varía desde los 50 para períodos bajos de oleaje hasta los 150 [s] para los períodos de oleaje mayores, e un paso de 0.02 [s].

4.1. SISTEMA DE AMARRE

Las características del sistema de amarre influyen directamente sobre el comportamiento dinámico de la estructura, el cual, si no se tiene en cuenta, puede ser determinante.

4. ANÁLISIS Y RESULTADOS

Para el análisis de los distintos modelos se consideró que la estructura se mueve como cuerpo rígido en los 6 grados de libertad: 3 desplazamientos y 3 giros denominados roll, pitch y yaw (ver Fig. 4.1).

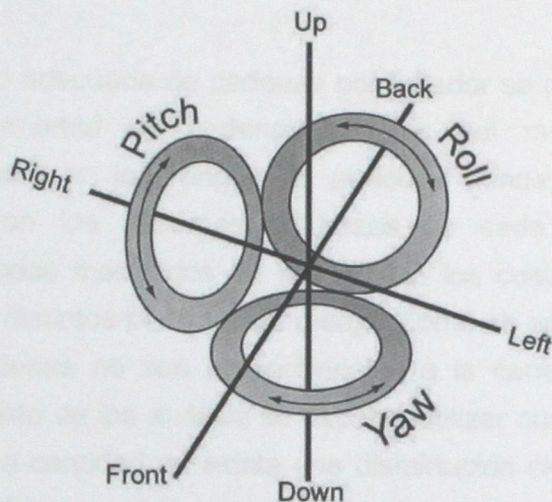


Fig. 4.1: Posibles giros considerados en el análisis

Dado el comportamiento no lineal de las estructuras flotantes, la única forma de encontrar los valores máximos de esfuerzos y desplazamientos en cada caso es mediante un análisis tiempo-historia. En este caso se consideró que los desplazamientos de cuerpo rígido de la estructura completa son mucho mayores que las deformaciones internas de los elementos, de manera que se realizó un análisis tiempo-historia considerando los 6 grados de libertad (desplazamientos y giros en los 3 ejes) con una duración que varía desde los 50 para períodos bajos de oleaje hasta los 150 [s] para los períodos de oleaje mayores, a un paso de 0.02 [s].

4.1. SISTEMA DE AMARRE

Las características del sistema de amarre influyen directamente sobre el comportamiento dinámico de la estructura, el cual, al no ser lineal, implica que para determinar cantidad,

disposición y tamaño requeridos de las cadenas el número de cables requeridos por la estructura se necesita realizar un análisis especial. La única manera de conocer si es que existe algún tipo de amplificación dinámica producto de un acoplamiento entre las características dinámicas de la estructura y la frecuencia del oleaje, es procesar varias veces los modelos cambiando la variable que se desea estudiar (tipo, cantidad, disposición y tamaño de amarras, dimensiones de la plataforma y de los flotadores), y observando los resultados.

Para verificar la cantidad adecuada de cadenas por flotador se procesó la plataforma Tri-Floater con distinta cantidad de cadenas simples del mismo tamaño (diámetro característico de 62 [mm]) en los rangos de períodos donde se produjeron mayores esfuerzos. Se rescataron los máximos esfuerzos de cada análisis tiempo-historia obteniéndose los resultados mostrados en la Fig. 4.2, los cuales no variaron en forma significativa de entre los distintos períodos de oleaje. Como se aprecia en dicha figura, los esfuerzos sobre las cadenas no son proporcionales a la cantidad de las mismas. En consecuencia, para el resto de los análisis se escogió utilizar cuatro cadenas por flotador debido a que sobre dicha cantidad no existe una disminución significativa del esfuerzo y por lo tanto no es conveniente agregar mayor cantidad.

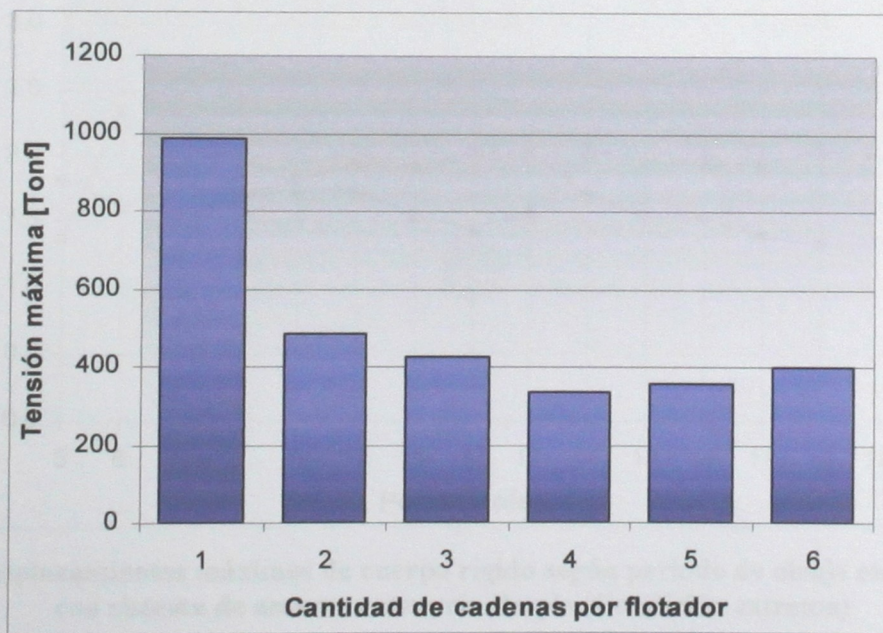


Fig. 4.2: Componente horizontal de la tensión en la cadena más cargada según cantidad de cadenas por flotador

4.2. ESTUDIO DINÁMICO

Se procesaron los modelos para los períodos de oleaje de interés, rescatando los máximos efectos de cada análisis tiempo-historia. Los resultados se muestran a continuación.

4.2.1. Comparación entre Tri-Floater y Multiflotador

Se comparó el Tri-Floater y el Multiflotador distinguiendo entre los sistema de amarre, en términos de desplazamientos máximos y esfuerzos máximos sobre las cadenas para los distintos períodos de oleaje, en condición extrema (ver Fig. 4.3 y Fig. 4.4). El rango de períodos que interesan para este análisis va desde los 5 a los 20 [s], ya que en las olas de períodos inferiores a este rango el contenido de energía es demasiado bajo para afectar a la estructura, mientras que si se observa la Fig. 3.12, la cantidad de olas por sobre el rango es casi nula.

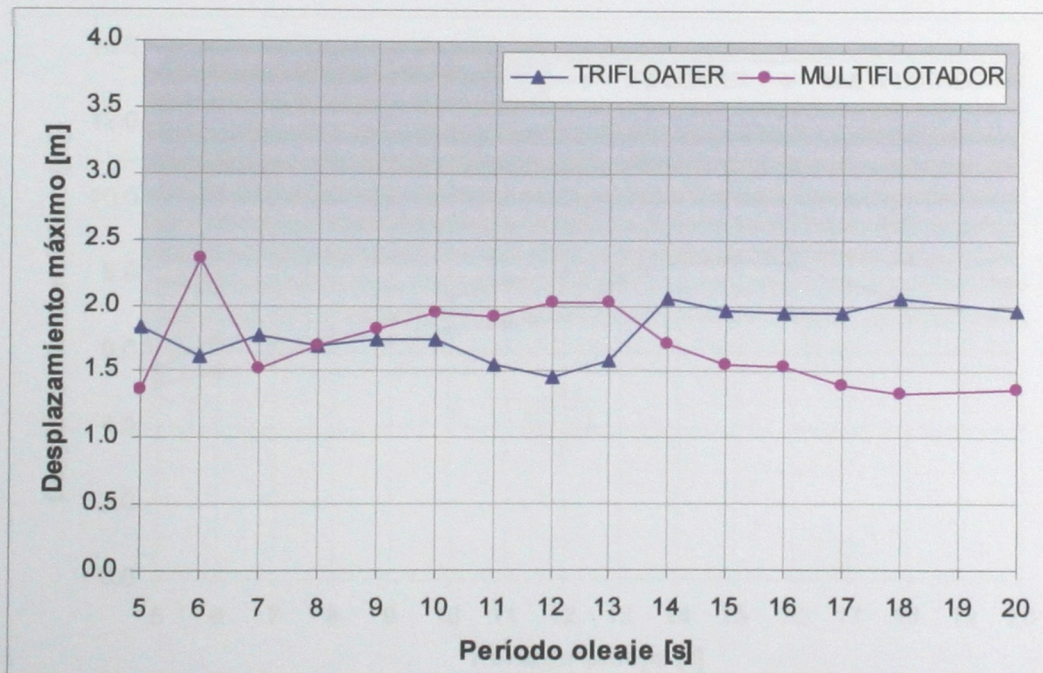


Fig. 4.3: Desplazamientos máximos de cuerpo rígido según período de oleaje en plataformas con sistema de amarre catenario simple (Condición extrema)

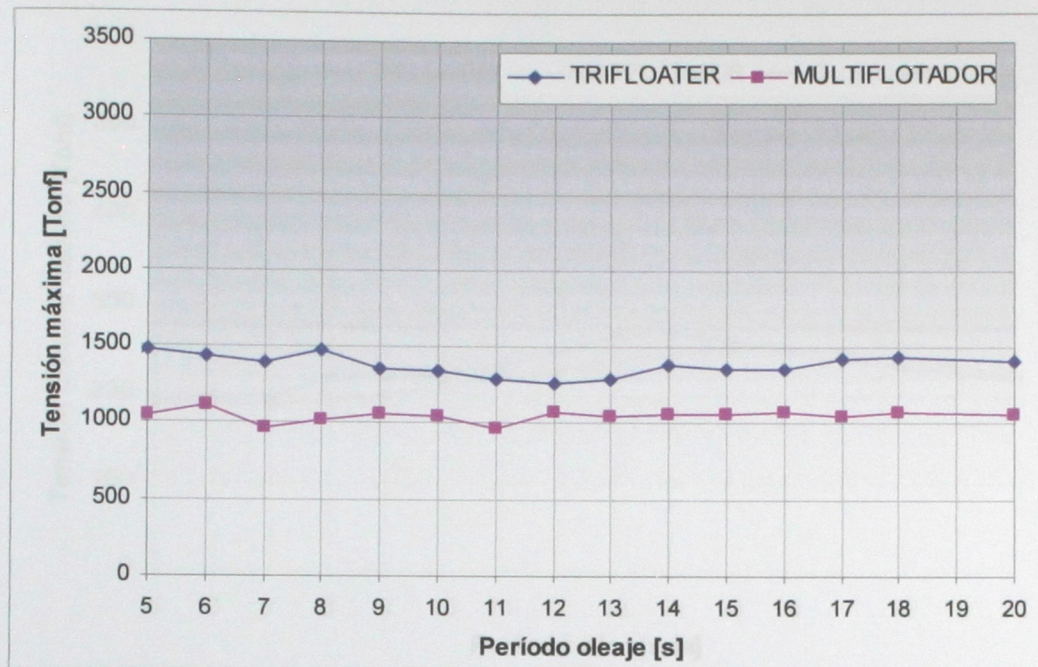


Fig. 4.4: Tensión máxima en la cadena más solicitada según período de oleaje en plataformas con sistema de amarre catenario simple (Condición extrema)

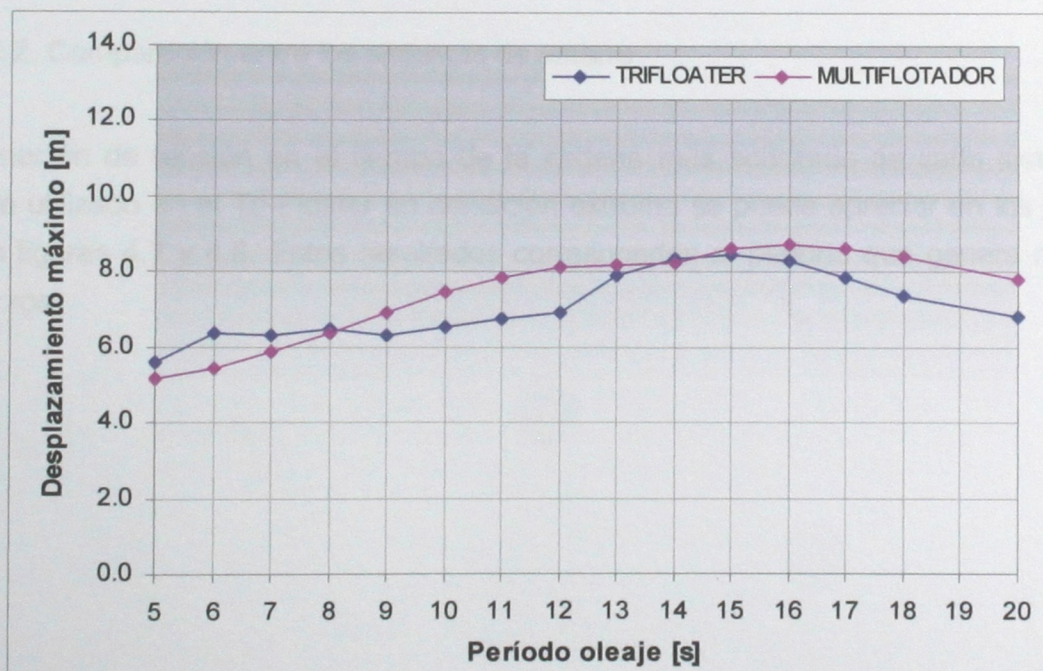


Fig. 4.5: Desplazamientos máximos de cuerpo rígido según período de oleaje en plataformas con cadenas con muerto de anclaje (Condición extrema)

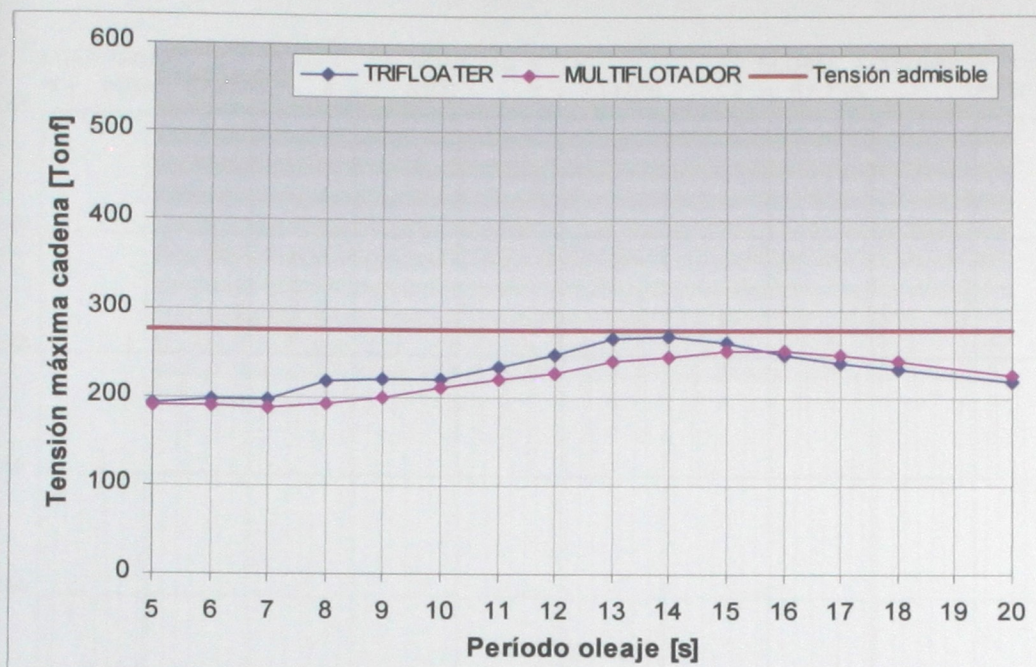


Fig. 4.6: Tensión máxima en la cadena más solicitada según período de oleaje en plataformas con cadenas con muerto de anclaje (Condición extrema)

4.2.2. Comparación entre los sistemas de amarre

La variación de tensión en el tiempo de la cadena más solicitada de cada sistema de amarre utilizado en el Tri-Floater en condición extrema se puede apreciar en los gráficos de las figuras 4.7 y 4.8. Estos resultados corresponden al período que genera mayores esfuerzos.

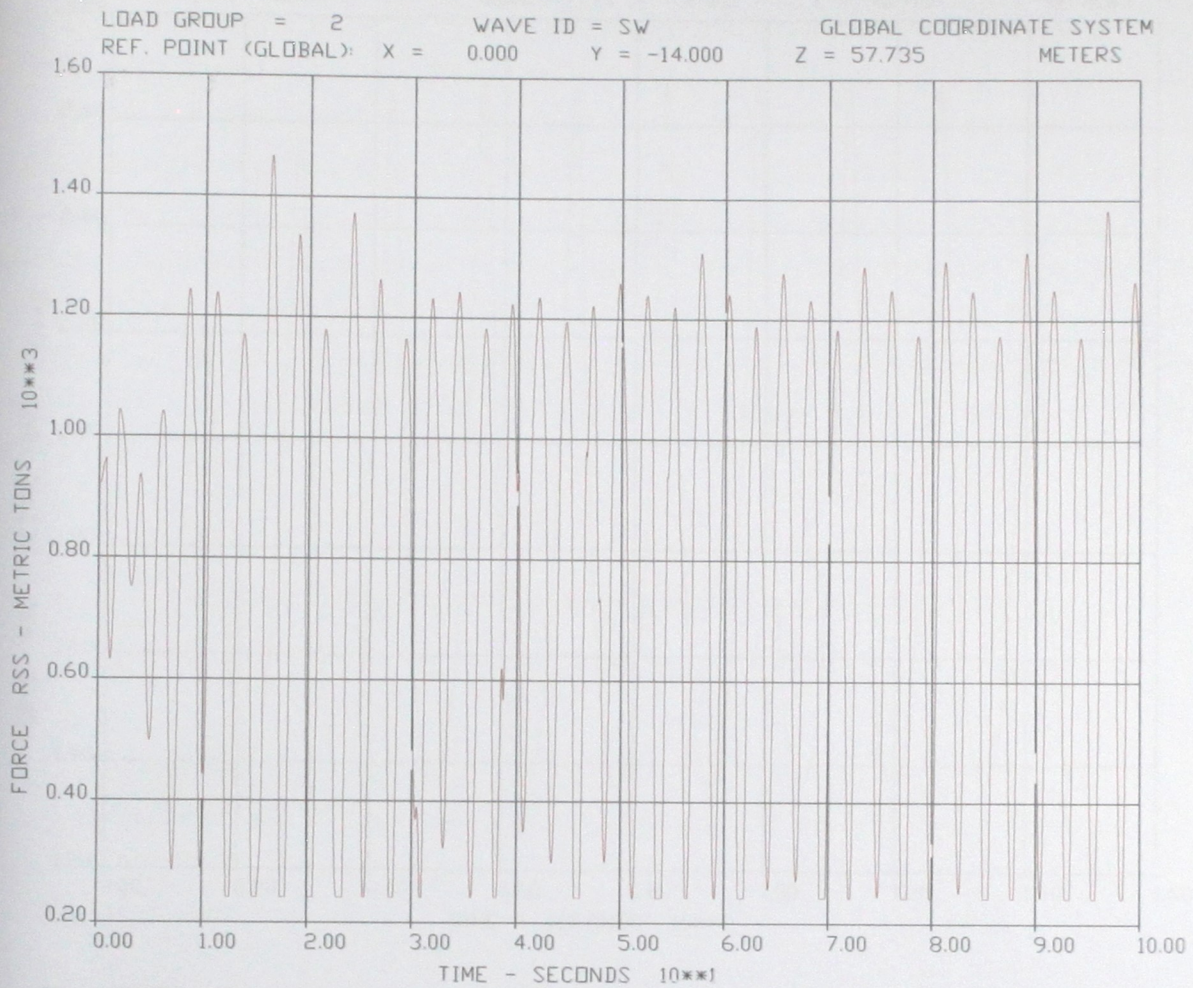


Fig. 4.7: Tensión en el tiempo en Tri-Floater con catenarias simples para período de oleaje 8 [s] (Condición extrema)

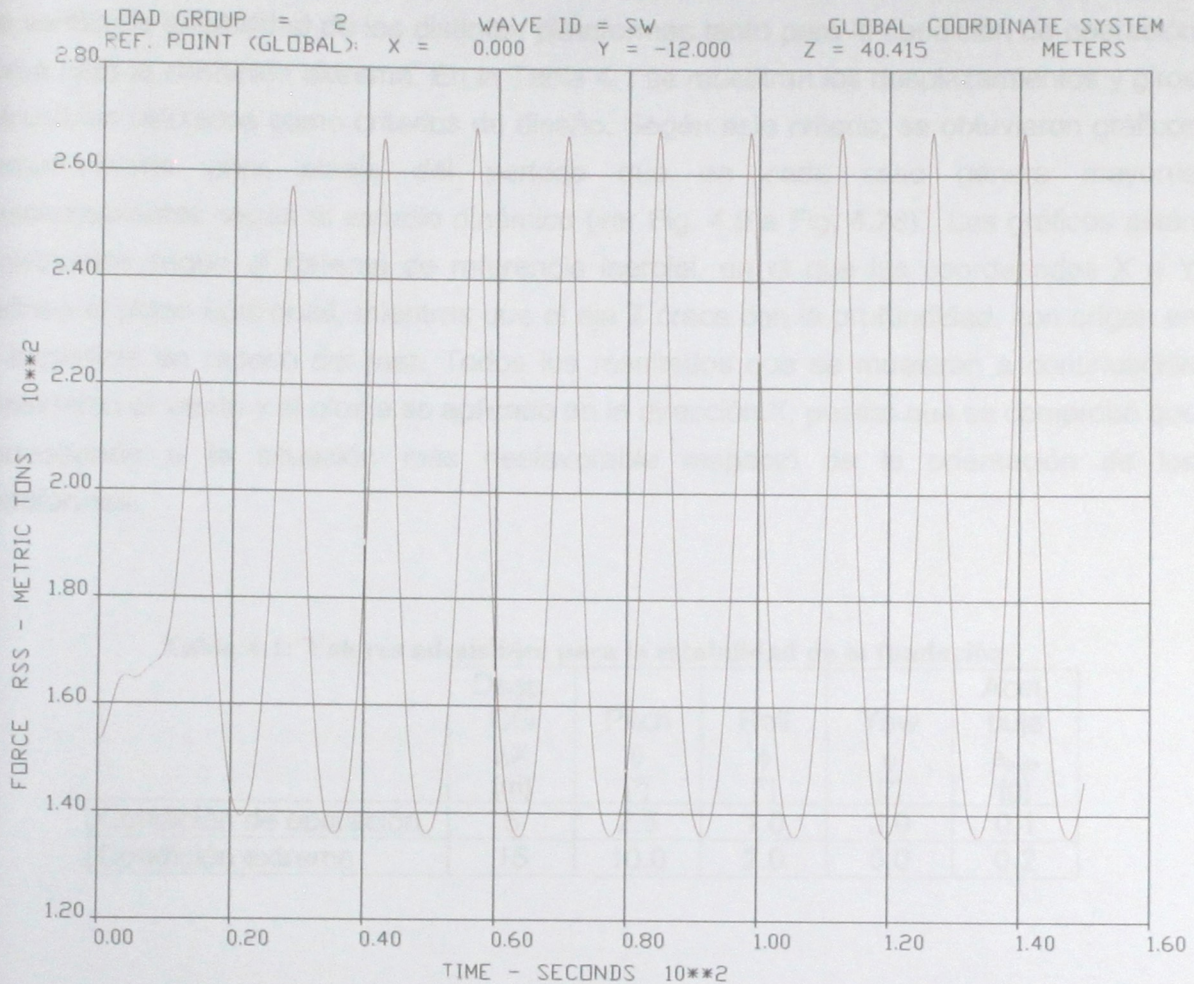


Fig. 4.8: Tensión en el tiempo en Tri-Floater con cadenas con muerto de anclaje para período de oleaje 14 [s] (Condición extrema)

4.3. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

En el análisis de estabilidad se verificó en primera instancia que la estructuración de la fundación provea suficiente empuje como para sostener las cargas gravitacionales y permita resistir el empuje del viento y el oleaje. Además se verificó que los desplazamientos que deba desarrollar la estructura para lograr las fuerzas resistentes queden dentro de un rango razonable, en particular el giro en planta (yaw) en condiciones de operación, debido a los requerimientos técnicos del mecanismo que gira la góndola para orientarla según la dirección del viento.

Se verificó la estabilidad de las distintas plataformas tanto para la condición de operación como para la condición extrema. En la Tabla 4.1 se muestran los desplazamientos y giros admisibles utilizados como criterios de diseño. Según este criterio, se obtuvieron gráficos tiempo-historia para oleaje del período que en cada caso genera mayores desplazamientos según el estudio dinámico (ver Fig. 4.9 a Fig. 4.28). Los gráficos están expresados según el sistema de referencia inercial, en el que las coordenadas X e Y definen el plano horizontal, mientras que el eje Z crece con la profundidad, con origen en la superficie en reposo del mar. Todos los resultados que se muestran a continuación consideran el viento y el oleaje se aplicado en la dirección X, puesto que se comprobó que corresponde a la situación más desfavorable respecto de la orientación de las plataformas.

Tabla 4.1: Valores admisibles para la estabilidad de la fundación

	Desp. CG ΔX [m]	Pitch θ [°]	Roll ϕ [°]	Yaw ψ [°]	Acel. buje $a_{buj e}$ [g]
Condición de operación	5	2.5	1.0	2.0	0.1
Condición extrema	15	10.0	2.0	5.0	0.2

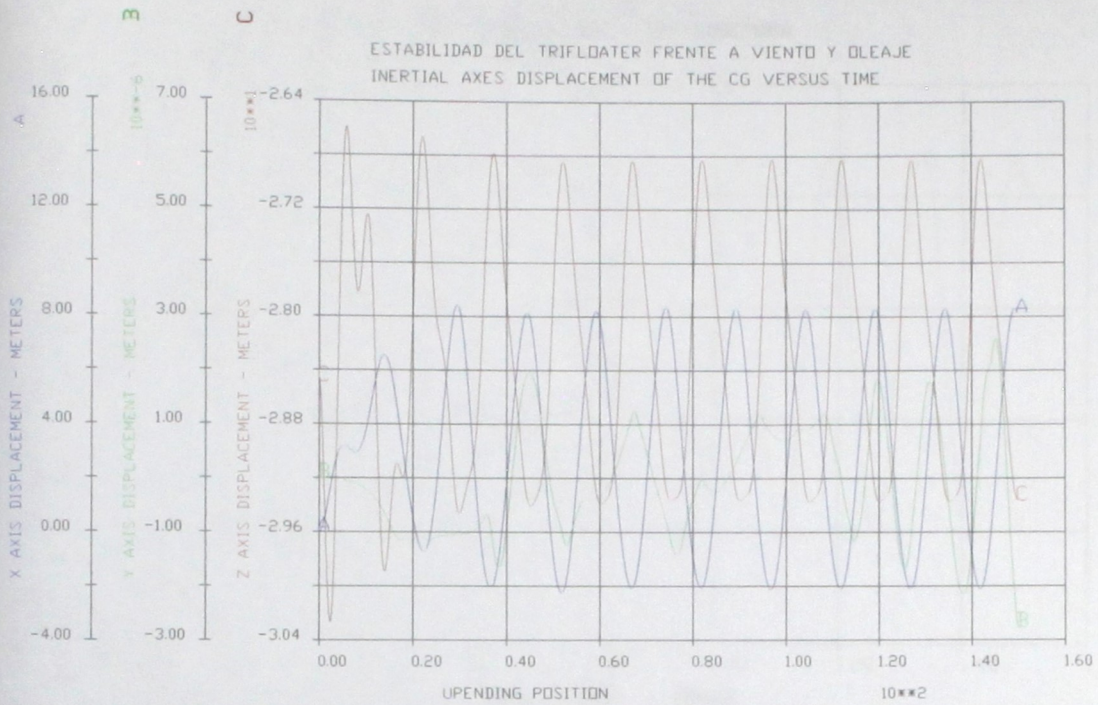


Fig. 4.9: Posición del centro de gravedad en el tiempo del Tri-Floater amarrado con cadenas con muerto de anclaje, para oleaje de período 15 [s] en condición extrema

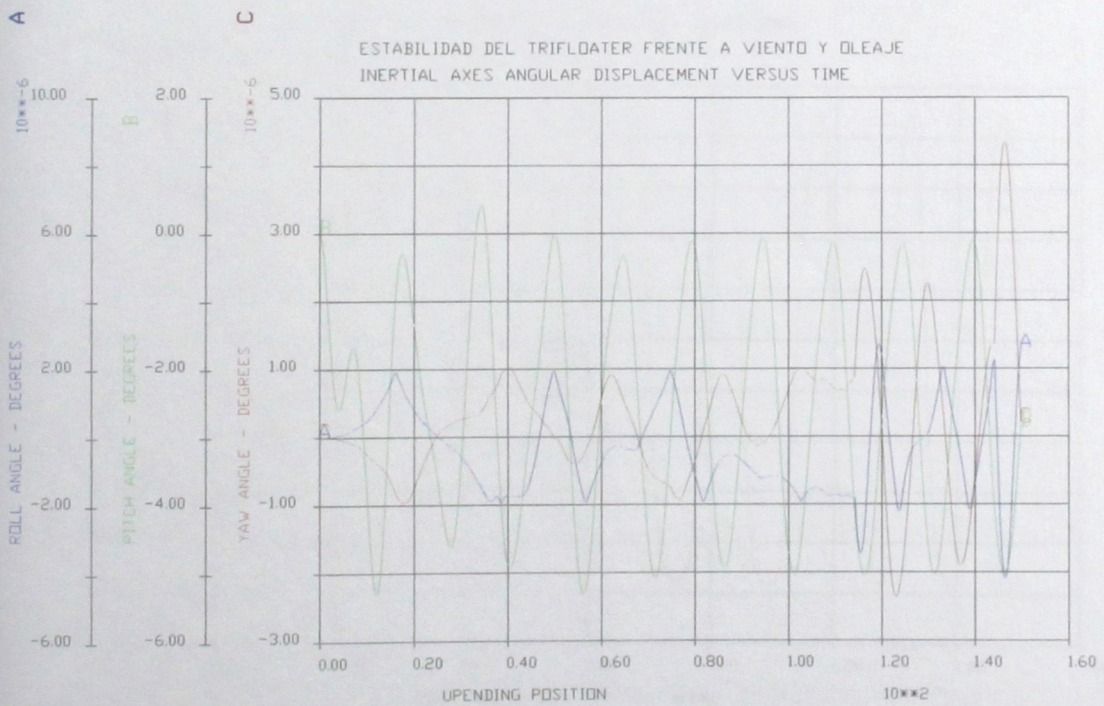


Fig. 4.10: Desplazamiento angular del Tri-Floater amarrado con cadenas con muerto de anclaje, para oleaje de período 15 [s] en condición extrema

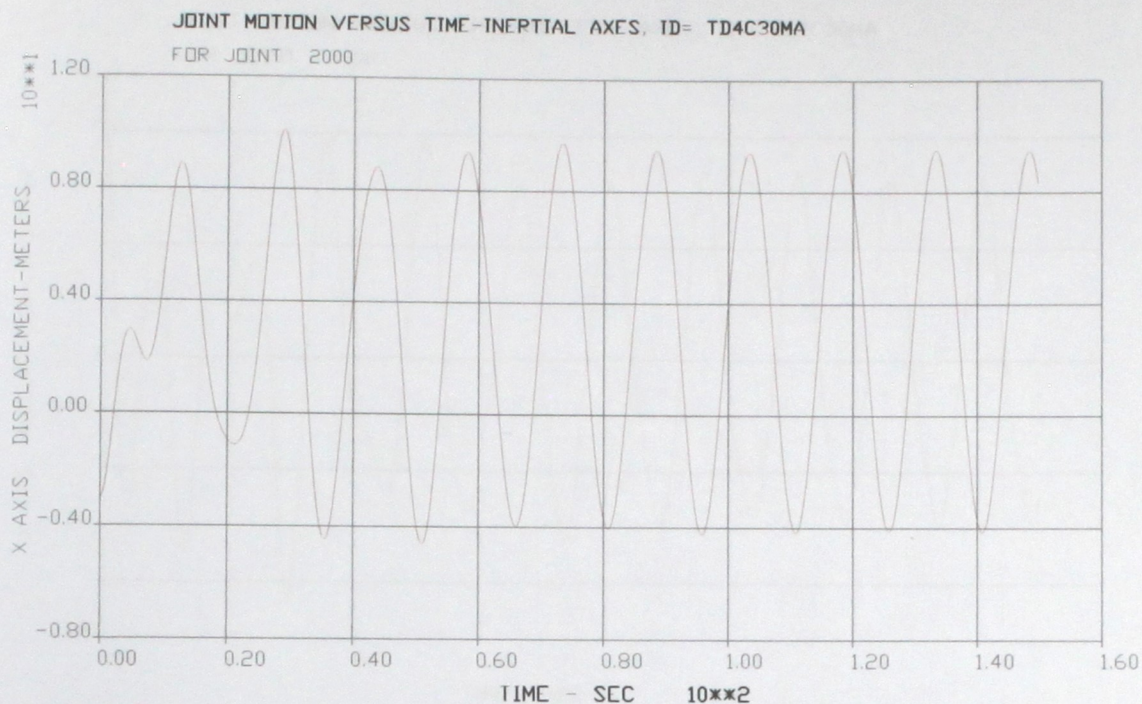


Fig. 4.11: Desplazamiento horizontal en el tiempo del buje del Tri-Floater amarrado con cadenas con muerto de anclaje, para oleaje de período 15 [s] en condición extrema

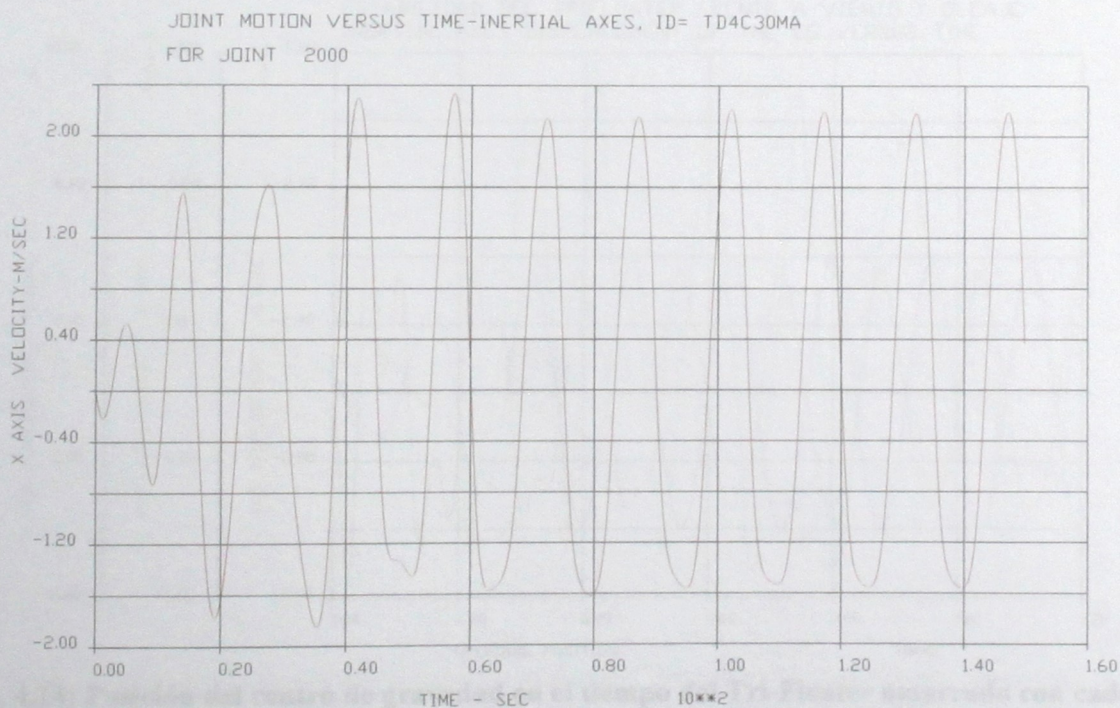


Fig. 4.12: Velocidad horizontal en el tiempo del buje del Tri-Floater amarrado con cadenas con muerto de anclaje, para oleaje de período 15 [s] en condición extrema

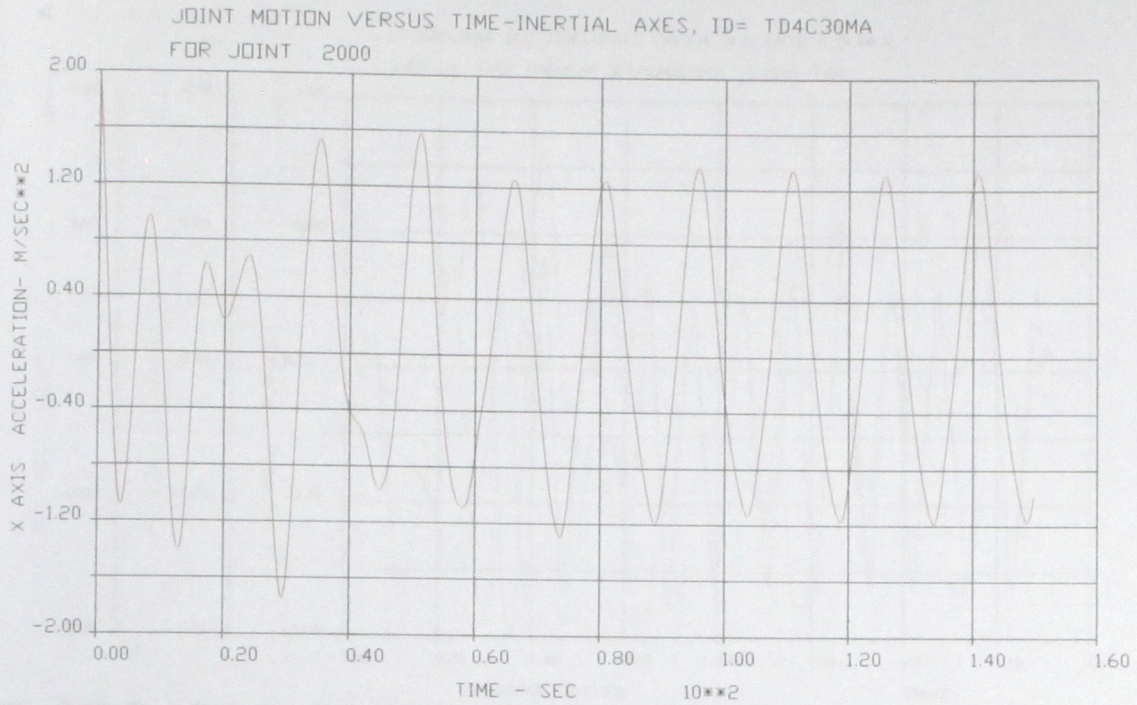


Fig. 4.13: Aceleración horizontal en el tiempo del buje del Tri-Floater amarrado con cadenas con muerto de anclaje, para oleaje de período 15 [s] en condición extrema

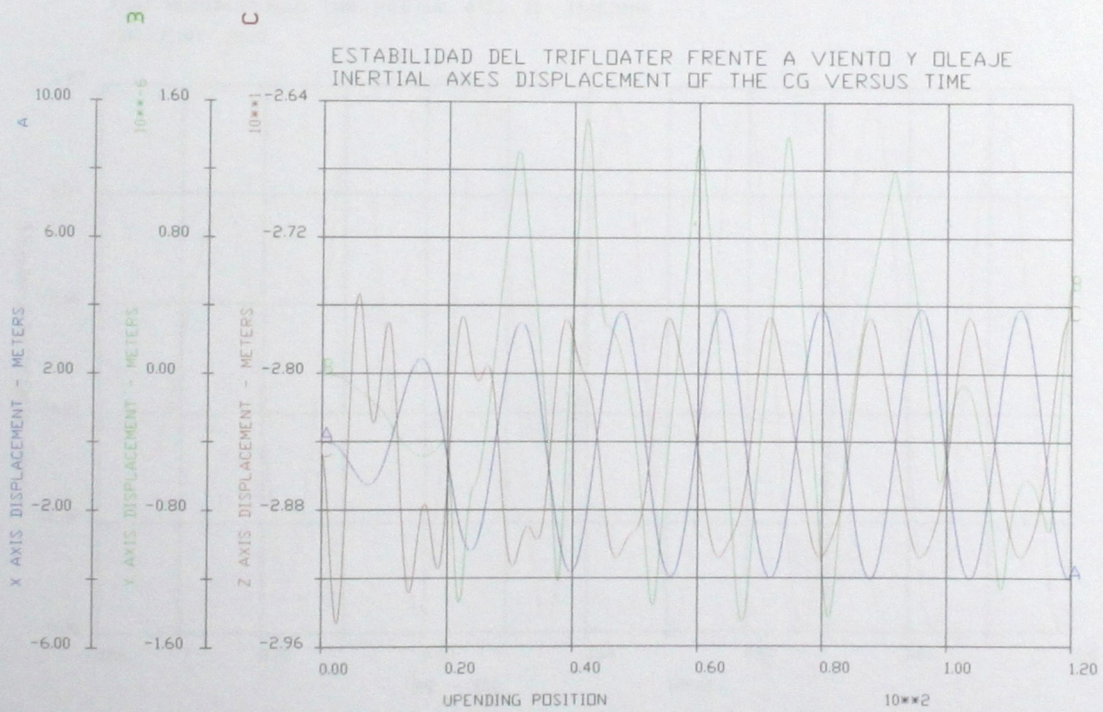


Fig. 4.14: Posición del centro de gravedad en el tiempo del Tri-Floater amarrado con cadenas con muerto de anclaje, para oleaje de período 16 [s] en condición de operación

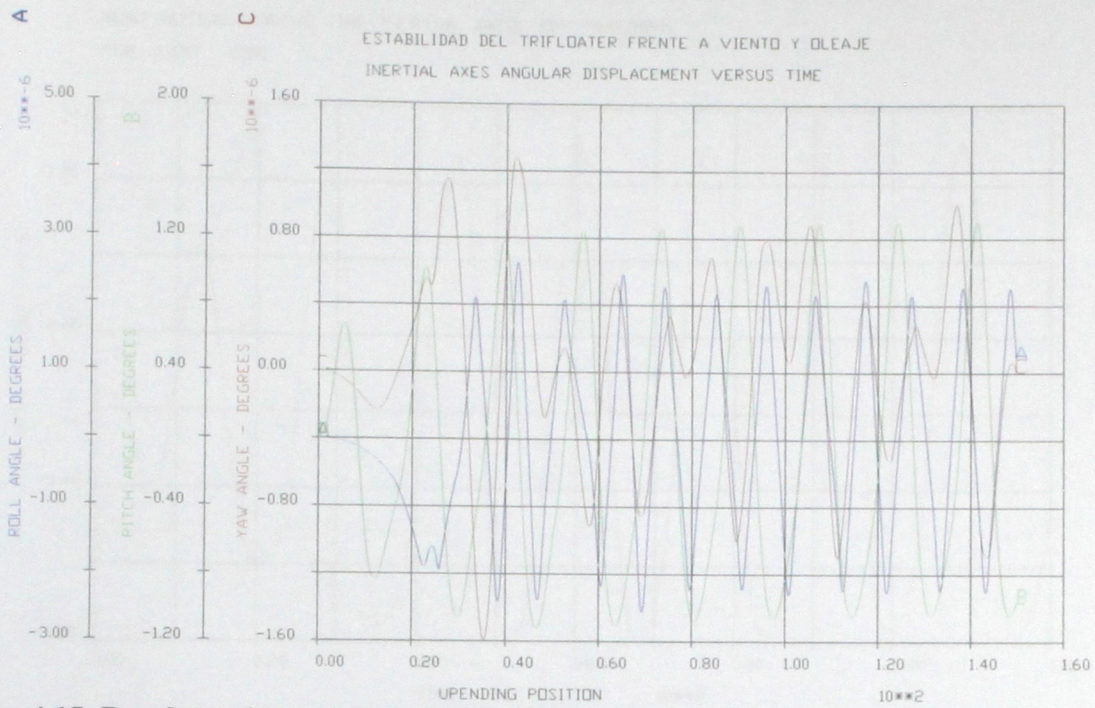


Fig. 4.15: Desplazamiento angular del Tri-Floater amarrado con cadenas con muerto de anclaje, para oleaje de período 17 [s] en condición de operación

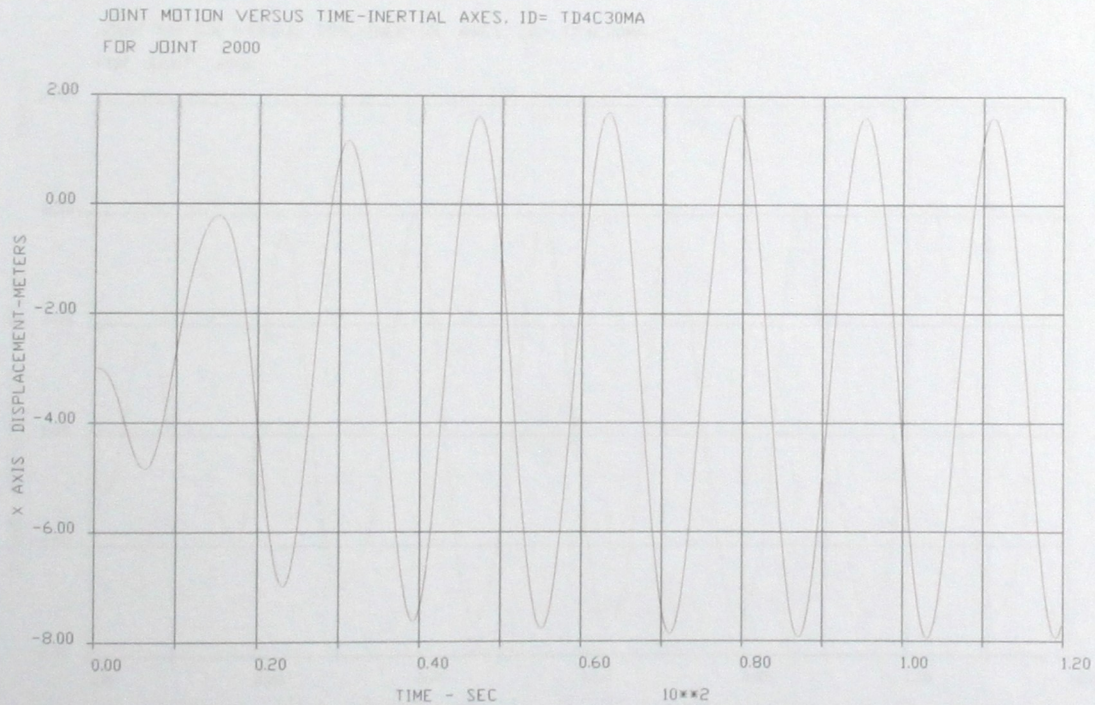


Fig. 4.16: Desplazamiento horizontal en el tiempo del buje del Tri-Floater amarrado con cadenas con muerto de anclaje, para oleaje de período 16 [s] en condición de operación

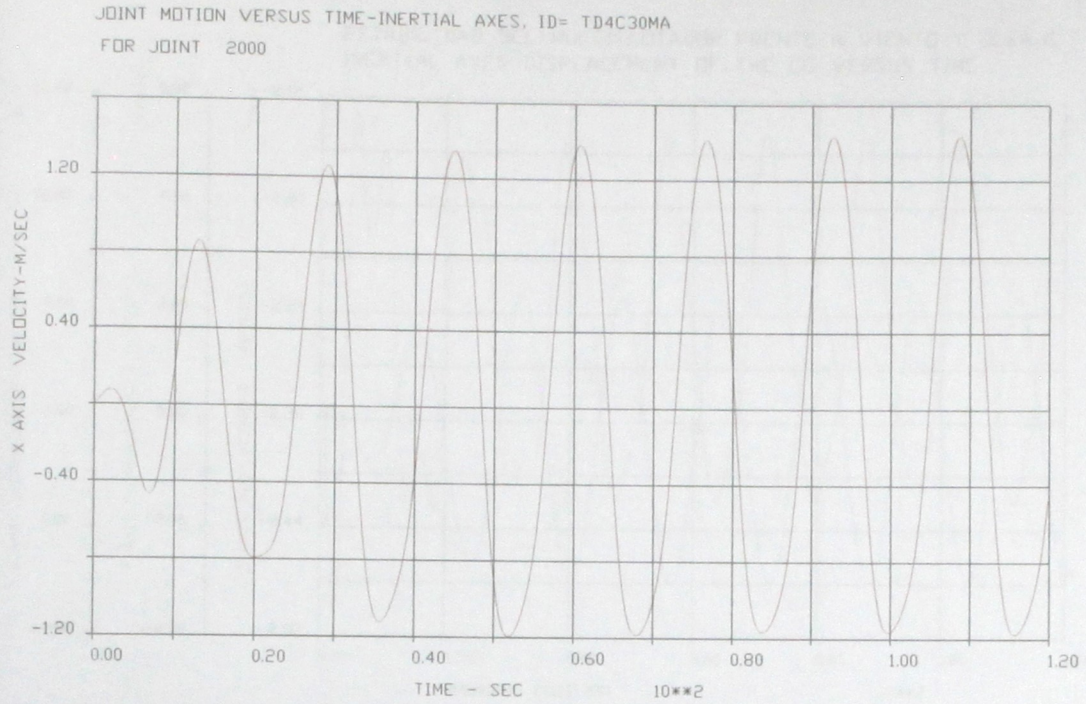


Fig. 4.17: Velocidad horizontal en el tiempo del buje del Tri-Floater amarrado con cadenas con muerto de anclaje, para oleaje de período 16 [s] en condición de operación

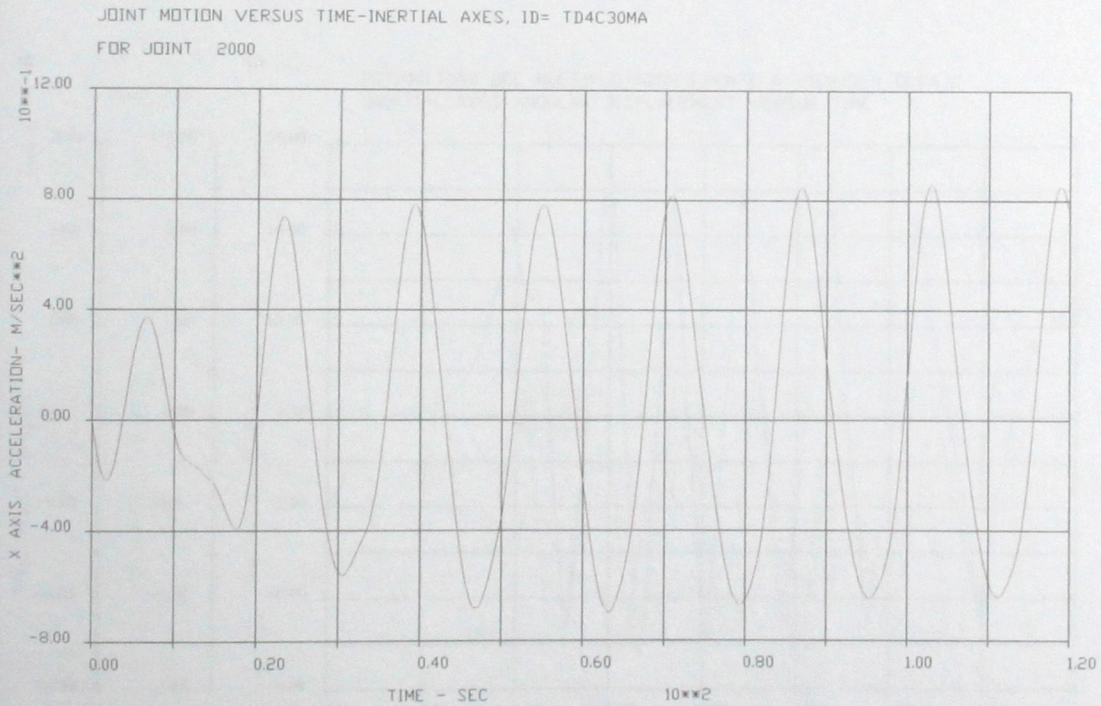


Fig. 4.18: Aceleración horizontal en el tiempo del buje del Tri-Floater amarrado con cadenas con muerto de anclaje, para oleaje de período 16 [s] en condición de operación

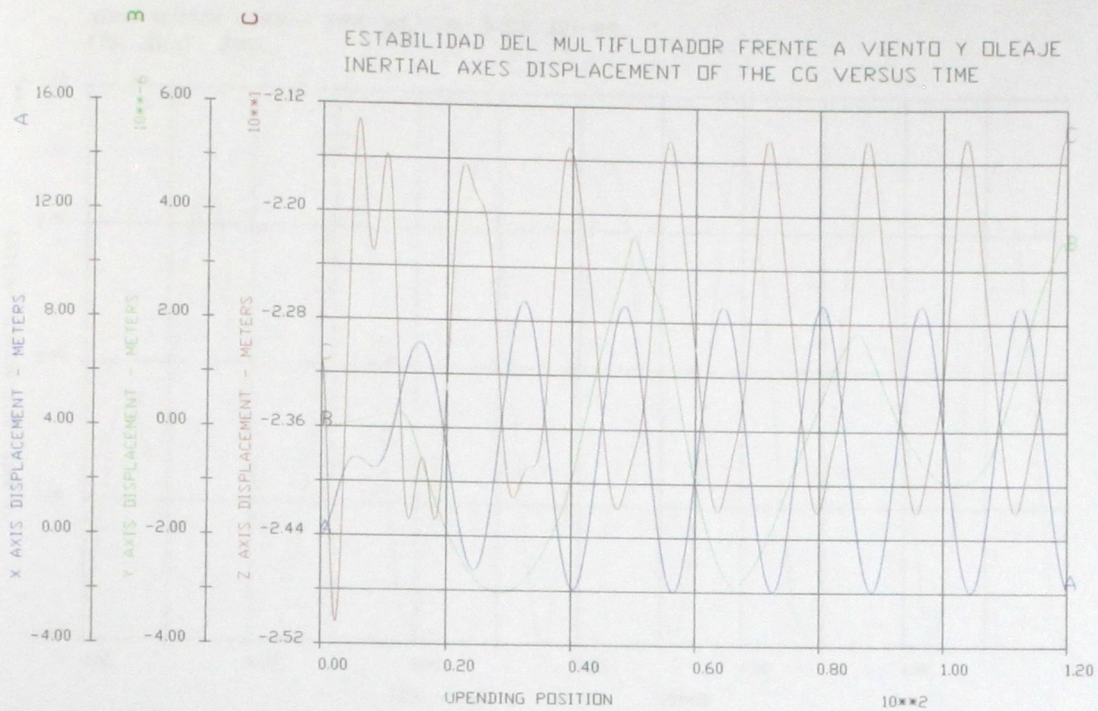


Fig. 4.19: Posición del centro de gravedad en el tiempo del Multiflotador amarrado con cadenas con muerto de anclaje, para oleaje de período 16 [s] en condición extrema

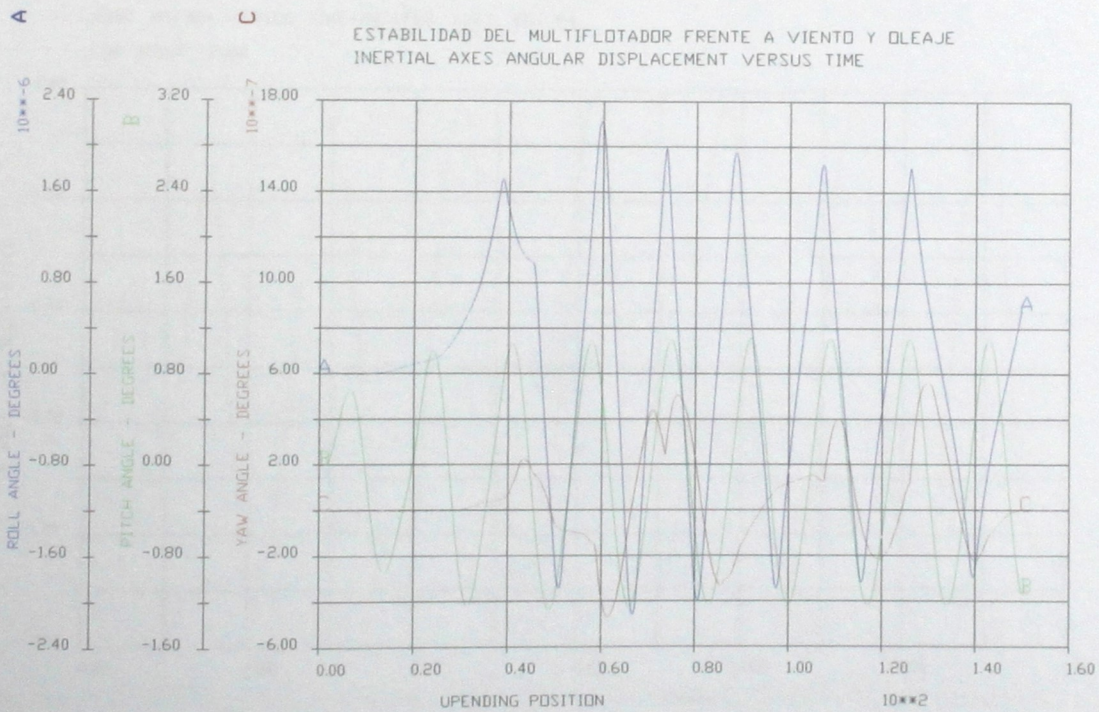


Fig. 4.20: Desplazamiento angular del Multiflotador amarrado con cadenas con muerto de anclaje, para oleaje de período 16 [s] en condición extrema

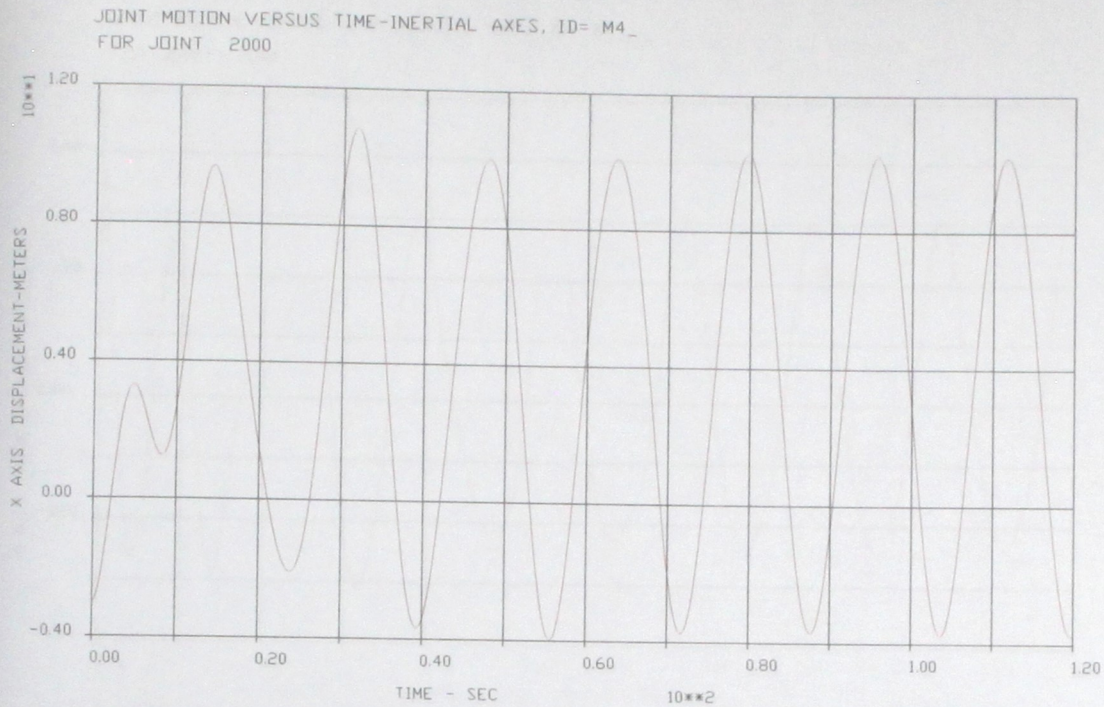


Fig. 4.21: Desplazamiento horizontal en el tiempo del buje del Multiflotador amarrado con cadenas con muerto de anclaje, para oleaje de período 16 [s] en condición extrema

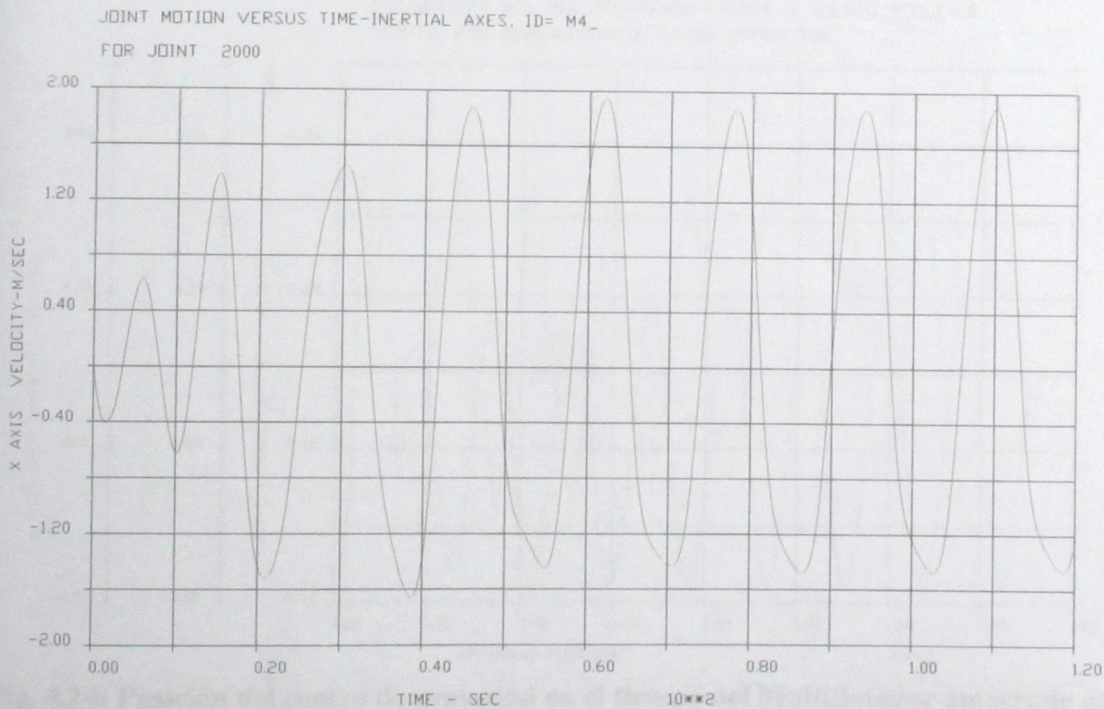


Fig. 4.22: Velocidad horizontal en el tiempo del buje del Multiflotador amarrado con cadenas con muerto de anclaje, para oleaje de período 16 [s] en condición extrema

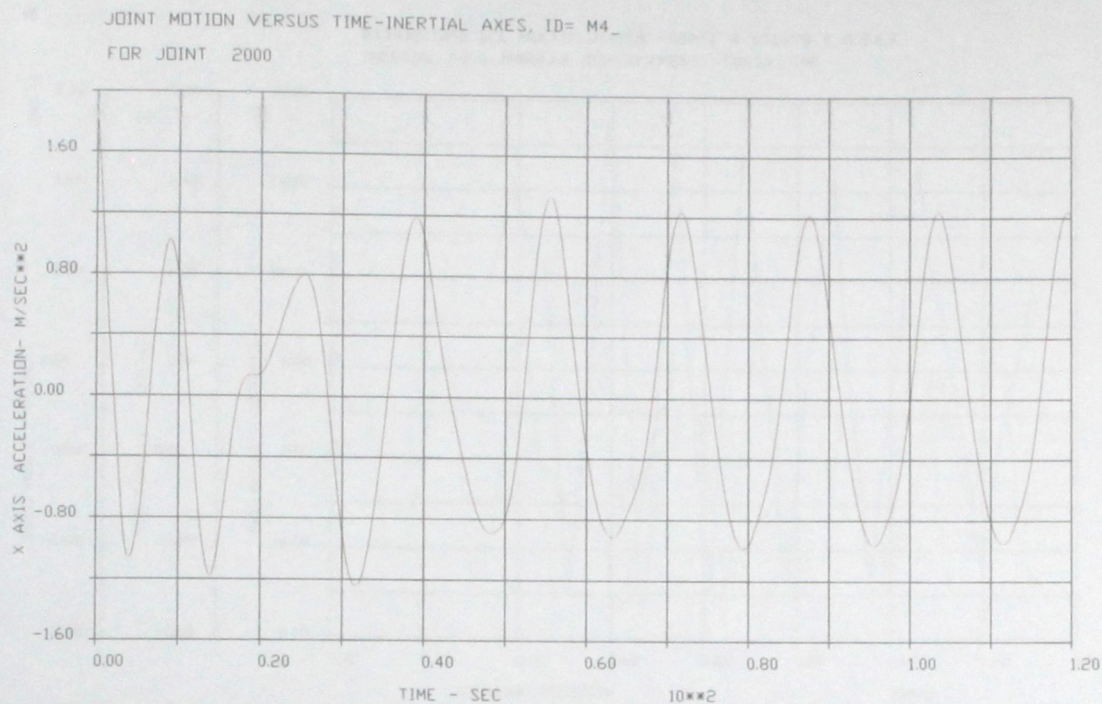


Fig. 4.23: Aceleración horizontal en el tiempo del buje del Multiflotador amarrado con cadenas con muerto de anclaje, para oleaje de período 16 [s] en condición extrema

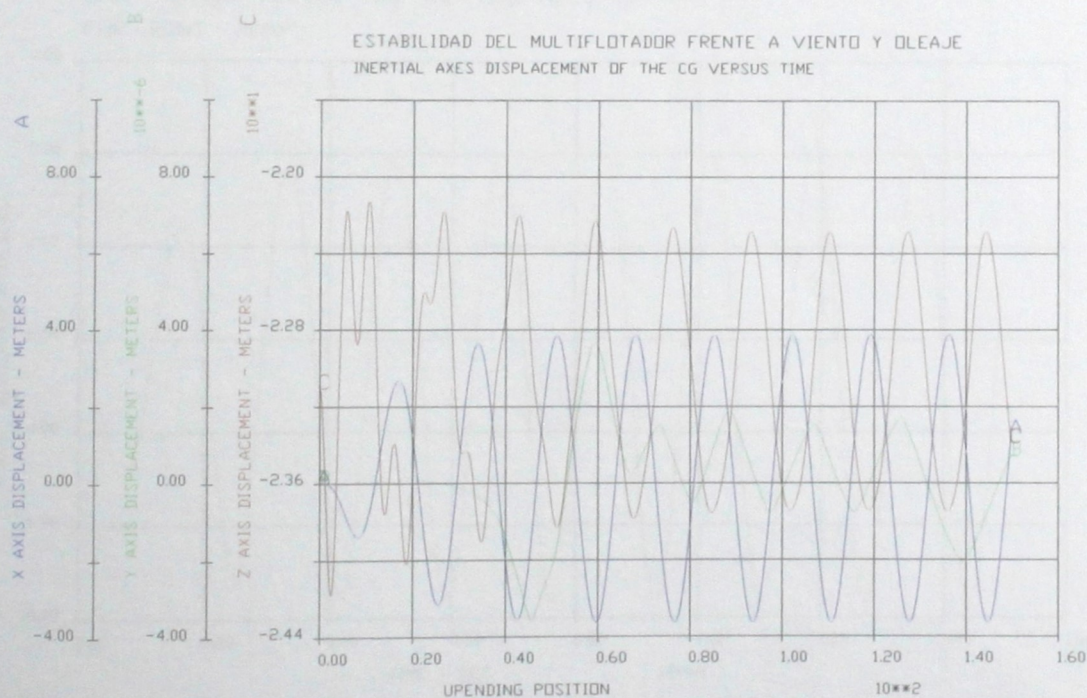


Fig. 4.24: Posición del centro de gravedad en el tiempo del Multiflotador amarrado con cadenas con muerto de anclaje, para oleaje de período 17 [s] en condición de operación

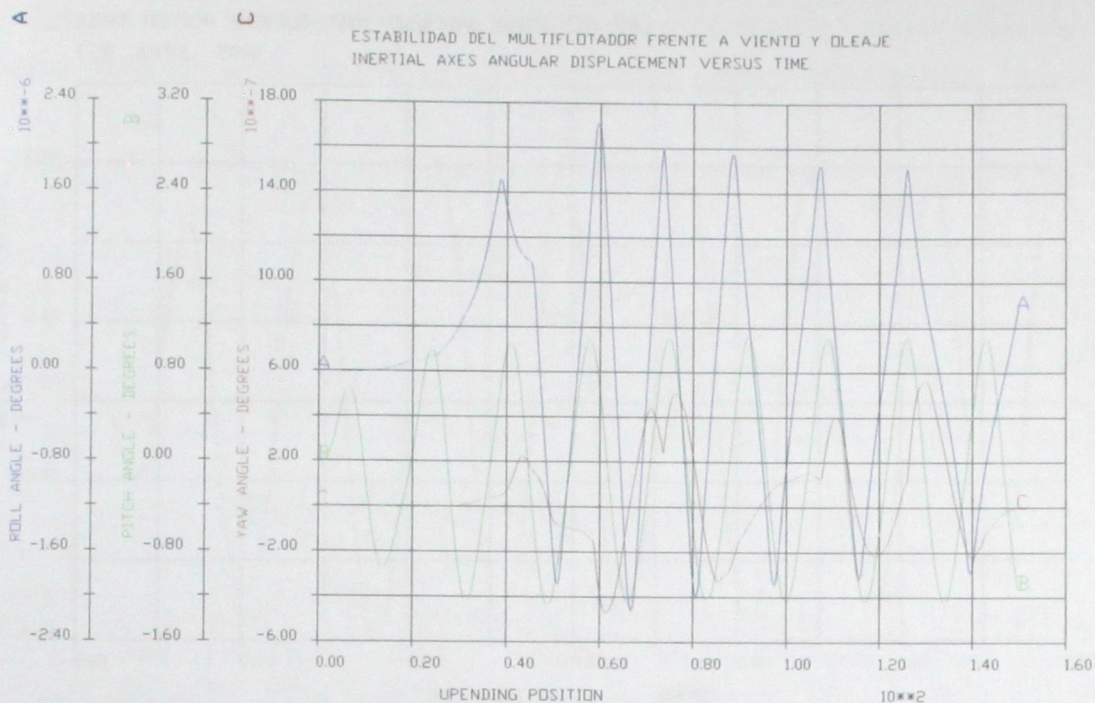


Fig. 4.25: Desplazamiento angular del Multiflotador amarrado con cadenas con muerto de anclaje, para oleaje de período 17 [s] en condición de operación

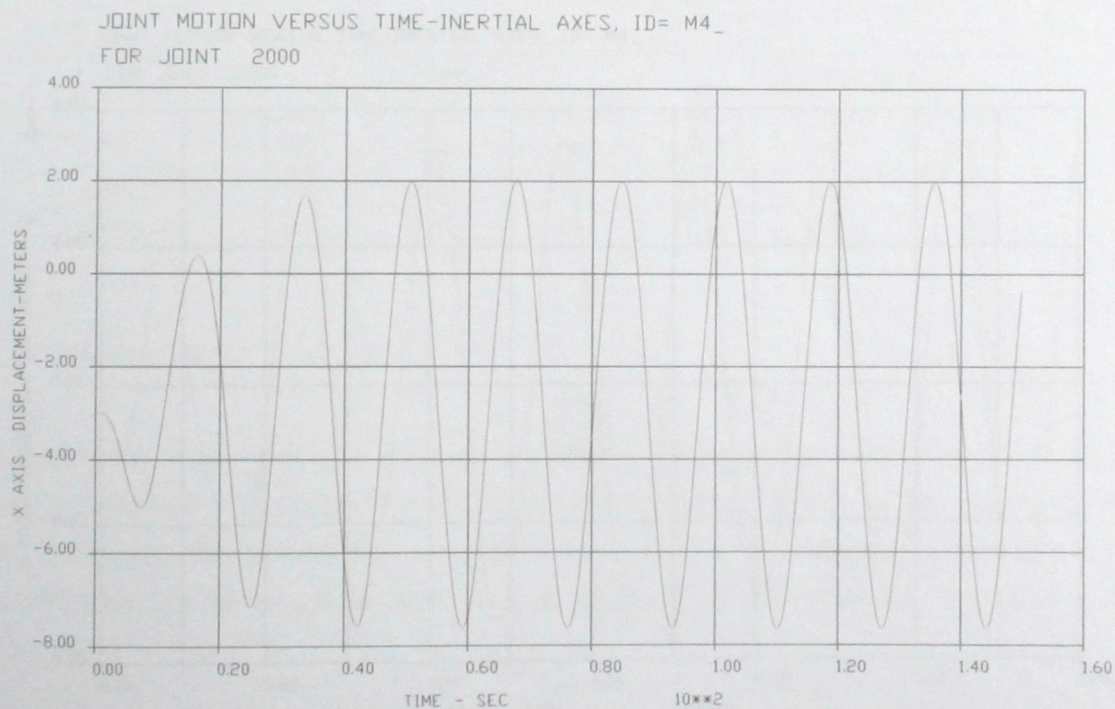


Fig. 4.26: Desplazamiento horizontal en el tiempo del buje del Multiflotador amarrado con cadenas con muerto de anclaje, para oleaje de período 17 [s] en condición de operación

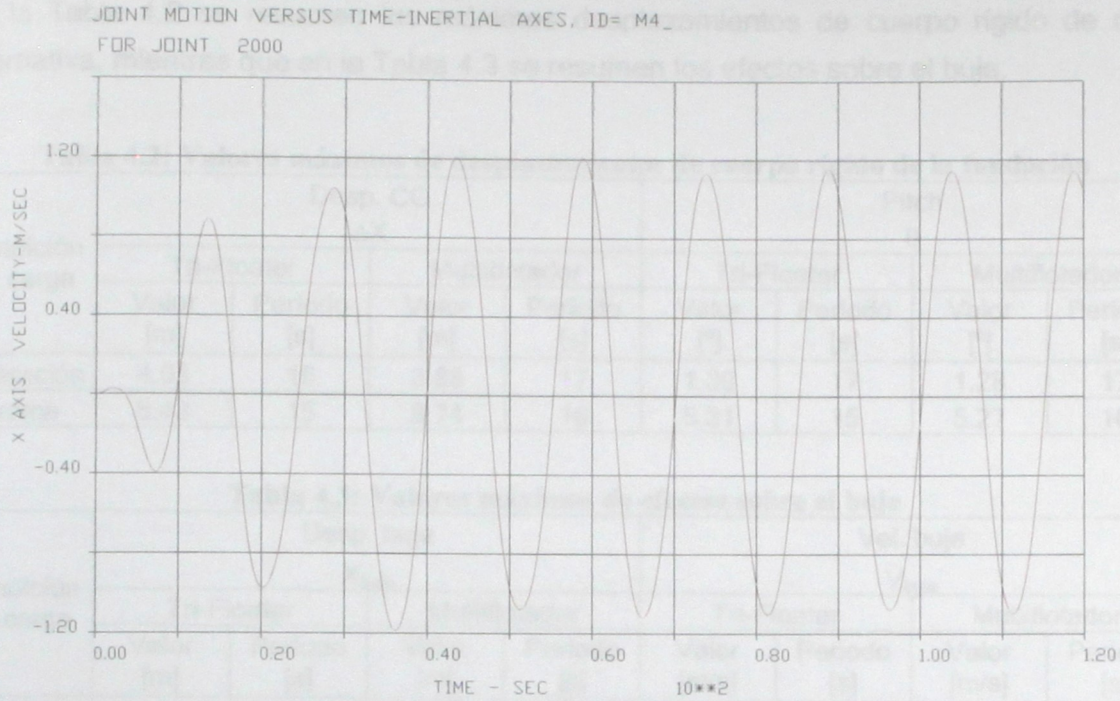


Fig. 4.27: Velocidad horizontal en el tiempo del buje del Multiflotador amarrado con cadenas con muerto de anclaje, para oleaje de período 15 [s] en condición de operación

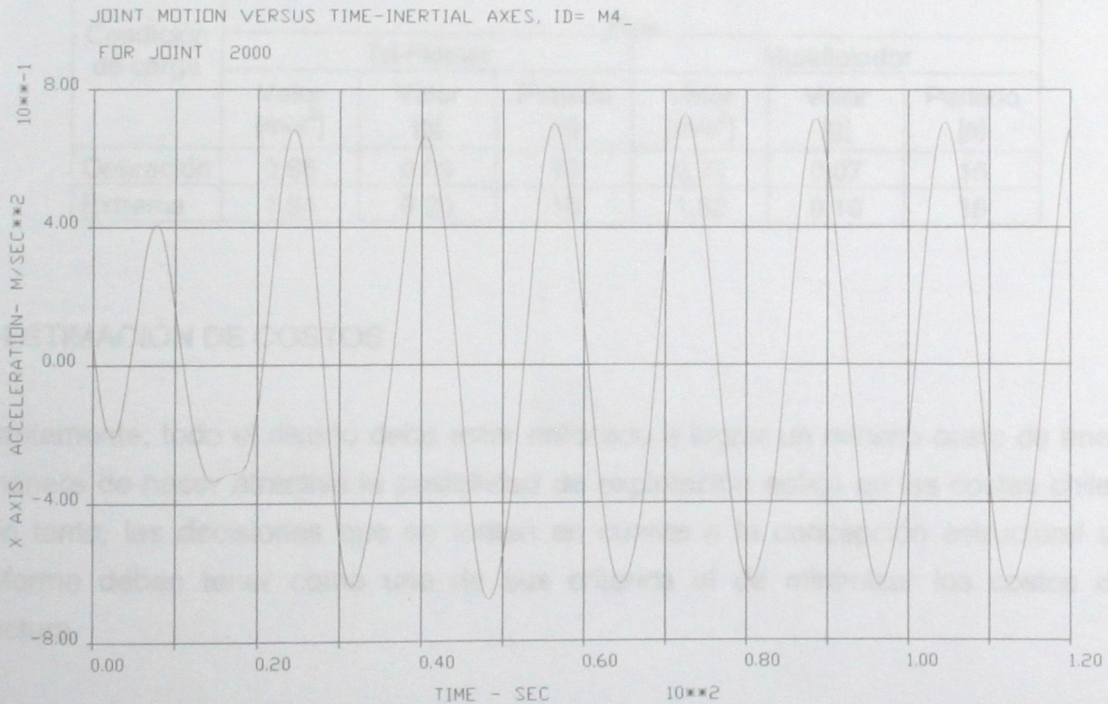


Fig. 4.28: Aceleración horizontal en el tiempo del buje del Multiflotador amarrado con cadenas con muerto de anclaje, para oleaje de período 16 [s] en condición de operación

En la Tabla 4.2 se resumen los máximos desplazamientos de cuerpo rígido de cada alternativa, mientras que en la Tabla 4.3 se resumen los efectos sobre el buje.

Tabla 4.2: Valores máximos de desplazamientos de cuerpo rígido de la fundación

Condición de carga	Desp. CG ΔX				Pitch θ			
	Tri-Floater		Multiflotador		Tri-Floater		Multiflotador	
	Valor [m]	Período [s]	Valor [m]	Período [s]	Valor [°]	Período [s]	Valor [°]	Período [s]
Operación	4.03	16	3.88	17	1.30	17	1.28	17
Extrema	8.43	15	8.74	16	5.31	15	5.27	16

Tabla 4.3: Valores máximos de efectos sobre el buje

Condición de carga	Desp. buje $X_{buj e}$				Vel. buje $V_{buj e}$			
	Tri-Floater		Multiflotador		Tri-Floater		Multiflotador	
	Valor [m]	Período [s]	Valor [m]	Período [s]	Valor [m/s]	Período [s]	Valor [m/s]	Período [s]
Operación	4.95	16	5.02	17	1.43	16	1.21	15
Extrema	13.10	15	13.86	16	2.34	15	1.95	16

Condición de carga	Acel. buje $a_{buj e}$					
	Tri-Floater			Multiflotador		
	Valor [m/s ²]	Valor [g]	Período [s]	Valor [m/s ²]	Valor [g]	Período [s]
Operación	0.86	0.09	16	0.73	0.07	16
Extrema	1.94	0.20	15	1.82	0.19	16

4.4. ESTIMACIÓN DE COSTOS

Evidentemente, todo el diseño debe estar enfocado a lograr un mínimo costo de energía, de manera de hacer atractiva la posibilidad de explotación eólica en las costas chilenas, por lo tanto, las decisiones que se tomen en cuanto a la concepción estructural de la plataforma deben tener como uno de sus criterios el de minimizar los costos de la estructura.

Es importante recalcar que en esta estimación no se ha considerado el costo del sistema de transmisión, debido a que no fue un ítem estudiado en este trabajo. Además, es un costo que depende fuertemente de las condiciones específicas de cada proyecto por lo

que no es posible estimar en forma general y no debiese variar significativamente entre una alternativa y otra, de manera que no es un factor que aporte argumentos para decidir la alternativa más viable.

Los costos unitarios de cada ítem están actualizados a los últimos proyectos de ingeniería marítima que se están desarrollando en Chile. El costo del generador se estimó aproximadamente a partir de un costo unitario promedio de 900 US\$/kW. Para las equivalencias monetarias se consideró el valor del dólar a \$540. En las tablas 4.4 y 4.5 se muestra la estimación costos de cada alternativa.

Tabla 4.4: Comparación de costos de correspondientes al sistema de amarre catenario simple

Tipo plataforma		Tri-Floater		Multiflotador	
Ítems	Costo Unitario [US\$/Tonf]	Peso [Tonf]	Costo [mil US\$]	Peso [Tonf]	Costo [mil US\$]
Plataforma			5452.1		7429.0
Flotadores boyantes	4260	619	2636.9	676	2879.8
Estructura soportante	6800	414	2815.2	669	4549.2
Turbina			8483.4		8483.4
Generador	-	-	8000	-	8000
Torre	4260	90	383.4	90	383.4
Instalación	-	-	100	-	100
Sistema de amarre			25183		33320
Cadenas de amarre	8000	2904	23232	3840	30720
Muertos de anclaje	200	-	-	-	-
Anclas	2500	780	1950	1040	2600
Ítems adicionales			350		350
Protección para corrosión		-	50	-	50
Otros		-	300	-	300
TOTAL			39467.5		49582.4
Potencia nominal turbina [MW]			4.5		4.5
Costo por potencia [US\$/kW]			8770.6		11018.3

Tabla 4.5: Comparación de costos de correspondientes al sistema de amarre catenario con muertos de anclaje

Tipo plataforma		Tri-Floater		Multiflotador	
Ítems	Costo Unitario [US\$/Tonf]	Peso [Tonf]	Costo [mil US\$]	Peso [Tonf]	Costo [mil US\$]
Plataforma			3523.4		5000.0
Flotadores boyantes	4260	353	1503.8	540	2300.4
Estructura soportante	6800	297	2019.6	397	2699.6
Turbina			4496.2		4483.4
Generador	-	-	4000	-	4000
Torre	4260	93	396.2	90	383.4
Instalación	-	-	100	-	100
Sistema de amarre			3411		4260
Cadenas de amarre	8000	384	3072	496	3968
Muertos de anclaje	200	600	120	800	-
Anclas	2500	87.6	219	116.8	292
Ítems adicionales			350		350
Protección para corrosión		-	50	-	50
Otros		-	300	-	300
TOTAL			11780.6		14093.4
Potencia nominal turbina [MW]			4.5		4.5
Costo por potencia [US\$/kW]			2617.9		3131.9

En las figuras 4.29 y 4.30 se muestra la estructura de costos correspondiente a cada caso.

Fig. 4.29: Estructura de costos correspondientes al Tri-Floater

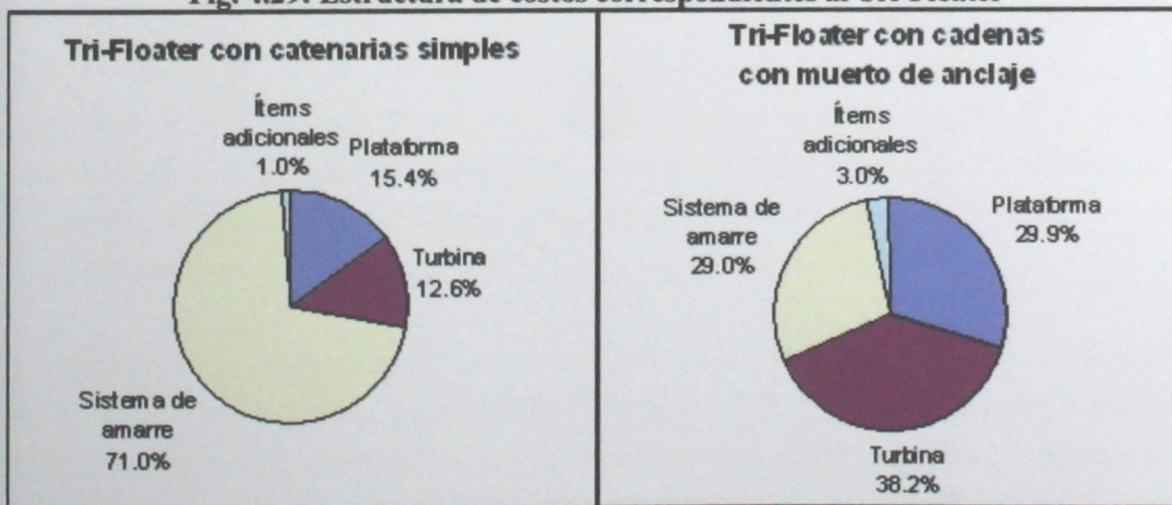
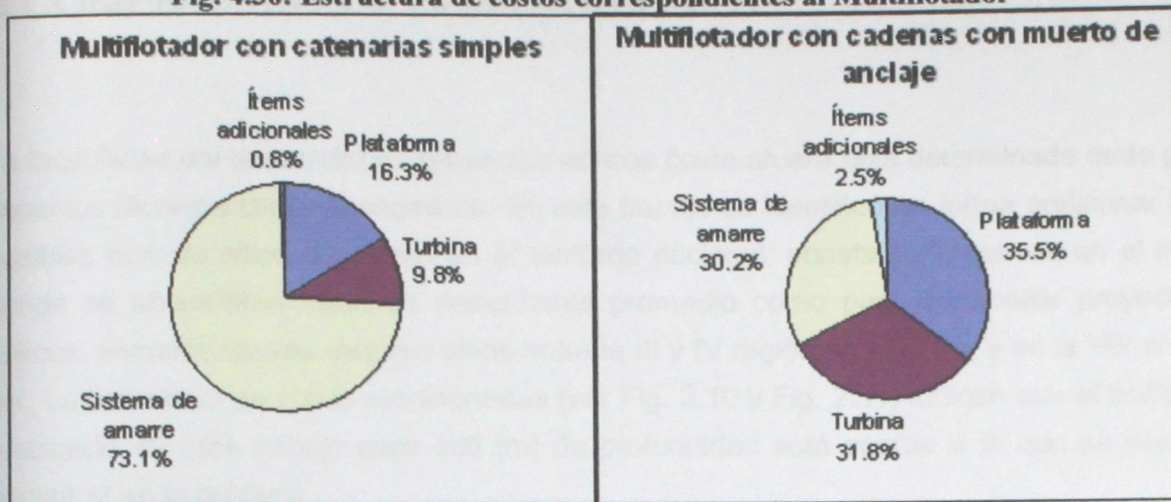


Fig. 4.30: Estructura de costos correspondientes al Multiflotador



5.COMENTARIOS Y CONCLUSIONES

La factibilidad del desarrollo de proyectos eólicos costa afuera está determinada tanto por aspectos técnicos como económicos. En este trabajo se identificó en forma preliminar los posibles buenos sitios de viento en el territorio nacional, constatando que es en el mar donde se encuentran mayores velocidades promedio como para desarrollar proyectos eólicos, encontrando los mejores sitios entre la III y IV región en el norte, y en la VIII en el sur. La batimetría de zonas mencionadas (ver Fig. 2.10 y Fig. 2.11) indican que el análisis efectuado en este trabajo para 100 [m] de profundidad está acorde a lo que se pueda encontrar en la práctica.

Se revisaron en las distintas alternativas disponibles para estructurar la plataforma, el sistema de amarre y de anclaje, analizando las ventajas, desventajas y posibles usos que la literatura les otorga. Posteriormente se constató que el sistema de amarre constituye el aspecto principal de la estructuración de la fundación, por lo que se escogieron dos tipos de sistemas a evaluar: catenario simple y con muertos de anclaje. Además, se escogieron 2 estructuraciones de plataforma para comparar principalmente su estabilidad, el Tri-Floater y el Multiflotador.

El sistema de amarre catenario simple se escogió debido a que es el más factible de poder materializar dada la capacidad constructiva del país y los costos de los distintos sistemas de amarre. Tanto el estudio bibliográfico como el trabajo desarrollado en esta memoria indican que este tipo de sistema de amarre puede proveer suficiente rigidez a los desplazamientos en planta, sin embargo no constituye un aporte suficiente como para otorgar por sí solo la estabilidad requerida por la plataforma, debido a lo cual las estructuraciones de plataforma que se escogieron para evaluar en este trabajo fueron las que a priori parecían ser más estables. Tales estructuraciones corresponden al Tri-Floater y al Multiflotador.

Se consideraron como claves del diseño la estabilidad y la dinámica de la plataforma, la resistencia de los elementos y el costo de la potencia final instalada. La estabilidad de la plataforma, según las definiciones de estructuración y sistema de amarre, está dada principalmente por las dimensiones de la plataforma, es decir, el tamaño de los flotadores y la distancia a las que se encuentren del centro de gravedad. En este caso, la estabilidad

de la fundación es más sensible a la distancia de los flotadores al centro de gravedad que al tamaño de los mismos, análogo al caso de la inercia de una sección doble T respecto de las alas de la sección.

5.1. FACTIBILIDAD TÉCNICA

Antes de analizar los aspectos específicos que definen las distintas alternativas propuestas en este trabajo, es importante reiterar que no se consideró el tsunami dentro de las cargas de diseño. Para que esta consideración tenga validez, la elección del emplazamiento es fundamental. Debe escogerse un emplazamiento lo suficientemente lejos del borde costero como para que el tsunami no desarrolle una altura de ola lo suficientemente grande que pueda llegar a controlar el diseño. En caso contrario, diseñar una fundación que resista un tsunami podría resultar absolutamente infactible. De todas maneras, a la hora de planificar un proyecto específico, se debe hacer un estudio de riesgo de tsunami, ya que como se trata de infraestructura flotante mar adentro, una evaluación deficiente de esta sollicitación podría producir la pérdida completa de la infraestructura.

5.1.1. Sistema de Amarre y Anclaje

De todas maneras el tipo de sistema de amarre puede determinar en gran medida la forma de estructurar la plataforma, debido a que se debe compatibilizar la estabilidad que aportan a la estructura tanto el sistema de amarre como la propia plataforma. Esto quiere decir que en la medida que el sistema de amarre restrinja en mayor medida los desplazamientos y giros de la estructura, la plataforma tendrá menores requerimientos para su estructura.

El sistema de amarre define la dinámica de la estructura, ya que la mayor flexibilidad de la estructura corresponde a los desplazamientos horizontales, la que precisamente depende del sistema de amarre.

La condición extrema es la que controla el diseño del sistema de amarre y de anclaje. En este caso, las corrientes marinas no fueron consideradas debido a que son de velocidades demasiado bajas como para afectar el diseño.

Como resultado general, se comprobó que variar la disposición en planta de los amarres no altera en forma considerable el comportamiento de la estructura.

- **Sistema de amarre catenario simple**

Los resultados obtenidos con el sistema de amarre catenario simple indican que no es factible de utilizar debido a que muestra deficiencias en varios aspectos. En primer lugar, para lograr un ángulo de apertura pequeño en el punto de anclaje es necesario desarrollar una cadena demasiado larga. Considerando que la profundidad del fondo marino de sectores distintos a los especificados en el punto 2.3.1 puede ser mayor, este efecto es importante. Los resultados indican que este sistema de amarre no provee la estabilidad necesaria a la estructura y al equipo: las aceleraciones que experimentaría el generador son absolutamente intolerables. Finalmente, este tipo de sistema de amarre requiere de la utilización de anclas demasiado pesadas y de gran eficiencia debido al nivel de tensiones al que se ve sometido. En consecuencia, es necesario seguir investigando acerca de la estructuración que permita hacer por lo menos técnicamente factible esta alternativa.

- **Sistema de amarre catenario con muertos de anclaje**

El sistema de amarre catenario con muertos de anclaje, en cambio, no sólo ofrece una gran ventaja en una disminución del largo requerido de las cadenas y una sustancial disminución en los costos, sino que también otorga mayor estabilidad a la estructura, lo cual permite disminuir las dimensiones de la plataforma; disminuye el rango de variación de tensiones a la que se ven sometidas las cadenas, efecto importante desde el punto de vista de la fatiga; y a su vez disminuye las solicitaciones sobre los anclajes, con lo que se disminuye el requerimiento en el peso y eficiencia de las anclas, y en consecuencia también su costo. Como se aprecia en las tablas 4.2 y 4.3, los requerimientos de estabilidad se satisfacen, aún con una plataforma de menor envergadura. Por último, los amarres con muerto de anclaje permiten mayores desplazamientos sin relajarse en comparación con las catenarias simples, gracias a la tensión previa que genera el muerto. Esto es beneficioso tanto para el diseño como para la instalación y operación.

En cuanto a los efectos dinámicos, también se observa que para distintos períodos de oleaje, es menor la variación de desplazamientos máximos y, por lo tanto, de fuerzas máximas sobre las cadenas. El máximo esfuerzo efectivo se da para períodos entre 14 y 16 [s], justamente debido a que en esos períodos es donde se concentran las mayores alturas de ola y por lo tanto, la mayor energía del oleaje.

5.1.2. Estructuración de la Plataforma

En cuanto a los factores que controlan el diseño de la plataforma, el dimensionamiento de la fundación queda controlado por la condición de operación, esto significa que la plataforma debe ser capaz de proveer suficiente estabilidad en condiciones normales, restringiendo los giros en los planos verticales (pitch y roll) a valores que sean tolerables por el equipo, siempre de acuerdo con el tipo de sistema de amarre que se utilice.

Los resultados del análisis de estabilidad indican que el Multiflotador no resulta una alternativa claramente superior al Tri-Floater. Esto indica que la estabilidad de la fundación está controlada en mayor medida por el sistema de amarre que por el tipo de plataforma.

5.1.3. Comportamiento Dinámico

En los gráficos de las figuras 4.3 a 4.6 se aprecia que no existe un efecto claro de amplificación dinámica en el comportamiento de la estructura para el rango analizado de períodos de oleaje. Esto puede deberse al comportamiento no lineal de la estructura, dado por el aumento de la tensión en las cadenas en la medida que aumenta el desplazamiento lateral, produciendo a su vez, un aumento en la rigidez lateral de la estructura. Es decir, el propio movimiento de la estructura hace variar su rigidez, y en consecuencia, sus propiedades dinámicas también varían, por tanto no hay un rango específico de períodos de sollicitaciones dinámicas que la hagan entrar en resonancia.

5.2. FACTIBILIDAD ECONÓMICA

La estimación de costos constituye una cota superior del posible costo de las alternativas evaluadas para las fundaciones flotantes. En todas las alternativas se supera el costo general por kilowatt de proyectos eólicos en tierra, que varía entre los 1000 y 1800 [US\$/kW]. No obstante, es importante mencionar que la explotación eólica costa afuera posee la ventaja de que el mar genera una mayor estabilidad térmica que el continente, por lo que el viento es menos turbulento, lo cual implica un menor riesgo de fatigamiento de los materiales de la infraestructura sobre el nivel del mar y componentes de los equipos, alargando su vida útil en por lo menos 5 años (Krohn, 1998). Otro efecto favorable de la estabilidad térmica es el desarrollo de corrientes más estables, por lo que puede obtenerse una mayor captura de energía que en sitios terrestres, de modo que si se compara el costo de la potencia generada en vez de la potencia instalada, la brecha entre emplazamientos costa afuera y costa adentro puede ser menor. En contraparte, se debe tener una preocupación especial por los componentes de la fundación que están en contacto permanente con el agua de mar para evitar la corrosión, lo cual agrega costos a la fundación que no son considerados en tierra. De esta manera, todavía es necesario desarrollar estudios económicos que incorporen estimaciones de ingresos por mayor tiempo y el mayor monto de inversión correspondiente para poder comparar en términos más concretos la factibilidad económica de la explotación eólica costa afuera.

Los proyectos eólicos costa afuera que se han implementado y que fundan directamente al lecho marino, poseen costos aproximados de 1800 a 2200 [US\$/kW], lo que comparado con el costo del Tri-Floater amarrado con cadenas con muerto de anclaje, que resultó ser del orden de los 2600 [US\$/kW], indica que la brecha con los proyectos que ya se han implementado no es tan amplia. De todas maneras las fundaciones flotantes son más costosas que las fundaciones directas, sin embargo, dependiendo de las condiciones particulares del caso, (considerando el costo de transmisión), es posible que sea factible su utilización.

En las figuras 4.29 y 4.30 se observa que en la estructura de costos de la fundación flotante existe una participación importante de la plataforma y el sistema de amarre. En cambio, en la estructura de costos de los proyectos terrestres, alrededor de un 70% de la inversión se concentra en el costo del generador. Además se aprecia que la variación más importante está en el sistema de amarre, donde las catenarias simples constituyen entre

un 70 y un 75% del total de la inversión, mientras que en las cadenas con muerto de anclaje, dicho porcentaje baja a un 30%. Este es otro argumento que demuestra la importancia de un buen diseño del sistema de amarre, y que existe un gran potencial de optimización en este ítem, ya que se observó una importante disminución de costos al utilizar muertos de anclaje.

Respecto del tipo de plataforma, se aprecia que el Multiflotador resultó ser una alternativa más costosa en todos los casos. Esto se debe a que requiere de una mayor cantidad de amarras y la estructuración de su plataforma es más complicada por lo que requiere de una mayor cantidad de elementos.

5.3. PARA FUTUROS ESTUDIOS

En primer lugar se debe hacer notar que para tener conclusiones más determinantes acerca de la factibilidad del desarrollo de proyectos eólicos costa afuera en Chile es necesario continuar investigando. Existen todavía muchas alternativas que se han desarrollado a nivel conceptual y que podrían resultar más adecuadas para el medio nacional que las que se evaluaron en este trabajo. Tanto en Europa como en Estados Unidos se han creado grupos de connotados ingenieros y científicos que tampoco han encontrado la solución definitiva al problema. Entre los grupos más importantes se pueden destacar el National Renewable Energy Laboratory (NREL) de Estados Unidos, el RISØ National Laboratory de Dinamarca y la Universidad de Delft en Holanda, así como asociaciones entre las que se cuentan la European Wind Energy Association (EWEA), la American Wind Energy Association (AWEA), la Danish Wind Industry Association, y la British Wind Energy Association (BWEA).

Dado que el sistema de amarre resultó ser uno de los aspectos más relevantes de la fundación flotante, tanto técnica, como económicamente; es fundamental seguir una línea de investigación específica en esta materia. En particular, en futuros trabajos debiera evaluarse la posibilidad de utilización de cables verticales que podrían tener una dinámica más simple, y por lo tanto, es posible que su diseño se pueda optimizar en gran medida para disminuir su mayor costo. También podrían estudiarse otros aspectos del sistema de amarre, tales como la utilización de materiales especiales, de distinto costo y propiedades

mecánicas, o bien, estudiar la influencia de los efectos dinámicos del sistema de amarre sobre la fundación.

Como la estabilidad de la fundación en los casos analizados no está controlada principalmente por su estructuración, el Multiflotador no constituye una alternativa con claras ventajas por sobre el Tri-Floater, luego en futuros estudios se debiera tender a simplificar el diseño de la plataforma, y concentrar los esfuerzos en el diseño del sistema de amarre.

Por otra parte, esta memoria consiste en un estudio que se ha desarrollado completamente a un nivel teórico, de manera que es fundamental el desarrollo de futuras investigaciones experimentales que permitan comprobar los resultados y la precisión de los modelos teóricos. No obstante, también es posible continuar con estudios teóricos que permitan optimizar las estructuraciones. El diseño específico de cada elemento aún es una tarea pendiente que, sin embargo, no ameritaba ser abordada en este trabajo debido a que depende en mayor medida de la magnitud de las sollicitaciones y, por ende, del sitio en que se deseen emplazar las turbinas.

En definitiva, a partir de las indicaciones que en esta memoria se indican, es posible desarrollar estudios tendientes a idear otro tipo de estructuraciones que optimicen el costo de la fundación, sobre todo del sistema de amarre.

6. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

1. Sitio web de la Comisión Nacional de Energía, <http://www.cne.cl>
2. Sitio web de la Association for the Study of Peak Oil, <http://www.peakoil.net>
3. Portal de noticias del Instituto de Ecología Política, Econoticias, http://www.iepe.org/econoticias/ver_econoticia.php?id=254
4. Sitio web de la Danish Wind Industry Association, <http://www.windpower.org>
5. International Standard, IEC 61400-1; *Wind Turbine Generator Systems - Part 1: Safety requirements*, 2ª Edición, 1999.
6. Ricardo Muñoz M., René Garreaud S., Laura Gallardo K., Andrés Cabello B. y Benjamín Rosenbluth; *Mejoría del conocimiento del recurso eólico en el norte y centro del país*; Informe Final EOLO preparado por la Fundación para la Transferencia Tecnológica para la CONAMA, Diciembre 2003.
7. KROHN, Soren; *Offshore Wind Energy: Full Speed Ahead*; Presentación en el 17th World Energy Congress, Houston, Texas, Septiembre 1998.
8. Ricardo Zapata; *Estudio Batimétrico del Margen Chileno*; Tesis para optar al grado de Magíster en Geofísica; Datos batimétricos obtenidos a través del Servicio Nacional de Geología y Minería del Gobierno de Chile; 2001.
9. Tony Burton, David Sharpe, Nick Jenkins, Ervin Bossanyi; *Wind Energy Handbook*; John Wiley & Sons; Marzo 2004.
10. J. F. Manwell, J. G. McGowan, A. L. Rogers; *Wind Energy Explained: Theory, Design and Applications*; John Wiley & Sons; Agosto 2003.
11. W. Musial, S. Butterfield, y A. Boone; *Feasibility of Floating Platforms Systems for Wind Turbines*; NREL/CP-500-34874; Noviembre 2003.

12. B. H. Bulder, A. Henderson, R. H. M. Huijsmans, J. M. Peeringa, J. T. G. Pierik, E. J. B. Snijders, M. Th. van Hees, G. H. Wijnants y M. J. Wolf; *Floating Offshore Wind Turbines for Shallow Waters*; Float wind feasibility study; 2001 - 2002.
13. Walt Musial; *Prospects for Deep Water Wind Energy Platforms*; Presentación en el Workshop on Deep Water Offshore Wind Energy Systems; Washington DC; Octubre 2003.
14. R. Mercier; *Experience with Fixed and Floating Platforms for the Oil & Gas Industry*; Presentación en el Workshop on Deep Water Offshore Wind Energy Systems; Washington DC; Octubre 2003.
15. Andrew R. Henderson; *Support Structures for Floating Offshore Windfarms*; Presentación en el Workshop on Deep Water Offshore Wind Energy Systems; Washington DC; Octubre 2003.
16. Gordon Fulton, Harry Dempster, Hany Elwany; *Mobile Deep Water Wind Turbine Support Platform*; Presentación en el Workshop on Deep Water Offshore Wind Energy Systems; Washington DC; Octubre 2003.
17. Gordon Fulton; *Semi-Submersible Platform and Anchor Foundation Systems for Wind Turbine Support*; Presentación en Deep Water Wind Energy Research & Development Planning; Washington DC; Octubre 2004.
18. Peter Jamieson; *Scaling of Wind Turbines*; Presentación en el Workshop on Deep Water Offshore Wind Energy Systems; Washington DC; Octubre 2003.
19. Robert A. Granger; *Fluid Mechanics*, 1ª Edición; 1995.
20. Alexandra H. Techet; Notas del curso "Design Principles for Ocean Vehicles"; Massachusetts Institute of Technology; 2004.
<http://web.mit.edu/www>

21. *Estudio Preliminar de Factibilidad de un Terminal LPG en la Bahía de San Vicente.* Aspectos de Hidráulica marítima. Informe Final elaborado para INCOSTAS CHILE S.A.; Julio 2000.
22. Anil K. Chopra; *Dynamics of Structures*, 1995.
23. Alonzo DeF. Quinn; *Design and Construction of Ports and Marine Structures*, 2ª Edición, 1972.
24. Catálogo de anclas y cadenas de anclaje *Washington Chain & Supply, Inc.*; Marine & Contractors Supplies.

ANEXO A

A.1. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE CUERPOS SUMERGIDOS ANCLADOS AL FONDO MARINO

Se analizan 2 casos simplificados de cuerpos flotantes anclados mediante cables verticales. El primero es el más simple y consiste en anclaje mediante un cable único. Después se analiza un caso de una barra infinitamente rígida anclada mediante 2 cables verticales paralelos. Cada cable posee un comportamiento lineal con respecto a su tensión y su deformación a lo largo de su eje (rigidez EA), no así respecto de la carga lateral y su respectivo desplazamiento, generando una no linealidad de tipo geométrica en el problema. En ambos casos la estructura se ve sometida a un esfuerzo lateral en la punta y se establece el equilibrio en la posición deformada. No se considera el peso propio de los elementos.

A.1.1. Alternativa 1: Anclaje mediante un cable único

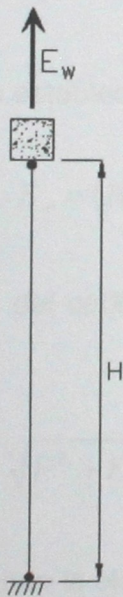


Fig. A - 1: Situación inicial para anclaje mediante un cable único

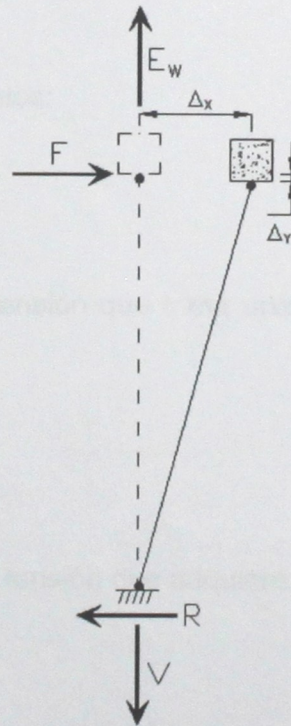


Fig. A - 2: Situación posterior a la aplicación de la carga lateral para anclaje mediante un cable único

La situación inicial está dada por el pretensado del cable mediante la fuerza de empuje que el agua ejerce sobre el cuerpo sumergido. Se supone que todo el cuerpo está completamente sumergido de manera que la fuerza de empuje no varía si cambia la posición del cuerpo.

El análisis de pretensado del cable en este caso es muy simple encontrando que la tensión en el cable es igual a la fuerza de empuje que genera esa tensión. El largo original del cable se obtiene fácilmente:

$$(A - 1) \quad L_0 = \frac{H}{1 + \frac{E_w}{EA}}$$

Una vez aplicada la carga, se establece el equilibrio de fuerzas horizontales y verticales en la posición deformada y se encuentran rápidamente las reacciones:

$$(A - 2) \quad R = F$$

$$(A - 3) \quad V = E_w$$

También se puede establecer el equilibrio de momentos:

$$(A - 4) \quad \Delta_x \cdot E_w = (H - \Delta_y) \cdot F$$

De las reacciones del cable, se puede obtener la tensión que toma una vez aplicada la carga:

$$(A - 5) \quad T = \sqrt{F^2 + E_w^2}$$

Además, relacionando la elongación del cable con la tensión que adquiere se tiene:

$$(A - 6) \quad \sqrt{\Delta_x^2 + (H - \Delta_y)^2} - L_0 = \frac{T \cdot L_0}{EA}$$

De la ecuación (A - 4) se puede despejar el factor $(H - \Delta_y)$ y reemplazarlo en la ecuación (A - 6) para despejar el desplazamiento horizontal:

$$\sqrt{\Delta_x^2 + \left(\Delta_x \cdot \frac{E_w}{F}\right)^2} - L_0 = \frac{T \cdot L_0}{EA}$$

$$(A - 7) \quad \Delta_x \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{E_w}{F}\right)^2} = L_0 \cdot \left(1 + \frac{T}{EA}\right)$$

Reemplazando en la ecuación (A - 7) los valores de L_0 y T de las ecuaciones (A - 1) y (A - 5) se obtiene Δ_x :

$$(A - 8) \quad \Delta_x = \frac{H \cdot F}{\sqrt{F^2 + E_w^2}} \cdot \left(\frac{1 + \frac{\sqrt{F^2 + E_w^2}}{EA}}{1 + \frac{E_w}{EA}} \right)$$

Reemplazando (A - 8) en (A - 6) se tiene:

$$(A - 9) \quad \Delta_y = H \cdot \left[1 - \frac{E_w}{\sqrt{F^2 + E_w^2}} \cdot \left(\frac{1 + \frac{\sqrt{F^2 + E_w^2}}{EA}}{1 + \frac{E_w}{EA}} \right) \right]$$

De esta manera se concluye que es posible establecer las ecuaciones de equilibrio en la posición deformada siempre y cuando el sistema sea capaz de absorber esas deformaciones. Notar que la solución para el desplazamiento vertical es siempre positiva y por tanto la dirección originalmente supuesta para dicho desplazamiento es la correcta, es decir, el cuerpo sumergido, frente a una carga lateral siempre tenderá a sumergirse más.

A.1.2. Alternativa 2: Barra infinitamente rígida anclada mediante 2 cables verticales paralelos

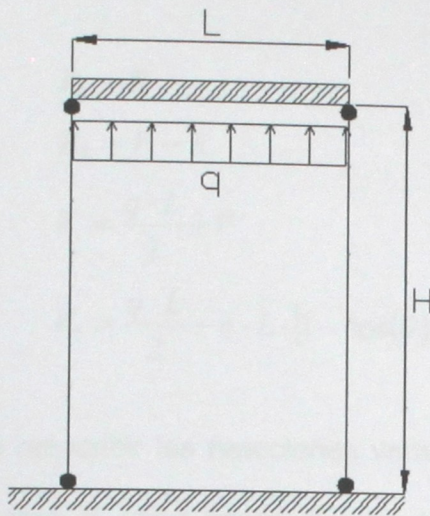


Fig. A - 3: Situación inicial para barra rígida anclada mediante 2 cables verticales

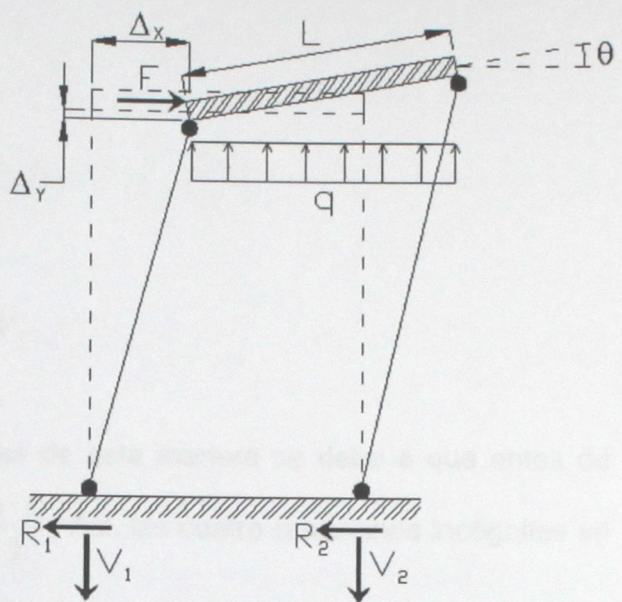


Fig. A - 4: Situación posterior a la aplicación de la carga lateral para barra rígida anclada mediante 2 cables verticales

Esta vez la situación inicial está dada por el pretensado de los cables mediante la fuerza distribuida sobre la barra infinitamente rígida. Como el sistema es simétrico, ambos cables toman la misma tensión igual a $q \cdot L / 2$. En esta situación el largo de los cables es igual a H y su rigidez es EA con lo que el largo original de los cables L_0 está dado nuevamente por la ecuación (A - 1).

Al establecer un equilibrio de fuerzas en la posición deformada, suponiendo que la presión debido al empuje no varía su valor y proyectándola en la horizontal, se tiene:

$$(A - 10) \quad R_1 + R_2 = F$$

$$(A - 11) \quad V_1 + V_2 = q \cdot L \cdot \cos(\theta)$$

En este caso, para la posición deformada se supuso el caso más general en que la barra infinitamente rígida puede rotar y por lo tanto el ángulo de inclinación y la deformación de

los cables no tiene por qué ser la misma. Para reducir el número de incógnitas del problema, las reacciones se pueden redefinir a partir de las ecuaciones anteriores de la siguiente manera:

$$(A - 12) \quad R_1 = R$$

$$(A - 13) \quad R_2 = F - R$$

$$(A - 14) \quad V_1 = \frac{q \cdot L}{2} + V$$

$$(A - 15) \quad V_2 = \frac{q \cdot L}{2} - q \cdot L \cdot [1 - \cos(\theta)] - V$$

La idea de reescribir las reacciones verticales de esta manera se debe a que antes de aplicar la carga F éstas tienen el valor de $\frac{q \cdot L}{2}$. Así, las cuatro reacciones incógnitas se reducen a 2: R y V .

Ahora, para poder cumplir con que el momento en el extremo superior de ambos cables es nulo, se debe cumplir que:

$$(A - 16) \quad \Delta_x \cdot \left(\frac{q \cdot L}{2} + V \right) = (H - \Delta_y) \cdot R$$

$$(A - 17) \quad (\Delta_x - L \cdot [1 - \cos(\theta)]) \cdot \left(\frac{q \cdot L}{2} - q \cdot L \cdot [1 - \cos(\theta)] - V \right) = (H - \Delta_y + L \cdot \sin(\theta)) \cdot (F - R)$$

La tensión que toman los cables es:

$$(A - 18) \quad T_1 = \sqrt{R^2 + \left(\frac{q \cdot L}{2} + V \right)^2}$$

$$(A - 19) \quad T_2 = \sqrt{(F - R)^2 + \left(\frac{q \cdot L}{2} - q \cdot L \cdot [1 - \cos(\theta)] - V \right)^2}$$

Relacionando la deformación de los cables con su tensión se tiene:

$$(A - 20) \quad \sqrt{\Delta_x^2 + (H - \Delta_y)^2} = L_0 \cdot \left(1 + \frac{T_1}{EA}\right)$$

$$(A - 21) \quad \sqrt{(\Delta_x - L \cdot [1 - \cos(\theta)])^2 + (H - \Delta_y + L \cdot \sin(\theta))^2} = L_0 \cdot \left(1 + \frac{T_2}{EA}\right)$$

Luego, si se establece el equilibrio de momentos sobre la barra infinitamente rígida se tiene:

$$(A - 22) \quad q \cdot \frac{(L \cdot \cos(\theta))^2}{2} + (F - R) \cdot L \cdot \sin(\theta) = \left(\frac{q \cdot L}{2} - q \cdot L \cdot [1 - \cos(\theta)] - V\right) \cdot L \cdot \cos(\theta)$$

Las ecuaciones (A - 16), (A - 17), (A - 18), (A - 19), (A - 20), (A - 21) y (A - 22) permiten conocer las incógnitas R , V , T_1 , T_2 , Δ_x , Δ_y y θ , a través de un sistema de ecuaciones no lineales cuyo método de solución es bastante engorroso. Para facilitar este cálculo, se pueden proponer las soluciones de algunas variables mediante algunas hipótesis lógicas que después pueden ser verificadas en las ecuaciones. Este método no garantiza encontrar todas las soluciones del sistema, sin embargo basta para encontrar las que físicamente interesan del problema. Por ejemplo, se puede suponer por simetría que el ángulo de rotación θ de la barra infinitamente rígida es nulo y que la fuerza F se distribuye por partes iguales en ambos apoyos:

$$(A - 23) \quad \theta = 0$$

$$(A - 24) \quad R = \frac{F}{2}$$

Reemplazando estos valores en las ecuaciones (A - 16) y (A - 17) se tiene:

$$(A - 25) \quad \Delta_x \cdot \left(\frac{q \cdot L}{2} + V\right) = (H - \Delta_y) \cdot \frac{F}{2}$$

$$(A - 26) \quad \Delta_x \cdot \left(\frac{q \cdot L}{2} - V\right) = (H - \Delta_y) \cdot \frac{F}{2}$$

La única solución posible para cualquier valor de Δ_x y Δ_y es que V sea nulo. Luego, al reemplazar estos resultados en (A - 20) y (A - 21), las ecuaciones quedan idénticas y permiten obtener Δ_x análogamente a la alternativa 1. Previo a esto es bueno definir la tensión que toman los cables para simplificar la expresión final:

$$(A - 27) \quad T_1 = T_2 = T = \sqrt{\left(\frac{F}{2}\right)^2 + \left(\frac{q \cdot L}{2}\right)^2}$$

Luego,

$$(A - 28) \quad \Delta_x = \frac{H \cdot F}{2 \cdot T} \cdot \left(\frac{1 + \frac{T}{EA}}{1 + \frac{q \cdot L}{2 \cdot EA}} \right)$$

Reemplazando (A - 28) en (A - 25) se tiene:

$$(A - 29) \quad \Delta_y = H \cdot \left[1 - \frac{q \cdot L}{2 \cdot T} \cdot \left(\frac{1 + \frac{T}{EA}}{1 + \frac{q \cdot L}{2 \cdot EA}} \right) \right]$$

Notar que si se reemplazan estos valores en la ecuación (A - 22) se satisface además el equilibrio de momentos en la barra infinitamente rígida, y por lo tanto todo el sistema está en equilibrio. Con esto se demuestra que la estructura puede estabilizarse frente a una carga lateral gracias a un gran desplazamiento, es decir, estableciendo el equilibrio en la posición deformada.

ANEXO B

B.1. ECUACIONES PARA EL DISEÑO DE LAS CADENAS DE ANCLAJE

B.1.1. Desarrollo teórico

El siguiente desarrollo permite resolver un cable sometido a su peso propio, conocidos los parámetros H y ω . Al resolver el problema se conocen la posición del cable para cualquier punto, y la tensión en la cadena para cualquier punto.

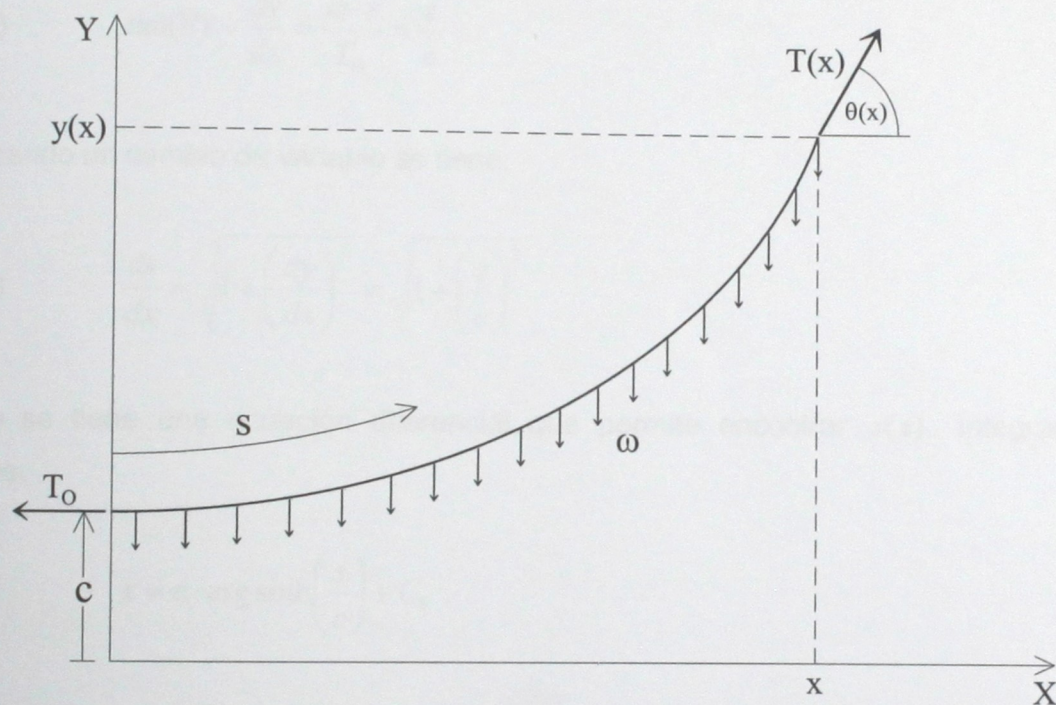


Fig. B - 1: Diagrama de cuerpo libre para una porción de la catenaria

En la Fig. B - aparecen las fuerzas sobre una porción genérica de la cadena, y el sistema de referencia asociado. Dicho sistema de referencia no necesariamente coincide con el fondo marino. Se ha escogido de manera de simplificar las ecuaciones. Estableciendo el equilibrio de fuerzas en cada eje se tiene:

$$(B - 1) \quad T(x) \cdot \cos(\theta) = T_0$$

$$(B - 2) \quad T(x) \cdot \sin(\theta) = \omega \cdot s$$

La ecuación (B - 1) muestra que la componente horizontal de la tensión en la cadena es constante. Esto permite construir las siguientes definiciones:

$$(B - 3) \quad T_o = H$$

$$(B - 4) \quad c = \frac{H}{\omega}$$

Dividiendo (B - 2) en (B - 1) se tiene:

$$(B - 5) \quad \tan(\theta) = \frac{dy}{dx} = \frac{\omega \cdot s}{T_o} = \frac{s}{c}$$

Realizando un cambio de variable se tiene:

$$(B - 6) \quad \frac{ds}{dx} = \sqrt{1 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2} = \sqrt{1 + \left(\frac{s}{c}\right)^2}$$

Luego se tiene una ecuación diferencial que permite encontrar $s(x)$. Integrando se obtiene:

$$(B - 7) \quad x = c \cdot \arg \sinh\left(\frac{s}{c}\right) + C_1$$

Donde C_1 es la constante de integración. Utilizando la condición de borde $x = 0 \Rightarrow s = 0$, se tiene:

$$(B - 8) \quad s(x) = c \cdot \sinh\left(\frac{x}{c}\right)$$

De esta manera se obtiene ahora una ecuación diferencial para resolver $y(x)$:

$$(B - 9) \quad \frac{dy}{dx} = \frac{s(x)}{c} = \sinh\left(\frac{x}{c}\right)$$

Integrando simbólicamente se obtiene:

$$(B - 10) \quad y(x) = c \cdot \cosh\left(\frac{x}{c}\right) + C_2$$

En esta parte se observa que la elección adecuada del sistema de referencia es precisamente con el origen en el punto más bajo de la catenaria desplazado en la cantidad c en el eje y , debido a que de esta manera las constantes de integración C_1 y C_2 se anulan, ya que para esta definición: $x = 0 \Rightarrow y = c$, luego:

$$(B - 11) \quad y(x) = c \cdot \cosh\left(\frac{x}{c}\right)$$

Ahora, se puede conocer la tensión y su ángulo respecto de la horizontal para cualquier punto:

$$(B - 12) \quad \tan(\theta(x)) = \sinh\left(\frac{x}{c}\right)$$

$$(B - 13) \quad T(x) = H \cdot \sec(\theta(x))$$

También son válidas las ecuaciones:

$$(B - 14) \quad T(x) = y(x) \cdot \omega$$

$$(B - 15) \quad y(x) \cdot \cos(\theta(x)) = c$$

Además, elevando al cuadrado y luego restando las ecuaciones (B - 8) y (B - 11), para cualquier punto de la catenaria se cumple que:

$$(B - 16) \quad y(x)^2 - s(x)^2 = c^2$$

Es necesario recordar que en el desarrollo de las ecuaciones de la catenaria se ha considerado el peso propio sumergido, el cual se puede calcular fácilmente a partir del peso seco por unidad de largo, y la razón entre la densidad del material de la cadena y la del agua de mar, mediante la ecuación (B - 17).

$$(B - 17) \quad \omega = \omega_c \cdot \left(1 - \frac{\gamma_w}{\gamma_c} \right)$$

De esta manera el diseño de las cadenas se realizará mediante los siguientes pasos:

1. Se define una fuerza horizontal de diseño, a partir de la cual se escoge el anclaje necesario.
2. Se define un ángulo máximo de apertura en el punto de anclaje
3. Se estima la fuerza en la cadena a partir de la fuerza horizontal que transmite el anclaje a la cadena, con la cual se escoge una cadena que posea una resistencia superior a la solicitación, considerando un factor de seguridad
4. Con el peso propio sumergido de la cadena (ecuación (B - 17)) y la fuerza de diseño se calcula el coeficiente c a partir de la ecuación (B - 4)
5. La fuerza vertical en el anclaje se calcula utilizando los valores de diseño H_d y θ_a
6. Se determina el desarrollo de la catenaria desde el origen del sistema de referencia hasta el punto de anclaje con el fondo marino, mediante la ecuación (B - 2)
7. Se calculan las coordenadas del punto de anclaje x_a e y_a mediante las ecuaciones (B - 8) y (B - 16) respectivamente
8. Se calcula la ordenada final de la catenaria, sumando la profundidad del anclaje a y_a
9. Se calcula el desarrollo final de la catenaria a partir de la ecuación (B - 16)
10. La diferencia de desarrollos entre el punto final y el punto de anclaje determina el largo necesario de la cadena
11. Se calcula la abscisa final de la catenaria mediante la ecuación (B - 8) y el ángulo final mediante la ecuación (B - 12)
12. Se calcula la fuerza solicitante en el punto final de la cadena mediante la ecuación (B - 14) y se verifica la resistencia considerando el factor de seguridad correspondiente

13. Dado que este diseño corresponde a un evento extremo, se impone que para dicho evento la cadena se desplazó horizontalmente un cierto valor de diseño, el cual se le quita a la diferencia entre la abscisa final y la inicial, para definir la distancia horizontal a partir del flotador, donde se emplazará el anclaje.

Hasta aquí, se ha supuesto que el sistema corresponde a cadenas simples. Para las cadenas con muerto de anclaje, basta utilizar las mismas ecuaciones aquí descritas, considerando 2 catenarias con sistemas de referencia distintos, y establecer el equilibrio de fuerzas en el punto donde se cuelga el muerto de anclaje (Fig. B - 2).

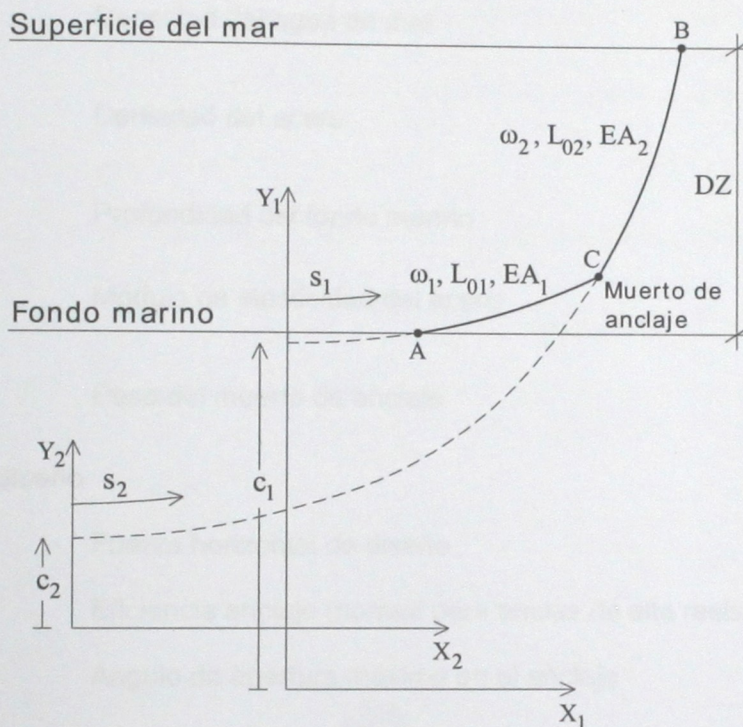


Fig. B - 2: Esquema de cadena con muerto de anclaje

B.1.2. Ejemplo de diseño

A continuación se muestra un ejemplo de diseño de cadenas con muerto de anclaje.

Diseño de Cadenas de Anclaje con Muerto de Anclaje

El diseño de la cadena con muerto de anclaje contempla el desarrollo de 2 catenarias, la primera desde el punto de anclaje hasta el muerto de anclaje, y la segunda, desde el muerto de anclaje hasta punto final donde se une a la estructura.

El muerto de anclaje consiste simplemente en un peso muerto que cuelga de la cadena, de manera de aumentar la tensión en la segunda cadena y por ende, disminuir el largo necesario.

Las ecuaciones necesarias para el diseño en este caso son las mismas, con la adición del equilibrio de fuerzas en el muerto de anclaje para compatibilizar ambas catenarias.

1. Datos

$\gamma_w := 1.03 \frac{\text{Tonf}}{\text{m}^3}$	Densidad del agua de mar
$\gamma_{ac} := 7.83 \frac{\text{Tonf}}{\text{m}^3}$	Densidad del acero
DZ := 87m	Profundidad del fondo marino
$E := 2000 \frac{\text{Tonf}}{\text{cm}^2}$	Módulo de elasticidad del acero
$W_m := 50\text{Tonf}$	Peso del muerto de anclaje

2. Parámetros de diseño

Hd := 200Tonf	Fuerza horizontal de diseño
$\eta := 30$	Eficiencia anclaje (normal para anclas de alta resistencia)
$\theta_a := 5\text{deg}$	Ángulo de apertura máximo en el anclaje
$\Delta Z_{\text{max}} := 1.5\text{m}$	Desplazamiento vertical máximo producto del oleaje
DZ1 := 30m	Altura máxima del muerto de anclaje respecto del fondo marino
FS := 1.4	Factor de seguridad para el diseño (la fuerza solicitante no puede superar el 60% de la resistencia)

Considerando que el evento externo es el que controla el diseño de la cadena, se utilizara un factor de seguridad menos restrictivo. Además, dado que se evaluará el evento extremo, el ángulo de diseño de apertura del anclaje corresponde al máximo.

El diseño debe considerar que las cadenas en todo momento permanecen en el rango elástico de deformación axial, puesto que se desea evitar las deformaciones remanentes.

3. Elección de anclaje y cadena

3.1. Elección Anclaje

$W_{ar} := \frac{H_d}{\eta}$	$W_{ar} = 14697 \text{ lbf}$	Peso requerido del anclaje
$W_a := 16000 \text{ lbf}$	$W_a = 7.3 \text{ Tonf}$	Peso anclaje escogido: MOORFAST
$H_c := \eta \cdot W_a$	$H_c = 480000 \text{ lbf}$	Fuerza máxima horizontal que transmite el anclaje a la cadena

3.2. Elección Primera Cadena

$F_{c1} := 1.05 H_c \cdot FS$	$F_{c1} = 705600 \text{ lbf}$	Estimación fuerza que debe resistir la cadena
$T_{n1} := 709500 \text{ lbf}$		Resistencia a la rotura de la cadena seleccionada
$dc1 := \left(2 + \frac{7}{16} \right) \text{ in}$	$dc1 = 6.191 \text{ cm}$	Diámetro característico eslabón de cadena escogida: 2 7/16 (Di-Lok Chain, Washington Chain & Supply)
$A_{c1} := 2 \cdot \pi \cdot \frac{dc1^2}{4}$	$A_{c1} = 60.21 \text{ cm}^2$	Área sección transversal equivalente de la cadena
$E \cdot A_{c1} = 120422 \text{ Tonf}$		Rigidez axial de la cadena
$\omega_{c1} := 5210$		
$\omega_{c1} := \frac{\omega_{c1} \cdot \text{lbf}}{90 \text{ ft}}$		Peso por unidad de largo cadena escogida
$\omega_1 := \omega_{c1} \cdot \left(1 - \frac{\gamma_w}{\gamma_{ac}} \right)$	$\omega_1 = 74.8 \frac{\text{kgf}}{\text{m}}$	Peso sumergido por unidad de largo de la cadena

3.2. Elección Segunda Cadena

$F_{c2} := 1.2 \cdot F_{c1}$	$F_{c2} = 846720 \text{ lbf}$	Estimación fuerza que debe resistir la cadena
$T_{n2} := 849000 \text{ lbf}$		Resistencia a la rotura de la cadena seleccionada

$dc2 := \left(2 + \frac{11}{16}\right) \text{in}$	$dc2 = 6.826 \text{cm}$	Diámetro característico eslabón de cadena escogida: 2 11/16 (Di-Lok Chain, Washington Chain & Supply)
$Ac2 := 2 \cdot \pi \cdot \frac{dc2^2}{4}$	$Ac2 = 73.2 \text{cm}^2$	Área sección transversal equivalente de la cadena
$E \cdot Ac2 = 146391 \text{Tonf}$		Rigidez axial de la cadena
$\omega c2 := 6410$		
$\omega c2 := \frac{\omega c2 \cdot \text{lbft}}{90 \text{ft}}$		Peso por unidad de largo cadena escogida
$\omega 2 := \omega c2 \cdot \left(1 - \frac{\gamma_w}{\gamma_{ac}}\right)$	$\omega 2 = 92 \frac{\text{kgf}}{\text{m}}$	Peso sumergido por unidad de largo de la cadena

4. Cálculos

4.1. Primera Catenaria

$c1 := \frac{Hc}{\omega 1}$	$c1 = 2910.1 \text{m}$	Coefficiente de posición de la primera catenaria
$Va1 := Hc \cdot \tan(\theta a)$	$Va1 = 41994.6 \text{bf}$	Fuerza vertical de la primera catenaria en el anclaje
$Sa1 := \frac{Va1}{\omega 1}$	$Sa1 = 254.6 \text{m}$	Desarrollo de la primera catenaria hasta el punto de anclaje
$ya1 := \sqrt{c1^2 + Sa1^2}$	$ya1 = 2921.3 \text{m}$	Coordenadas de la primera catenaria en el punto de anclaje
$xa1 := c1 \cdot \text{asinh}\left(\frac{Sa1}{c1}\right)$	$xa1 = 254.3 \text{m}$	
$yc1 := ya1 + DZ1$	$yc1 = 2951.3 \text{m}$	Ordenada del punto final de la primera catenaria
$Sc1 := \sqrt{yc1^2 - c1^2}$	$Sc1 = 490.9 \text{m}$	Desarrollo de la primera catenaria hasta el muerto de anclaje
$xc1 := c1 \cdot \text{asinh}\left(\frac{Sc1}{c1}\right)$	$xc1 = 488.6 \text{m}$	Abscisa de la primera catenaria en el muerto de anclaje
$L1 := Sc1 - Sa1$	$L1 = 236.3 \text{m}$	Largo total de la primera cadena
$DXf1 := xc1 - xa1$	$DXf1 = 234.3 \text{m}$	Proyección horizontal de la cadena deformada
$\Delta L1 := \int_0^{DXf1} \frac{Hc}{E \cdot Ac1} \cdot \cosh\left(\frac{x}{c1}\right)^2 dx$	$\Delta L1 = 0.425 \text{m}$	Alargamiento de la cadena

$L01 := L1 - \Delta L1$ $L01 = 235.89\text{m}$ Largo original de la cadena

$ns1 := \frac{L01}{90\text{ft}}$ $ns1 = 8.6$ Número de shots requeridos

4.2. Segunda Catenaria

$c2 := \frac{Hc}{\omega2}$ $c2 = 2365.3\text{m}$ Coeficiente de posición de la segunda catenaria

$Vc2 := Wm + \omega1 \cdot Sc1$ $Vc2 = 191203.11\text{bf}$ Fuerza vertical de la segunda catenaria en el muerto de anclaje

$Sc2 := \frac{Vc2}{\omega2}$ $Sc2 = 942.2\text{m}$ Desarrollo de la segunda catenaria hasta el muerto de anclaje

$yc2 := \sqrt{c2^2 + Sc2^2}$ $yc2 = 2546.1\text{m}$

$xc2 := c2 \cdot \operatorname{asinh}\left(\frac{Sc2}{c2}\right)$ $xc2 = 918.9\text{m}$ Coordenadas de la segunda catenaria en el muerto de anclaje

$DZ2 := (DZ + \Delta Z_{\max}) - DZ1$ $DZ2 = 58.5\text{m}$ Altura de la segunda catenaria

$yb2 := yc2 + DZ2$ $yb2 = 2604.6\text{m}$ Ordenada del punto final de la segunda catenaria

$Sb2 := \sqrt{yb2^2 - c2^2}$ $Sb2 = 1090.4\text{m}$ Desarrollo de la segunda catenaria hasta el punto final

$xb2 := c2 \cdot \operatorname{asinh}\left(\frac{Sb2}{c2}\right)$ $xb2 = 1055.1\text{m}$ Abscisa del punto final de la segunda catenaria

$L2 := Sb2 - Sc2$ $L2 = 148.2\text{m}$ Largo total de la segunda cadena

$DXf2 := xb2 - xc2$ $DXf2 = 136.2\text{m}$ Proyección horizontal de la cadena deformada

$\Delta L2 := \int_0^{DXf2} \frac{Hc}{E \cdot Ac2} \cdot \cosh\left(\frac{x}{c2}\right)^2 dx$ $\Delta L2 = 0.203\text{m}$ Alargamiento de la cadena

$L02 := L2 - \Delta L2$ $L02 = 148.03\text{m}$ Largo original de la cadena

$ns2 := \frac{L02}{90\text{ft}}$ $ns2 = 5.4$ Número de shots requeridos

5. Verificación cadenas

$T_{c1} := y_{c1} \cdot \omega_1$	$T_{c1} = 220.8\text{Tonf}$	Tensión de trabajo máxima de la primera cadena
	$T_{n1} = 321.8\text{Tonf}$	Tensión de rotura de la primera cadena
$T_{b2} := y_{b2} \cdot \omega_2$	$T_{b2} = 239.7\text{Tonf}$	Tensión de trabajo máxima de la segunda cadena
	$T_{n2} = 385.1\text{Tonf}$	Tensión de rotura de la segunda cadena
$FU1 := \frac{T_{c1}}{T_{n1}} \cdot FS$	$FU1 = 0.961$	Factor de utilización de la primera cadena: OK
$FU2 := \frac{T_{b2}}{T_{n2}} \cdot FS$	$FU2 = 0.872$	Factor de utilización de la segunda cadena: OK
$T_{adm} := \frac{T_{n2}}{FS}$	$T_{adm} = 275.1\text{Tonf}$	
$dx := xc2 - xc1$	$dx = 430.3\text{m}$	
$dy := yc2 - yc1$	$dy = -405.2\text{m}$	
$DXf := DXf1 + DXf2$	$DXf = 370.5\text{m}$	

$$f(x) := \begin{cases} c1 \cdot \cosh\left(\frac{x + x_{a1}}{c1}\right) - y_{a1} & \text{if } 0 < x < x_{c1} - x_{a1} \\ c2 \cdot \cosh\left(\frac{x + x_{a1} + dx}{c2}\right) - dy - y_{a1} & \text{if } x_{c1} - x_{a1} < x < x_{b2} - x_{a1} - dx \end{cases}$$

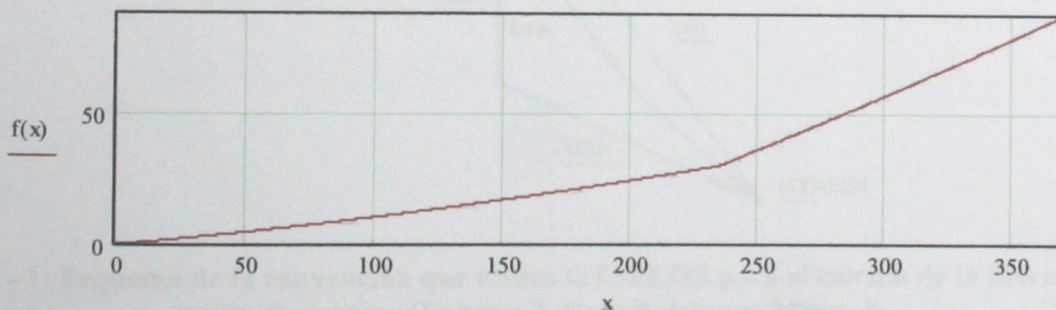


Fig. B - 3: Visualización de una cadena con muerto de anclaje

ANEXO C

A continuación se muestran las distintas rutinas utilizadas para obtener los resultados de esta memoria.

C.1. RUTINAS EMPLEADAS EN MATLAB

Se programaron rutinas en MATLAB con el objetivo de calcular la fuerza que transmite el sistema de amarre a la estructura en función de la posición relativa entre el punto de amarre con la estructura y el punto de anclaje en el fondo marino. Estos datos corresponden a una matriz en que cada fila corresponde a una profundidad relativa, mientras que cada columna corresponde a una distancia horizontal relativa, y son los que requiere GTSELOS para realizar el análisis tiempo-historia (ver Fig. C - 1).

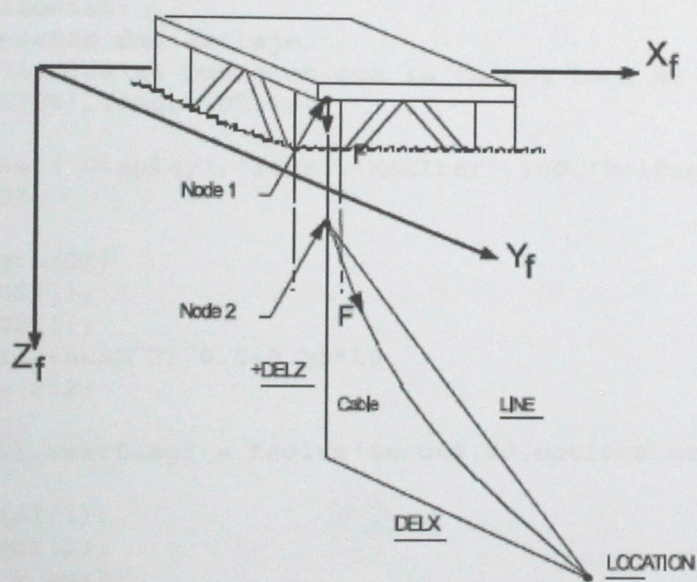


Fig. C - 1: Esquema de la convención que utiliza GTSELOS para el cálculo de la fuerza en el punto de amarre (Volume 7, User Reference Manual)

C.1.1. Función Fgammav5

Encuentra la fuerza y su ángulo con respecto a la horizontal de una cadena simple, para una matriz de distancias relativas horizontales y verticales.

```
function [F,gamma,xa,ya,H,M] = Fgammav5(w,L0,DX,DZ,EA,xi1,xi2)
% Encuentra la fuerza y su ángulo con respecto a la horizontal de una
% cadena simple.
% Entradas:
% w: Peso sumergido por unidad de largo de la cadena
% L0: Largo no deformado de la cadena
% DX: Vector de posibles distancias horizontales
% DZ: Vector de posibles distancias verticales
% EA: Rigidez axial de la cadena
% xi1, xi2: Valores iniciales para comenzar las iteraciones. La primera
% componente corresponde a 'xa', la segunda corresponde a 'H'.
% Salidas:
% F: Matriz de fuerza en la boya, cada posición corresponde a un par
% distancia vertical, distancia horizontal.
% gamma: Matriz de ángulo de la fuerza en la boya con respecto a la
% horizontal, cada posición corresponde a un par distancia vertical,
% distancia horizontal.
% xa, ya: Coordenadas del anclaje.
% M: Matriz que indica el punto en que la cadena toca el piso.
M = zeros(length(DZ),length(DX));
H = M;
options = optimset('Display','iter','MaxIter',500,'TolFun',1e-15);
for i=1:length(DZ)
    x0 = xi1;
    for j=1:length(DX)
        aux1 = DX(j);
        aux2 = DZ(i);
        if (aux1^2+aux2^2)^0.5<0.95*L0
            x0 = xi2;
        end
        [sol,Fval,exitflag] = fsolve(@ecua3,x0,options,aux1,aux2,w,L0...
        ...EA);
        aux3 = sol(1);
        aux4 = sol(2);
        xa(i,j) = aux3;
        H(i,j) = aux4;
        c = aux4/w;
        aux5 = c*cosh(aux3/c);
        ya(i,j) = aux5;
        yb = aux5+aux2;
        xb = c*acosh(yb/c);
        thetab = atan(sinh(xb/c));
        gamma(i,j) = -thetab*180/pi;
        if aux3 > 0
            Vb(i,j) = aux4*sinh(xb/c);
            F(i,j) = aux4/cos(thetab);
        end
    end
end
```



```

        x0 = sol;
    else
        M(i,j) = -aux3;
        if aux1+aux2>L0
            F(i,j) = w*L0;
        else
            F(i,j) = w*aux2;
            gamma(i,j) = -90;
            M(i,j) = aux1;
        end
    end
end
end
end
end

```

C.1.2. Ecuaciones del sistema resuelto en Fgammav5

La función Fgammav5 requiere de las ecuaciones que se programaron como se muestra a continuación.

```

function F = ecua(x,D,H0,w,L)
F = [x(1)/x(2)+sinh(w*D/x(2)-asinh(x(1)/x(2)))-w*L/x(2);
     cosh(asinh(x(1)/x(2)))-cosh(w*D/x(2)-asinh(x(1)/x(2)))-w*H0/x(2)];

```

C.1.3. Función Fgammav6

Encuentra la fuerza y su ángulo con respecto a la horizontal de una cadena con muerto de anclaje, para una matriz de distancias relativas horizontales y verticales.

```

function [F,gamma,Xa1,Ya1,Xc1,Yc1,despx,despy,H,DZ1] =
Fgammav6(w1,w2,L01,L02,DX,DZ,EA1,EA2,Wm,xi)
% Entradas:
% w1: Peso sumergido por unidad de largo de la primera cadena [Tonf/m]
% w2: Peso sumergido por unidad de largo de la segunda cadena [Tonf/m]
% L01: Largo no deformado de la primera cadena [m]
% L02: Largo no deformado de la segunda cadena [m]
% DX: Vector de posibles distancias horizontales [m]
% DZ: Vector de posibles distancias verticales [m]
% EA1: Rigidez axial de la primera cadena [Tonf]
% EA2: Rigidez axial de la segunda cadena [Tonf]
% Wm: Peso muerto de anclaje [Tonf]
% xi: Valores iniciales para comenzar las iteraciones. La primera
% componente corresponde a 'xa', la segunda corresponde a 'H', la tercera
% corresponde a 'DZ1'.
% Salidas:

```



```

% F: Matriz de fuerza en la boya, cada posición corresponde a un par
% distancia vertical, distancia horizontal. [Tonf]
% gamma: Matriz de ángulo de la fuerza en la boya con respecto a la
% horizontal, cada posición corresponde a un par distancia vertical,
% distancia horizontal. [°]
% xa, ya: Coordenadas del anclaje. [m]
M = zeros(length(DZ),length(DX));
H = M;
options = optimset('Display','iter','MaxIter',500,'TolFun',1e-15);
for i=1:length(DZ)
    x0 = xi;
    for j=1:length(DX)
        dx = DX(j);
        dz = DZ(i);
        [sol,Fval,exitflag] =
fsolve(@ecua_ma,x0,options,dx,dz,w1,w2,L01,L02,EA1,EA2,Wm);
        xa1 = sol(1);
        h = sol(2);
        dz1 = sol(3);
        Xa1(i,j) = xa1;
        H(i,j) = h;
        DZ1(i,j) = dz1;
        c1 = h/w1;
        c2 = h/w2;
        ya1 = c1*cosh(xa1/c1);
        Ya1(i,j) = ya1;
        yc1 = ya1+dz1;
        Yc1(i,j) = yc1;
        xc1 = c1*acosh(yc1/c1);
        Xc1(i,j) = xc1;
        Sc1 = (yc1^2-c1^2)^0.5;
        Vc2 = Sc1*w1+Wm;
        Sc2 = Vc2/w2;
        yc2 = (Sc2^2+c2^2)^0.5;
        xc2 = c2*asinh(Sc2/c2);
        despX(i,j) = xc2-xc1;
        despY(i,j) = yc2-yc1;
        dz2 = dz-dz1;
        yb2 = yc2+dz2;
        xb2 = c2*acosh(yb2/c2);
        thetab = atan(sinh(xb2/c2));
        gamma(i,j) = -thetab*180/pi;
        F(i,j) = yb2*w2;
        x0 = sol;
    end
end
end

```


C.1.4. Ecuaciones del sistema resuelto en Fgammav6

La función Fgammav6 requiere de las ecuaciones que se programaron como se muestra a continuación.

```
function F = ecua_ma(x,DX,DZ,w1,w2,L01,L02,EA1,EA2,Wm)
% F = ecua_ma(x,DX,DZ,w1,w2,L01,L02,EA1,EA2)
% x: Incógnitas
% x(1): xal
% x(2): H
% x(3): DZ1
% DX, DZ, L01, L02 en [m]
% w1, w2 en [Tonf/m]
% EA1, EA2 en [Tonf]
% Wm en [Tonf] (peso muerto anclaje)
xal = x(1);
H = x(2);
DZ1 = x(3);
c1 = H/w1;
Sa1 = c1*sinh(xal/c1);
ya1 = (c1^2+Sa1^2)^0.5;
yc1 = ya1+DZ1;
Sc1 = (yc1^2-c1^2)^0.5;
xc1 = c1*acosh(yc1/c1);
DL1 = (H*c1/EA1)*sinh((xc1-xal)/c1);
Vc2 = Wm+Sc1*w1;
Sc2 = Vc2/w2;
c2 = H/w2;
yc2 = (c2^2+Sc2^2)^0.5;
xc2 = c2*asinh(Sc2/c2);
DZ2 = DZ-DZ1;
yb2 = yc2+DZ2;
Sb2 = (yb2^2-c2^2)^0.5;
xb2 = c2*asinh(Sb2/c2);
DL2 = (H*c2/EA2)*sinh((xb2-xc2)/c1);
F = [xb2-xc2+xc1-xal-DX;
     Sc1-Sa1-(L01+DL1);
     Sb2-Sc2-(L02+DL2)];
```

C.2. RUTINAS EMPLEADAS EN GTSELOS

A continuación se muestra el código de programa utilizado en la modelación y análisis de las distintas alternativas. Sólo se muestran como ejemplo el Tri-Floater con sistema de amarre de cadenas con muerto de anclaje en condición extrema. El resto de los casos son análogos.

C.2.1. Código del Tri-Floater con cadenas con muerto de anclaje en condición extrema

```

$ SELOS 'TD4C30MA' 'ESTABILIDAD DEL TRIFLOATER FRENTE A VIENTO Y OLAJE'
$$
$$
UNITS M MTON DEG $ MTNM
$ OUTPUT UNITS METRIC
$ PRINT INPUT
$$ PRINT LOADING TOTALS ONLY
$ IDENTIFY UNRECOGNIZED COMMANDS
$$
$$
$$ Distancia entre centros de flotadores: 70 [m]
$$ Diámetro flotadores: 8.0 [m]
$$ Altura flotadores: 24.0 [m]
$$
UNITS M MTONS
JOINT COORDINATES GLOBAL
$$
$$ Nodos de la plataforma
  1      0.000000E+00   -1.200000E+01   4.0414519E+01
  2      3.500000E+01   -1.200000E+01   -2.0207259E+01
  3     -3.500000E+01   -1.200000E+01   -2.0207259E+01
  4      1.750000E+01   -1.200000E+01   1.0103630E+01
  5      0.000000E+00   -1.200000E+01   -2.0207259E+01
  6     -1.750000E+01   -1.200000E+01   1.0103630E+01
 21      0.000000E+00   1.200000E+01   4.0414519E+01
 22      3.500000E+01   1.200000E+01   -2.0207259E+01
 23     -3.500000E+01   1.200000E+01   -2.0207259E+01
 27      0.000000E+00   1.200000E+01   1.0103630E+01
 28      8.750000E+00   1.200000E+01   -5.0518149E+00
 29     -8.750000E+00   1.200000E+01   -5.0518149E+00
 100     0.000000E+00   1.200000E+01   0.000000E+00
 101     0.000000E+00   2.000000E+01   0.000000E+00
$$
$$ Boundary Joints
$ 'B1'  2.000000E+02   -1.500000E+01   2.000000E+02
$ 'B2'  2.000000E+02   -1.500000E+01   -2.000000E+02
$ 'B3' -2.000000E+02   -1.500000E+01   -2.000000E+02
$ 'B4' -2.000000E+02   -1.500000E+01   2.000000E+02
$ 'B11' 2.000000E+02   1.410000E+02   2.000000E+02
$ 'B12' 2.000000E+02   1.410000E+02   -2.000000E+02
$ 'B13' -2.000000E+02   1.410000E+02   -2.000000E+02
$ 'B14' -2.000000E+02   1.410000E+02   2.000000E+02
$ END JOINT COORDINATES
$$
$ BOUNDARY JOINTS
$ 'B1' 'B2' 'B3' 'B4' 'B11' 'B12' 'B13' 'B14'
$$
$ LOAD GROUPS
$ 1      0.000000E+00   -1.200000E+01   4.0414519E+01
$ 2      0.000000E+00   -1.200000E+01   4.0414519E+01
$ 3      0.000000E+00   -1.200000E+01   4.0414519E+01
$ 4      0.000000E+00   -1.200000E+01   4.0414519E+01
$ 5      3.500000E+01   -1.200000E+01   -2.0207259E+01
$ 6     -3.500000E+01   -1.200000E+01   -2.0207259E+01
$ SAVE LOAD GROUPS NEW FILE
$$

```



```

$$
$$ MODELO PLATAFORMA
$$
UNITS M      MTON DEG  $ MTNM
TYPE SPACE FRAME
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 8.0 THICK 0.025 $ -
$ WATER MASS WT/V 7.83 CDWA FRN CMWA 2.0 DIAE 8.0 DIV 10
  'TA1' 1 21
  'TA2' 2 22
  'TA3' 3 23
$ END MEMBER INCIDENCES
$$
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 2.0 THICK 0.012 $ -
$ WATER MASS WT/V 7.83 CDWA FRN CMWA 2.0 DIAE 2.0 DIV 10
  'D1a' 1 27
  'D2a' 2 28
  'D3a' 3 29
$ END MEMBER INCIDENCES
$$
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 1.2 THICK 0.01 $ -
$ WATER MASS WT/V 7.83 CDWA FRN CMWA 2.0 DIAE 1.2 DIV 10
  'B1' 6 4
  'B2' 4 5
  'B3' 5 6
  'B4a' 1 4
  'B4b' 4 2
  'B5a' 2 5
  'B5b' 5 3
  'B6a' 3 6
  'B6b' 6 1
  'A4a' 4 27
  'A4b' 4 28
  'A5a' 5 28
  'A5b' 5 29
  'A6a' 6 29
  'A6b' 6 27
$ END MEMBER INCIDENCES
$$
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 2.0 THICK 0.012 $ -
$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.8 DIAE 2.0
  'S1a' 21 27
  'S1b' 27 100
  'S2a' 22 28
  'S2b' 28 100
  'S3a' 23 29
  'S3b' 29 100
  'D1b' 27 101
  'D2b' 28 101
  'D3b' 29 101
$$
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 7.0 THICK 0.024 $ -
$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.8 DIAE 7.0
  'TORRE' 100 101
$ END MEMBER INCIDENCES
$$
MEMBER ECCENTRICITIES
  'B4a' 'B5a' 'B6a' 'S1a' 'S2a' 'S3a' LOCAL START 4.000 END 0.000
  'B4b' 'B5b' 'B6b' LOCAL START 0.000 END -4.000
  'S1b' 'S2b' 'S3b' LOCAL START 0.000 END -3.500
  'D1a' 'D2a' 'D3a' LOCAL START 5.102 END -0.600
  'D1b' 'D2b' 'D3b' LOCAL START 0.600 END -4.464

```


'B1' 'B2' 'B3' LOCAL START 0.600 END -0.600
 'A4a' 'A5a' 'A6a' 'A4b' 'A5b' 'A6b' LOCAL START 0.600 END -0.600

\$ END MEMBER ECCENTRICITIES

\$\$

CONSTANTS

E 2.1E07 ALL
 POI 0.25 ALL
 DEN 7.83 ALL

\$\$

STATUS SUPPORT JOINTS 1 2 3

JOINT RELEASES

1 2 3 MOM X Y Z

\$\$

UNITS M MTONS

JOINT COORDIANTES

\$\$

\$\$ Nodos Góndola

3000	0.0000000E+00	9.0000000E+01	-1.5517241E+00
1000	0.0000000E+00	9.0000000E+01	-7.0000000E+00
1001	0.0000000E+00	8.7750000E+01	-7.0000000E+00
1002	1.8000000E+00	8.7750000E+01	-7.0000000E+00
1003	1.8000000E+00	8.9250000E+01	-7.0000000E+00
1004	1.8000000E+00	9.0750000E+01	-7.0000000E+00
1005	1.8000000E+00	9.2250000E+01	-7.0000000E+00
1006	0.0000000E+00	9.2250000E+01	-7.0000000E+00
1007	-1.8000000E+00	9.2250000E+01	-7.0000000E+00
1008	-1.8000000E+00	9.0750000E+01	-7.0000000E+00
1009	-1.8000000E+00	8.9250000E+01	-7.0000000E+00
1010	-1.8000000E+00	8.7750000E+01	-7.0000000E+00
1011	0.0000000E+00	8.7750000E+01	-6.0000000E+00
1012	1.8000000E+00	8.7750000E+01	-6.0000000E+00
1013	1.8000000E+00	8.9250000E+01	-6.0000000E+00
1014	1.8000000E+00	9.0750000E+01	-6.0000000E+00
1015	1.8000000E+00	9.2250000E+01	-6.0000000E+00
1016	0.0000000E+00	9.2250000E+01	-6.0000000E+00
1017	-1.8000000E+00	9.2250000E+01	-6.0000000E+00
1018	-1.8000000E+00	9.0750000E+01	-6.0000000E+00
1019	-1.8000000E+00	8.9250000E+01	-6.0000000E+00
1020	-1.8000000E+00	8.7750000E+01	-6.0000000E+00
1021	0.0000000E+00	8.7750000E+01	-4.5000000E+00
1022	1.8000000E+00	8.7750000E+01	-4.5000000E+00
1023	1.8000000E+00	8.9250000E+01	-4.5000000E+00
1024	1.8000000E+00	9.0750000E+01	-4.5000000E+00
1025	1.8000000E+00	9.2250000E+01	-4.5000000E+00
1026	0.0000000E+00	9.2250000E+01	-4.5000000E+00
1027	-1.8000000E+00	9.2250000E+01	-4.5000000E+00
1028	-1.8000000E+00	9.0750000E+01	-4.5000000E+00
1029	-1.8000000E+00	8.9250000E+01	-4.5000000E+00
1030	-1.8000000E+00	8.7750000E+01	-4.5000000E+00
1031	0.0000000E+00	8.7750000E+01	-3.0000000E+00
1032	1.8000000E+00	8.7750000E+01	-3.0000000E+00
1033	1.8000000E+00	8.9250000E+01	-3.0000000E+00
1034	1.8000000E+00	9.0750000E+01	-3.0000000E+00
1035	1.8000000E+00	9.2250000E+01	-3.0000000E+00
1036	0.0000000E+00	9.2250000E+01	-3.0000000E+00
1037	-1.8000000E+00	9.2250000E+01	-3.0000000E+00
1038	-1.8000000E+00	9.0750000E+01	-3.0000000E+00
1039	-1.8000000E+00	8.9250000E+01	-3.0000000E+00
1040	-1.8000000E+00	8.7750000E+01	-3.0000000E+00
1041	0.0000000E+00	8.7750000E+01	-1.5000000E+00
1042	1.8000000E+00	8.7750000E+01	-1.5000000E+00

1043	1.8000000E+00	8.9250000E+01	-1.5000000E+00
1044	1.8000000E+00	9.0750000E+01	-1.5000000E+00
1045	1.8000000E+00	9.2250000E+01	-1.5000000E+00
1046	0.0000000E+00	9.2250000E+01	-1.5000000E+00
1047	-1.8000000E+00	9.2250000E+01	-1.5000000E+00
1048	-1.8000000E+00	9.0750000E+01	-1.5000000E+00
1049	-1.8000000E+00	8.9250000E+01	-1.5000000E+00
1050	-1.8000000E+00	8.7750000E+01	-1.5000000E+00
1051	0.0000000E+00	8.7750000E+01	0.0000000E+00
1052	1.8000000E+00	8.7750000E+01	0.0000000E+00
1053	1.8000000E+00	8.9250000E+01	0.0000000E+00
1054	1.8000000E+00	9.0750000E+01	0.0000000E+00
1055	1.8000000E+00	9.2250000E+01	0.0000000E+00
1056	0.0000000E+00	9.2250000E+01	0.0000000E+00
1057	-1.8000000E+00	9.2250000E+01	0.0000000E+00
1058	-1.8000000E+00	9.0750000E+01	0.0000000E+00
1059	-1.8000000E+00	8.9250000E+01	0.0000000E+00
1060	-1.8000000E+00	8.7750000E+01	0.0000000E+00
1061	0.0000000E+00	8.7750000E+01	1.5000000E+00
1062	1.8000000E+00	8.7750000E+01	1.5000000E+00
1063	1.8000000E+00	8.9250000E+01	1.5000000E+00
1064	1.8000000E+00	9.0750000E+01	1.5000000E+00
1065	1.8000000E+00	9.2250000E+01	1.5000000E+00
1066	0.0000000E+00	9.2250000E+01	1.5000000E+00
1067	-1.8000000E+00	9.2250000E+01	1.5000000E+00
1068	-1.8000000E+00	9.0750000E+01	1.5000000E+00
1069	-1.8000000E+00	8.9250000E+01	1.5000000E+00
1070	-1.8000000E+00	8.7750000E+01	1.5000000E+00
1071	0.0000000E+00	8.7750000E+01	3.0000000E+00
1072	1.8000000E+00	8.7750000E+01	3.0000000E+00
1073	1.8000000E+00	8.9250000E+01	3.0000000E+00
1074	1.8000000E+00	9.0750000E+01	3.0000000E+00
1075	1.8000000E+00	9.2250000E+01	3.0000000E+00
1076	0.0000000E+00	9.2250000E+01	3.0000000E+00
1077	-1.8000000E+00	9.2250000E+01	3.0000000E+00
1078	-1.8000000E+00	9.0750000E+01	3.0000000E+00
1079	-1.8000000E+00	8.9250000E+01	3.0000000E+00
1080	-1.8000000E+00	8.7750000E+01	3.0000000E+00
\$ \$ Nodos Buje			
1081	1.1253707E-16	8.8162883E+01	4.0000000E+00
1082	1.3907023E+00	8.8261622E+01	4.0000000E+00
1083	1.4558540E+00	8.9393394E+01	4.0000000E+00
1084	1.4558540E+00	9.0606606E+01	4.0000000E+00
1085	1.3907023E+00	9.1738378E+01	4.0000000E+00
1086	1.1253707E-16	9.1837117E+01	4.0000000E+00
1087	-1.3907023E+00	9.1738378E+01	4.0000000E+00
1088	-1.4558540E+00	9.0606606E+01	4.0000000E+00
1089	-1.4558540E+00	8.9393394E+01	4.0000000E+00
1090	-1.3907023E+00	8.8261622E+01	4.0000000E+00
1091	7.9575726E-17	8.8700962E+01	5.0000000E+00
1092	9.1058285E-01	8.8861771E+01	5.0000000E+00
1093	1.0166906E+00	8.9576379E+01	5.0000000E+00
1094	1.0166906E+00	9.0423621E+01	5.0000000E+00
1095	9.1058285E-01	9.1138229E+01	5.0000000E+00
1096	7.9575726E-17	9.1299038E+01	5.0000000E+00
1097	-9.1058285E-01	9.1138229E+01	5.0000000E+00
1098	-1.0166906E+00	9.0423621E+01	5.0000000E+00
1099	-1.0166906E+00	8.9576379E+01	5.0000000E+00
1100	-9.1058285E-01	8.8861771E+01	5.0000000E+00
1101	0.0000000E+00	9.0000000E+01	6.0000000E+00
\$ END JOINT COORDINATES			

\$\$ Modelo Góndola

\$\$

TYPE PLATE

\$ ELEMENT INCIDENCES CDWIND 1.200

\$	1002	1000	1001	WIPLATE
\$	1003	1000	1002	WIPLATE
\$	1004	1000	1003	WIPLATE
\$	1005	1000	1004	WIPLATE
\$	1006	1000	1005	WIPLATE
\$	1007	1000	1006	WIPLATE
\$	1008	1000	1007	WIPLATE
\$	1009	1000	1008	WIPLATE
\$	1010	1000	1009	WIPLATE
\$	1001	1000	1010	WIPLATE
\$	1001	1011	1012	1002 WIPLATE
\$	1002	1012	1013	1003 WIPLATE
\$	1003	1013	1014	1004 WIPLATE
\$	1004	1014	1015	1005 WIPLATE
\$	1005	1015	1016	1006 WIPLATE
\$	1006	1016	1017	1007 WIPLATE
\$	1007	1017	1018	1008 WIPLATE
\$	1008	1018	1019	1009 WIPLATE
\$	1009	1019	1020	1010 WIPLATE
\$	1010	1020	1011	1001 WIPLATE
\$	1011	1021	1022	1012 WIPLATE
\$	1012	1022	1023	1013 WIPLATE
\$	1013	1023	1024	1014 WIPLATE
\$	1014	1024	1025	1015 WIPLATE
\$	1015	1025	1026	1016 WIPLATE
\$	1016	1026	1027	1017 WIPLATE
\$	1017	1027	1028	1018 WIPLATE
\$	1018	1028	1029	1019 WIPLATE
\$	1019	1029	1030	1020 WIPLATE
\$	1020	1030	1021	1011 WIPLATE
\$	1021	1031	1032	1022 WIPLATE
\$	1022	1032	1033	1023 WIPLATE
\$	1023	1033	1034	1024 WIPLATE
\$	1024	1034	1035	1025 WIPLATE
\$	1025	1035	1036	1026 WIPLATE
\$	1026	1036	1037	1027 WIPLATE
\$	1027	1037	1038	1028 WIPLATE
\$	1028	1038	1039	1029 WIPLATE
\$	1029	1039	1040	1030 WIPLATE
\$	1030	1040	1031	1021 WIPLATE
\$	1031	1041	1042	1032 WIPLATE
\$	1032	1042	1043	1033 WIPLATE
\$	1033	1043	1044	1034 WIPLATE
\$	1034	1044	1045	1035 WIPLATE
\$	1035	1045	1046	1036 WIPLATE
\$	1036	1046	1047	1037 WIPLATE
\$	1037	1047	1048	1038 WIPLATE
\$	1038	1048	1049	1039 WIPLATE
\$	1039	1049	1050	1040 WIPLATE
\$	1040	1050	1041	1031 WIPLATE
\$	1041	1051	1052	1042 WIPLATE
\$	1042	1052	1053	1043 WIPLATE
\$	1043	1053	1054	1044 WIPLATE
\$	1044	1054	1055	1045 WIPLATE
\$	1045	1055	1056	1046 WIPLATE
\$	1046	1056	1057	1047 WIPLATE
\$	1047	1057	1058	1048 WIPLATE

\$ 1048 1058 1059 1049 WIPLATE
 \$ 1049 1059 1060 1050 WIPLATE
 \$ 1050 1060 1051 1041 WIPLATE
 \$ 1051 1061 1062 1052 WIPLATE
 \$ 1052 1062 1063 1053 WIPLATE
 \$ 1053 1063 1064 1054 WIPLATE
 \$ 1054 1064 1065 1055 WIPLATE
 \$ 1055 1065 1066 1056 WIPLATE
 \$ 1056 1066 1067 1057 WIPLATE
 \$ 1057 1067 1068 1058 WIPLATE
 \$ 1058 1068 1069 1059 WIPLATE
 \$ 1059 1069 1070 1060 WIPLATE
 \$ 1060 1070 1061 1051 WIPLATE
 \$ 1061 1071 1072 1062 WIPLATE
 \$ 1062 1072 1073 1063 WIPLATE
 \$ 1063 1073 1074 1064 WIPLATE
 \$ 1064 1074 1075 1065 WIPLATE
 \$ 1065 1075 1076 1066 WIPLATE
 \$ 1066 1076 1077 1067 WIPLATE
 \$ 1067 1077 1078 1068 WIPLATE
 \$ 1068 1078 1079 1069 WIPLATE
 \$ 1069 1079 1080 1070 WIPLATE
 \$ 1070 1080 1071 1061 WIPLATE
 \$ 1071 1081 1072 WIPLATE
 \$ 1072 1081 1082 WIPLATE
 \$ 1072 1082 1073 WIPLATE
 \$ 1073 1082 1083 WIPLATE
 \$ 1073 1083 1074 WIPLATE
 \$ 1074 1083 1084 WIPLATE
 \$ 1074 1084 1075 WIPLATE
 \$ 1075 1084 1085 WIPLATE
 \$ 1075 1085 1076 WIPLATE
 \$ 1076 1085 1086 WIPLATE
 \$ 1076 1086 1077 WIPLATE
 \$ 1077 1086 1087 WIPLATE
 \$ 1077 1087 1078 WIPLATE
 \$ 1078 1087 1088 WIPLATE
 \$ 1078 1088 1079 WIPLATE
 \$ 1079 1088 1089 WIPLATE
 \$ 1079 1089 1080 WIPLATE
 \$ 1080 1089 1090 WIPLATE
 \$ 1080 1090 1071 WIPLATE
 \$ 1071 1090 1081 WIPLATE
 \$ 1081 1091 1082 WIPLATE
 \$ 1082 1091 1092 WIPLATE
 \$ 1082 1092 1083 WIPLATE
 \$ 1083 1092 1093 WIPLATE
 \$ 1083 1093 1084 WIPLATE
 \$ 1084 1093 1094 WIPLATE
 \$ 1084 1094 1085 WIPLATE
 \$ 1085 1094 1095 WIPLATE
 \$ 1085 1095 1086 WIPLATE
 \$ 1086 1095 1096 WIPLATE
 \$ 1086 1096 1087 WIPLATE
 \$ 1087 1096 1097 WIPLATE
 \$ 1087 1097 1088 WIPLATE
 \$ 1088 1097 1098 WIPLATE
 \$ 1088 1098 1089 WIPLATE
 \$ 1089 1098 1099 WIPLATE
 \$ 1089 1099 1090 WIPLATE
 \$ 1090 1099 1100 WIPLATE


```

$ 1090 1100 1081 WIPLATE
$ 1081 1100 1091 WIPLATE
$ 1091 1101 1092 WIPLATE
$ 1092 1101 1093 WIPLATE
$ 1093 1101 1094 WIPLATE
$ 1094 1101 1095 WIPLATE
$ 1095 1101 1096 WIPLATE
$ 1096 1101 1097 WIPLATE
$ 1097 1101 1098 WIPLATE
$ 1098 1101 1099 WIPLATE
$ 1099 1101 1100 WIPLATE
$ 1100 1101 1091 WIPLATE

```

\$ END ELEMENT INCIDENCES

\$\$

\$\$ MASA DE LA GÓNDOLA

\$\$

\$ ELEMENT INCIDENCES

\$ 3000 MCON WEIGHT 145.0

\$ END ELEMENT INCIDENCES

\$\$

TYPE RIGID PLATE

RIGID BODY INCIDENCES

'RPT' 1051 1052 1061 1060 1041

\$\$

\$\$

UNITS M MTONS

JOINT COORDINATES

\$\$ Nodos de la torre

\$\$

102	0.0000000E+00	2.2710000E+01	0.0000000E+00
103	0.0000000E+00	2.5420000E+01	0.0000000E+00
104	0.0000000E+00	2.8130000E+01	0.0000000E+00
105	0.0000000E+00	3.0840000E+01	0.0000000E+00
106	0.0000000E+00	3.3550000E+01	0.0000000E+00
107	0.0000000E+00	3.6260000E+01	0.0000000E+00
108	0.0000000E+00	3.8970000E+01	0.0000000E+00
109	0.0000000E+00	4.1680000E+01	0.0000000E+00
110	0.0000000E+00	4.4390000E+01	0.0000000E+00
111	0.0000000E+00	4.7100000E+01	0.0000000E+00
112	0.0000000E+00	4.9810000E+01	0.0000000E+00
113	0.0000000E+00	5.2520000E+01	0.0000000E+00
114	0.0000000E+00	5.5230000E+01	0.0000000E+00
115	0.0000000E+00	5.7940000E+01	0.0000000E+00
116	0.0000000E+00	6.0650000E+01	0.0000000E+00
117	0.0000000E+00	6.3360000E+01	0.0000000E+00
118	0.0000000E+00	6.6070000E+01	0.0000000E+00
119	0.0000000E+00	6.8780000E+01	0.0000000E+00
120	0.0000000E+00	7.1490000E+01	0.0000000E+00
121	0.0000000E+00	7.4200000E+01	0.0000000E+00
122	0.0000000E+00	7.6910000E+01	0.0000000E+00
123	0.0000000E+00	7.9620000E+01	0.0000000E+00
124	0.0000000E+00	8.2330000E+01	0.0000000E+00
125	0.0000000E+00	8.5040000E+01	0.0000000E+00

\$ END JOINT COORDIANTES

\$\$

\$\$ MODELO TORRE

\$\$ Cantidad de elementos: 25

\$\$ Ds = 2.50 [m] Diámetro superior torre

\$\$ Di = 4.50 [m] Diámetro inferior torre

\$\$ Hhub = 90.00 [m] Altura de buje

\$\$ Ht = 67.75 [m] Altura torre

\$\$ Dr = 60.00 [m] Diámetro rotor
 \$\$ Cd = 0.80 Coeficiente de arrastre
 \$\$ Espesor varía cada 5 elementos en 2 [mm] desde 20 hasta 12
 \$\$

TYPE SPACE FRAME

MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 4.500 THICK 0.020 \$ -
\$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.800
'T1' 101 102
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 4.417 THICK 0.020 \$ -
\$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.800
'T2' 102 103
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 4.333 THICK 0.020 \$ -
\$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.800
'T3' 103 104
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 4.250 THICK 0.020 \$ -
\$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.800
'T4' 104 105
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 4.167 THICK 0.020 \$ -
\$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.800
'T5' 105 106
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 4.083 THICK 0.018 \$ -
\$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.800
'T6' 106 107
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 4.000 THICK 0.018 \$ -
\$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.800
'T7' 107 108
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 3.917 THICK 0.018 \$ -
\$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.800
'T8' 108 109
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 3.833 THICK 0.018 \$ -
\$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.800
'T9' 109 110
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 3.750 THICK 0.018 \$ -
\$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.800
'T10' 110 111
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 3.667 THICK 0.016 \$ -
\$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.800
'T11' 111 112
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 3.583 THICK 0.016 \$ -
\$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.800
'T12' 112 113
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 3.500 THICK 0.016 \$ -
\$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.800
'T13' 113 114
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 3.417 THICK 0.016 \$ -
\$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.800
'T14' 114 115
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 3.333 THICK 0.016 \$ -
\$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.800
'T15' 115 116
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 3.250 THICK 0.014 \$ -
\$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.800
'T16' 116 117
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 3.167 THICK 0.014 \$ -
\$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.800
'T17' 117 118
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 3.083 THICK 0.014 \$ -
\$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.800
'T18' 118 119
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 3.000 THICK 0.014 \$ -
\$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.800

'T19' 119 120
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 2.917 THICK 0.014 \$ -
\$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.800
'T20' 120 121
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 2.833 THICK 0.012 \$ -
\$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.800
'T21' 121 122
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 2.750 THICK 0.012 \$ -
\$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.800
'T22' 122 123
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 2.667 THICK 0.012 \$ -
\$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.800
'T23' 123 124
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 2.583 THICK 0.012 \$ -
\$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.800
'T24' 124 125
MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES PIPE OD 2.500 THICK 0.012 \$ -
\$ WIND MASS WT/V 7.83 CDWIND 0.800
'T25' 125 1051

\$\$

UNITS M MTONS

JOINT COORDIANTES

\$\$ Nodos Palas (Posición 1)

\$\$

2000	0.000000E+00	9.000000E+01	3.000000E+00
2001	0.000000E+00	1.500000E+02	3.000000E+00
2002	-5.1961524E+01	6.000000E+01	3.000000E+00
2003	5.1961524E+01	6.000000E+01	3.000000E+00

\$ END JOINT COORDIANTES

\$\$

\$\$ Modelo Palas

\$\$ Rotor de 120 [m] de diámetro y 75 [Tonf] de peso (Vestas v120)

\$\$

TYPE SPACE FRAME

MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES VARIABLE \$ -

\$ WIND MASS WT/V 0.9559 CDWIND 0.200

'ASP1' 2000 2001

SEGMENT 1	PIPE	OD 2.670	THIC 0.05	LENGTH 1.730
SEGMENT 2	PIPE	OD 3.003	THIC 0.05	LENGTH 0.934
SEGMENT 3	PIPE	OD 3.337	THIC 0.05	LENGTH 0.934
SEGMENT 4	PIPE	OD 3.670	THIC 0.05	LENGTH 0.934
SEGMENT 5	PIPE	OD 4.003	THIC 0.05	LENGTH 0.934
SEGMENT 6	PIPE	OD 4.337	THIC 0.05	LENGTH 0.934
SEGMENT 7	PIPE	OD 4.670	THIC 0.05	LENGTH 4.000
SEGMENT 8	PIPE	OD 4.358	THIC 0.05	LENGTH 4.133
SEGMENT 9	PIPE	OD 4.047	THIC 0.05	LENGTH 4.133
SEGMENT 10	PIPE	OD 3.735	THIC 0.05	LENGTH 4.133
SEGMENT 11	PIPE	OD 3.423	THIC 0.05	LENGTH 4.133
SEGMENT 12	PIPE	OD 3.112	THIC 0.05	LENGTH 4.133
SEGMENT 13	PIPE	OD 2.800	THIC 0.05	LENGTH 4.133
SEGMENT 14	PIPE	OD 2.488	THIC 0.05	LENGTH 4.133
SEGMENT 15	PIPE	OD 2.177	THIC 0.05	LENGTH 4.133
SEGMENT 16	PIPE	OD 1.865	THIC 0.05	LENGTH 4.133
SEGMENT 17	PIPE	OD 1.553	THIC 0.05	LENGTH 4.133
SEGMENT 18	PIPE	OD 1.242	THIC 0.05	LENGTH 4.133
SEGMENT 19	PIPE	OD 0.930	THIC 0.05	

MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES VARIABLE \$ -

\$ WIND MASS WT/V 0.9559 CDWIND 0.200

'ASP2' 2000 2002

SEGMENT 1	PIPE	OD 2.670	THIC 0.05	LENGTH 1.730
SEGMENT 2	PIPE	OD 3.003	THIC 0.05	LENGTH 0.934

SEGMENT 3 PIPE OD 3.337 THIC 0.05 LENGTH 0.934
 SEGMENT 4 PIPE OD 3.670 THIC 0.05 LENGTH 0.934
 SEGMENT 5 PIPE OD 4.003 THIC 0.05 LENGTH 0.934
 SEGMENT 6 PIPE OD 4.337 THIC 0.05 LENGTH 0.934
 SEGMENT 7 PIPE OD 4.670 THIC 0.05 LENGTH 4.000
 SEGMENT 8 PIPE OD 4.358 THIC 0.05 LENGTH 4.133
 SEGMENT 9 PIPE OD 4.047 THIC 0.05 LENGTH 4.133
 SEGMENT 10 PIPE OD 3.735 THIC 0.05 LENGTH 4.133
 SEGMENT 11 PIPE OD 3.423 THIC 0.05 LENGTH 4.133
 SEGMENT 12 PIPE OD 3.112 THIC 0.05 LENGTH 4.133
 SEGMENT 13 PIPE OD 2.800 THIC 0.05 LENGTH 4.133
 SEGMENT 14 PIPE OD 2.488 THIC 0.05 LENGTH 4.133
 SEGMENT 15 PIPE OD 2.177 THIC 0.05 LENGTH 4.133
 SEGMENT 16 PIPE OD 1.865 THIC 0.05 LENGTH 4.133
 SEGMENT 17 PIPE OD 1.553 THIC 0.05 LENGTH 4.133
 SEGMENT 18 PIPE OD 1.242 THIC 0.05 LENGTH 4.133
 SEGMENT 19 PIPE OD 0.930 THIC 0.05

MEMBER INCIDENCES AND PROPERTIES VARIABLE \$ -
 \$ WIND MASS WT/V 0.9559 CDWIND 0.200

'ASP3' 2000 2003

SEGMENT 1 PIPE OD 2.670 THIC 0.05 LENGTH 1.730
 SEGMENT 2 PIPE OD 3.003 THIC 0.05 LENGTH 0.934
 SEGMENT 3 PIPE OD 3.337 THIC 0.05 LENGTH 0.934
 SEGMENT 4 PIPE OD 3.670 THIC 0.05 LENGTH 0.934
 SEGMENT 5 PIPE OD 4.003 THIC 0.05 LENGTH 0.934
 SEGMENT 6 PIPE OD 4.337 THIC 0.05 LENGTH 0.934
 SEGMENT 7 PIPE OD 4.670 THIC 0.05 LENGTH 4.000
 SEGMENT 8 PIPE OD 4.358 THIC 0.05 LENGTH 4.133
 SEGMENT 9 PIPE OD 4.047 THIC 0.05 LENGTH 4.133
 SEGMENT 10 PIPE OD 3.735 THIC 0.05 LENGTH 4.133
 SEGMENT 11 PIPE OD 3.423 THIC 0.05 LENGTH 4.133
 SEGMENT 12 PIPE OD 3.112 THIC 0.05 LENGTH 4.133
 SEGMENT 13 PIPE OD 2.800 THIC 0.05 LENGTH 4.133
 SEGMENT 14 PIPE OD 2.488 THIC 0.05 LENGTH 4.133
 SEGMENT 15 PIPE OD 2.177 THIC 0.05 LENGTH 4.133
 SEGMENT 16 PIPE OD 1.865 THIC 0.05 LENGTH 4.133
 SEGMENT 17 PIPE OD 1.553 THIC 0.05 LENGTH 4.133
 SEGMENT 18 PIPE OD 1.242 THIC 0.05 LENGTH 4.133
 SEGMENT 19 PIPE OD 0.930 THIC 0.05

\$ END MEMBER INCIDENCES

\$\$

\$\$

\$\$ Variación de Cd con Reynolds (GRANGER)

\$\$

\$ UNITS LBS FEET

\$ MEMBER CMCD ALL MEMBERS CDWATER FRN

\$ CD VERSUS REYNOLDS NUMBER VISCOSITY 2.0E-04

\$ RN 1.000E+05 1.716E+05 2.539E+05 3.056E+05 4.011E+05 4.458E+05 -

\$ 4.433E+05 5.331E+05 6.158E+05 7.329E+05 1.003E+06 1.763E+06 2.970E+06 -

\$ 5.982E+06 1.0E+07

\$ CDRN 1.200 1.187 1.023 0.883 0.606 0.402 0.288 -

\$ 0.290 0.300 0.313 0.351 0.438 0.549 0.822 1.000

\$\$

\$\$ MODELO DE LOS CADENAS DE ANCLAJE

\$\$

\$\$ SELOS modela el sistema de amarre como fuerzas adicionales y puntuales
 \$\$ que dependen de la posición relativa entre el punto de amarre en la
 \$\$ estructura y el punto de anclaje.

\$\$ Se consideran 4 cables con muerto de anclaje por flotador a una
 \$\$ distancia horizontal de 363.5 [m] separados uniformemente abarcando
 \$\$ un ángulo de 30°

\$\$
 UNITS METERS MTONS DEGREES \$ MTNM
 \$ ADDITIONAL FORCES
 \$ 1 FORCE FXZ GAMMA FXZ GROUP 1 LOCATION -391.529 94.081 100.000
 \$ 1 FORCE FXZ GAMMA FXZ GROUP 2 LOCATION -402.531 31.681 100.000
 \$ 1 FORCE FXZ GAMMA FXZ GROUP 3 LOCATION -402.531 -31.681 100.000
 \$ 1 FORCE FXZ GAMMA FXZ GROUP 4 LOCATION -391.529 -94.081 100.000
 \$ 2 FORCE FXZ GAMMA FXZ GROUP 5 LOCATION 277.241 292.033 100.000
 \$ 2 FORCE FXZ GAMMA FXZ GROUP 5 LOCATION 228.702 332.762 100.000
 \$ 2 FORCE FXZ GAMMA FXZ GROUP 5 LOCATION 173.829 364.443 100.000
 \$ 2 FORCE FXZ GAMMA FXZ GROUP 5 LOCATION 114.288 386.114 100.000
 \$ 3 FORCE FXZ GAMMA FXZ GROUP 6 LOCATION 114.288 -386.114 100.000
 \$ 3 FORCE FXZ GAMMA FXZ GROUP 6 LOCATION 173.829 -364.443 100.000
 \$ 3 FORCE FXZ GAMMA FXZ GROUP 6 LOCATION 228.702 -332.762 100.000
 \$ 3 FORCE FXZ GAMMA FXZ GROUP 6 LOCATION 277.241 -292.033 100.000
 \$
 \$\$ Hd = 200 [Tonf]
 \$\$ d = 87.0 [m]
 \$\$ w1 = 74.8 [Kg/m]
 \$\$ w2 = 83.4 [Kg/m]
 \$\$ Modelo Cadenas con Muerto de Anclaje
 \$\$
 \$ TABULAR DATA
 \$ DELX 354.5 361.5 362.5 363.5 363.7 364.0 364.5 365.5 -
 \$ 366.5 367.5 368.5 369.5 370.5 371.5 372.5
 \$ DELZ 80
 \$ FORCE XZ 110.35 130.19 134.28 138.87 139.86 141.38 144.06 149.97 -
 \$ 156.81 164.8 174.32 185.88 200.29 218.85 243.82
 \$ GAMMA XZ -39.351 -34.47 -33.684 -32.87 -32.703 -32.45 -32.023 -31.14 -
 \$ -30.215 -29.244 -28.219 -27.13 -25.965 -24.708 -23.339
 \$ DELZ 81
 \$ FORCE XZ 110.86 131.08 135.27 139.98 140.99 142.56 145.31 151.4 -
 \$ 158.46 166.75 176.65 188.74 203.9 223.6 250.39
 \$ GAMMA XZ -39.36 -34.45 -33.659 -32.838 -32.669 -32.415 -31.983 -
 \$ -31.092 -30.159 -29.177 -28.139 -27.035 -25.852 -24.573 -23.177
 \$ DELZ 83
 \$ FORCE XZ 111.91 132.96 137.36 142.32 143.39 145.04 147.96 154.44 -
 \$ 162 170.93 181.7 195 211.91 234.3 265.52
 \$ GAMMA XZ -39.371 -34.401 -33.597 -32.762 -32.591 -32.332 -31.892 -
 \$ 30.984 -30.03 -29.025 -27.96 -26.824 -25.602 -24.275 -22.82
 \$ DELZ 85
 \$ FORCE XZ 113.02 134.97 139.6 144.85 145.98 147.74 150.84 157.77 -
 \$ 165.89 175.58 187.37 202.12 221.19 246.98 284.03
 \$ GAMMA XZ -39.371 -34.337 -33.52 -32.67 -32.496 -32.232 -31.784 -
 \$ -30.857 -29.881 -28.851 -27.756 -26.584 -25.318 -23.937 -22.415
 \$ DELZ 87
 \$ FORCE XZ 114.19 137.12 142.02 147.59 148.79 150.67 153.98 161.42 -
 \$ 170.2 180.77 193.79 210.3 232.07 262.27 307.19
 \$ GAMMA XZ -39.361 -34.259 -33.427 -32.562 -32.384 -32.115 -31.658 -
 \$ -30.71 -29.71 -28.652 -27.524 -26.311 -24.996 -23.554 -21.959
 \$ DELZ 87.5
 \$ FORCE XZ 114.49 137.69 142.65 148.31 149.53 151.44 154.81 162.39 -
 \$ 171.35 182.17 195.53 212.54 235.09 266.6 313.91
 \$ GAMMA XZ -39.357 -34.237 -33.402 -32.532 -32.354 -32.083 -31.623 -
 \$ -30.669 -29.664 -28.598 -27.461 -26.237 -24.909 -23.451 -21.836
 \$ DELZ 88
 \$ FORCE XZ 114.79 138.26 143.3 149.05 150.29 152.23 155.66 163.38 -
 \$ 172.53 183.6 197.32 214.87 238.25 271.17 321.07
 \$ GAMMA XZ -39.352 -34.214 -33.375 -32.501 -32.322 -32.050 -31.587 -
 \$ -30.628 -29.616 -28.543 -27.396 -26.162 -24.819 -23.344 -21.710
 \$ DELZ 89

\$ FORCE XZ 115.42 139.44 144.64 150.57 151.86 153.86 157.42 165.44 -
 \$ 175 186.61 201.11 219.81 245.02 281.08 336.88
 \$ GAMMA XZ -39.341 -34.165 -33.318 -32.436 -32.254 -31.979 -31.512 -
 \$ -30.541 -29.516 -28.426 -27.261 -26.003 -24.632 -23.121 -21.447
 \$ DELZ 90
 \$ FORCE XZ 116.06 140.67 146.03 152.16 153.49 155.57 159.26 167.61 -
 \$ 177.6 189.82 205.17 225.17 252.47 292.2 355.03
 \$ GAMMA XZ -39.326 -34.112 -33.257 -32.365 -32.182 -31.904 -31.431 -
 \$ -30.448 -29.408 -28.302 -27.116 -25.834 -24.432 -22.884 -21.17
 \$ DELZ 91
 \$ FORCE XZ 116.72 141.95 147.48 153.82 155.21 157.37 161.2 169.9 -
 \$ 180.37 193.24 209.55 231.01 260.72 304.75 375.99
 \$ GAMMA XZ -39.309 -34.055 -33.192 -32.29 -32.105 -31.823 -31.345 -
 \$ -30.349 -29.295 -28.171 -26.963 -25.654 -24.22 -22.633 -20.88
 \$ DELZ 92
 \$ FORCE XZ 117.39 143.28 148.99 155.57 157 159.25 163.24 172.32 -
 \$ 183.31 196.91 214.28 237.4 269.89 319.03 400.35
 \$ GAMMA XZ -39.289 -33.993 -33.121 -32.21 -32.022 -31.738 -31.253 -
 \$ -30.244 -29.174 -28.031 -26.801 -25.464 -23.995 -22.367 -20.578
 \$ DELZ 93
 \$ FORCE XZ 118.09 144.67 150.58 157.4 158.89 161.22 165.38 174.89 -
 \$ 186.44 200.84 219.41 244.42 280.15 335.36 428.79
 \$ GAMMA XZ -39.265 -33.927 -33.046 -32.124 -31.934 -31.646 -31.155 -
 \$ -30.132 -29.046 -27.883 -26.628 -25.261 -23.755 -22.086 -20.267
 \$ DELZ 94
 \$ FORCE XZ 118.81 146.12 152.23 159.32 160.87 163.3 167.64 177.6 -
 \$ 189.78 205.07 224.99 252.17 291.71 354.21 462.09
 \$ GAMMA XZ -39.239 -33.857 -32.966 -32.033 -31.841 -31.549 -31.052 -
 \$ -30.014 -28.91 -27.726 -26.445 -25.046 -23.501 -21.79 -19.952
 \$ DELZ 95
 \$ FORCE XZ 119.55 147.63 153.97 161.34 162.96 165.49 170.03 180.49 -
 \$ 193.35 209.64 231.09 260.78 304.82 376.11 501.04
 \$ GAMMA XZ -39.21 -33.781 -32.881 -31.937 -31.742 -31.446 -30.942 -
 \$ -29.888 -28.766 -27.559 -26.251 -24.818 -23.232 -21.479 -19.637
 \$ DELZ 96
 \$ FORCE XZ 120.31 149.21 155.79 163.46 165.15 167.81 172.56 183.56 -
 \$ 197.18 214.59 237.78 270.39 319.8 401.73 546.39
 \$ GAMMA XZ -39.177 -33.701 -32.79 -31.834 -31.637 -31.337 -30.825 -
 \$ -29.755 -28.613 -27.383 -26.045 -24.575 -22.946 -21.156 -19.331
 \$ DELZ 97
 \$ FORCE XZ 121.09 150.86 157.7 165.7 167.48 170.25 175.24 186.83 -
 \$ 201.3 219.97 245.16 281.2 337.05 431.84 598.68
 \$ GAMMA XZ -39.142 -33.616 -32.694 -31.725 -31.525 -31.221 -30.702 -
 \$ -29.614 -28.451 -27.195 -25.826 -24.318 -22.645 -20.824 -19.041
 \$ DELZ 98
 \$ FORCE XZ 121.9 152.6 159.71 168.07 169.93 172.84 178.09 190.34 -
 \$ 205.75 225.85 253.34 293.44 357.08 467.32 658.16
 \$ GAMMA XZ -39.103 -33.526 -32.592 -31.61 -31.407 -31.098 -30.571 -
 \$ -29.465 -28.28 -26.997 -25.594 -24.044 -22.327 -20.488 -18.778
 \$\$

\$\$ Considerando tanto las fuerzas adicionales como el peso de la
 \$\$ estructura, el equilibrio en reposo se logra cuando el CG está
 \$\$ a 28.485 [m] de la superficie del mar.
 \$\$

UNITS M MTONS

\$ INITIAL CONDITIONS

\$ JNT2	0.0	1.0	0.0
\$ JNT3	0.0	0.0	-1.0
\$ LINEAR DISPLACEMENT CG	0.0	0.0	-28.485

\$\$
 \$\$ Considerando oleaje de período 15 [s], la altura de ola que tiene


```

$$ una probabilidad de ser excedida de 2% es de 3.2 [m]
$$
$ UNITS M SEC
$ WAVE LINEAR WAVID 'SW' HEIGHT 3.2 PERIOD 15. DEPTH 100.0 DIR 0.0
$$
$$ perfil de velocidades del viento extremo
$$
$ WIND DATA
$ DIRECTION 0.0
$ VELOCITY 70.0
$ VARIATION WITH ALTITUDE TABULATED
$ ALTITUDE 0.0 0.2 0.5 1.0 1.5 2.0 5.0 10.0 15.0 20.0 25.0 -
$ 30.0 35.0 40.0 50.0 55.0 60.0 65.0 70.0 75.0 80.0 90.0 -
$ 100.0 120.0 160.0
$ RATIO 0.000 0.511 0.565 0.610 0.637 0.658 0.728 0.785 0.821 0.848 -
$ 0.869 0.886 0.901 0.915 0.937 0.947 0.956 0.965 0.973 0.980 -
$ 0.987 1.000 1.012 1.032 1.065
$$
$$
$ EXECUTE WIND LOAD ANALYSIS ABOVE WAVE TOPS
$ SAVE LOAD
$$ PRINT LOADING TOTALS ONLY LOAD REFERENCE JOINTS 1 2 3
$$
$$ OUTX es un parámetro que define cada cuantos puntos se
$$ generará la salida
$$
$ PRINT MOTION HISTORY DATA
$ EXECUTE RIGID BODY TIME HISTORY ANALYSIS -
$ INTEGRATE MOTION FROM 0.0 TO 150. -
$ MAXIMUM INTERGATING STEP 0.02 -
$ STEP CONTROL FIXED -
$ NO INERTIA FORCES COMPUTED -
$ OUTX 1.0 -
$ SAVE MOTION HISTORY APPEND TO OLD FILE
$$
$ EXECUTE JOINT DISPLACEMENT ANALYSIS PRINT HISTORY -
$ RIGID BODY RESTORE 'TD4C30MA' -
$ JOINT 100 2000
$ EXECUTE JOINT VELOCITY ANALYSIS -
$ RIGID BODY RESTORE 'TD4C30MA'
$ EXECUTE JOINT ACCELERATION ANALYSIS -
$ RIGID BODY RESTORE 'TD4C30MA'
$$
$ SELOS PLOTS
$ OUTPUT UNITS METRIC
$ PLOT TIME HISTORY RESULTS JOB 'TD4C30MA'
$ LINEAR DISPLACEMENT
$ PLOT TIME HISTORY RESULTS JOB 'TD4C30MA'
$ ANGULAR DISPLACEMENT
$ PLOT TIME HISTORY RESULTS JOB 'TD4C30MA'
$ JOINT X DISPLACEMENT RIGID BODY JOINT 2000
$ PLOT TIME HISTORY RESULTS JOB 'TD4C30MA'
$ JOINT X VELOCITY RIGID BODY JOINT 2000
$ PLOT TIME HISTORY RESULTS JOB 'TD4C30MA'
$ JOINT X ACCELERATION RIGID BODY JOINT 2000
$ PLOT TIME HISTORY RESULTS JOB 'TD4C30MA'
$ JOINT Z DISPLACEMENT RIGID BODY JOINT 2000
$ PLOT TIME HISTORY RESULTS JOB 'TD4C30MA'
$ JOINT Z VELOCITY RIGID BODY JOINT 2000
$ PLOT TIME HISTORY RESULTS JOB 'TD4C30MA'
$ JOINT Z ACCELERATION RIGID BODY JOINT 2000

```



```
$$  
$$ PLOT TIME HISTORY RESULTS WAVID 'SW'  
$$ LOAD GROUP 2 INERTIAL FORCE X  
$ PLOT TIME HISTORY RESULTS WAVID 'SW'  
$ LOAD GROUP 1 2 5 6 FORCE RSS  
$$  
$ FINISH
```


ANEXO D

D.1. DETALLE DE LOS MODELOS DE PLATAFORMAS FLOTANTES

A continuación se presentan las dimensiones de las plataformas, tanto en planta como en elevación.

D.1.1. Modelo del Tri-Floater con sistema de amarre catenario simple

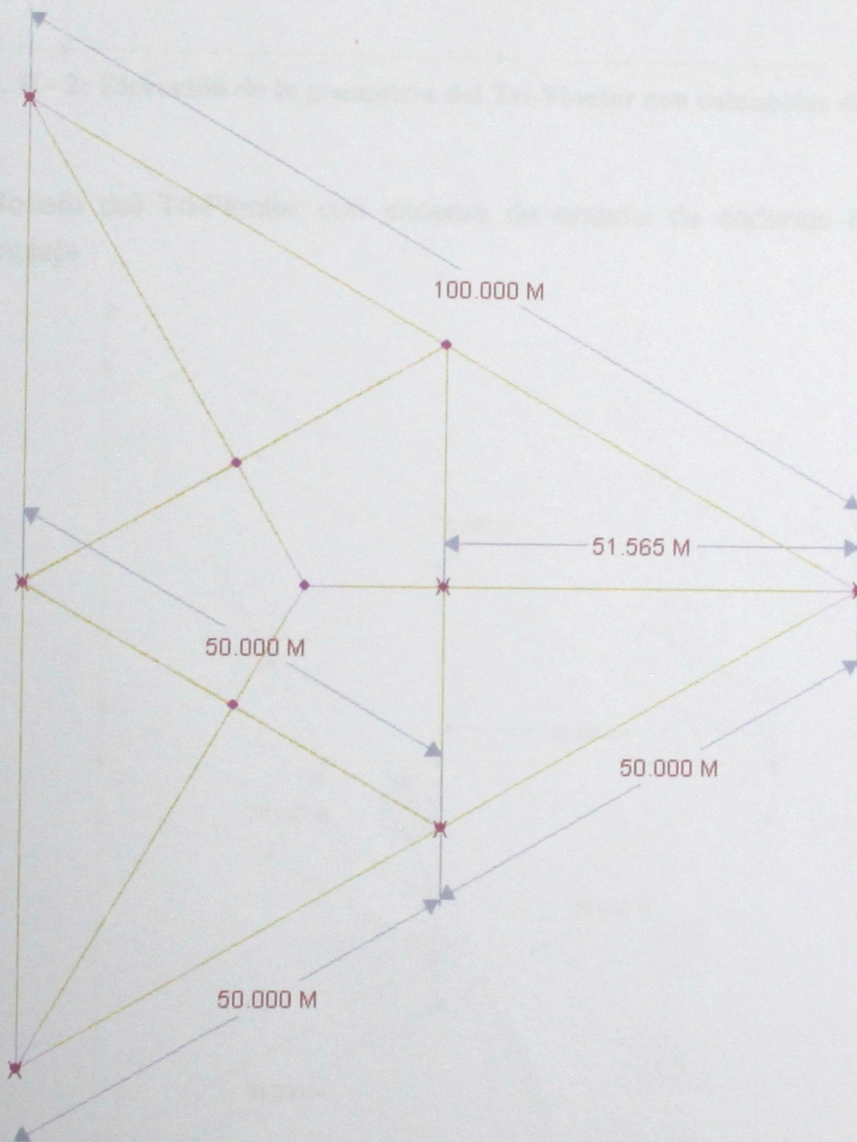


Fig. D - 1: Planta de la geometría del Tri-Floater con catenarias simples

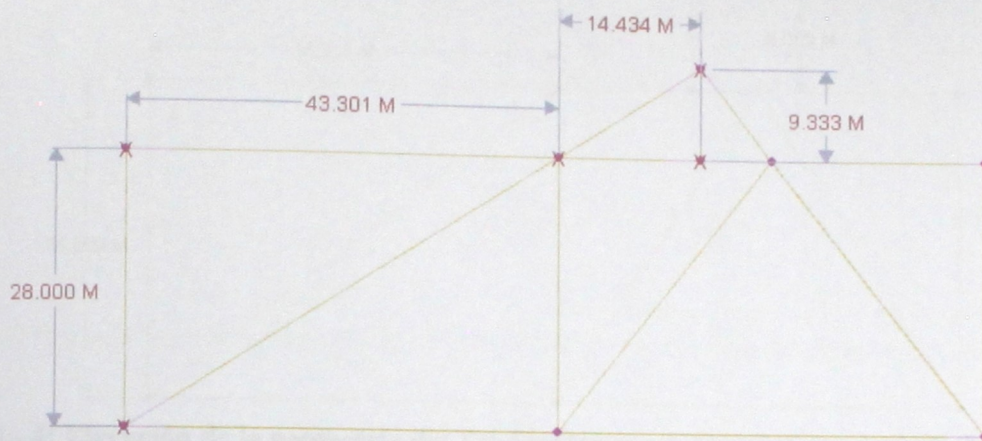


Fig. D - 2: Elevación de la geometría del Tri-Floater con catenarias simples

D.1.2. Modelo del Tri-Floater con sistema de amarre de cadenas con muerto de anclaje

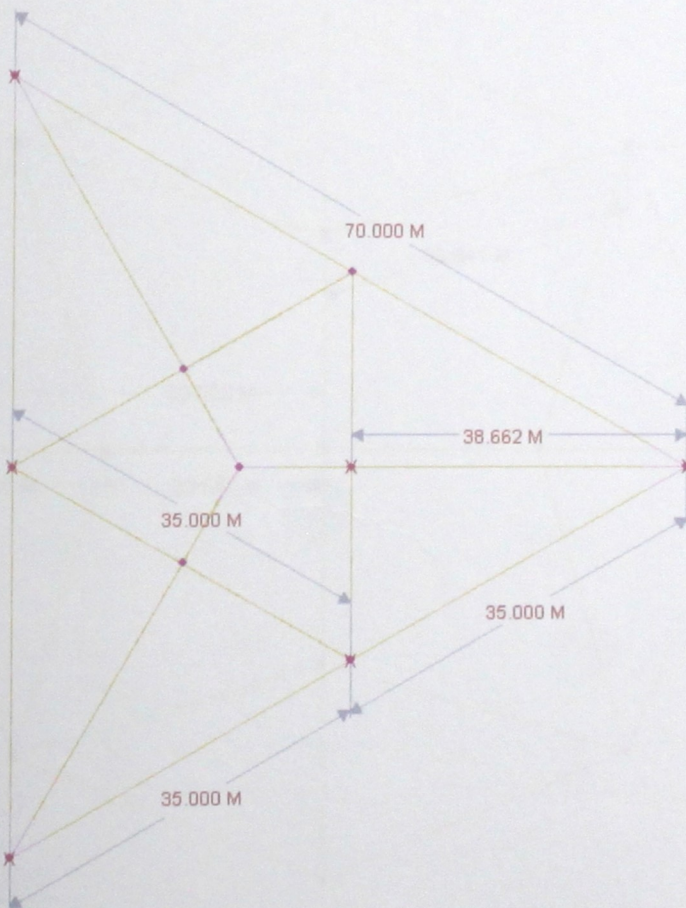


Fig. D - 3: Planta de la geometría del Tri-Floater con catenarias con muerto de anclaje

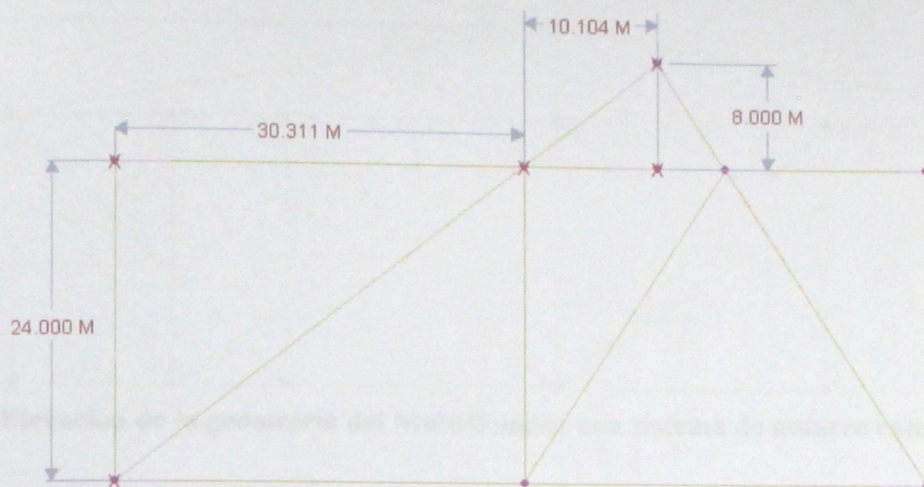


Fig. D - 4: Elevación de la geometría del Tri-Floator con catenarias con muerto de anclaje

D.1.3. Modelo del Multiflotador con sistema de amarre catenario simple

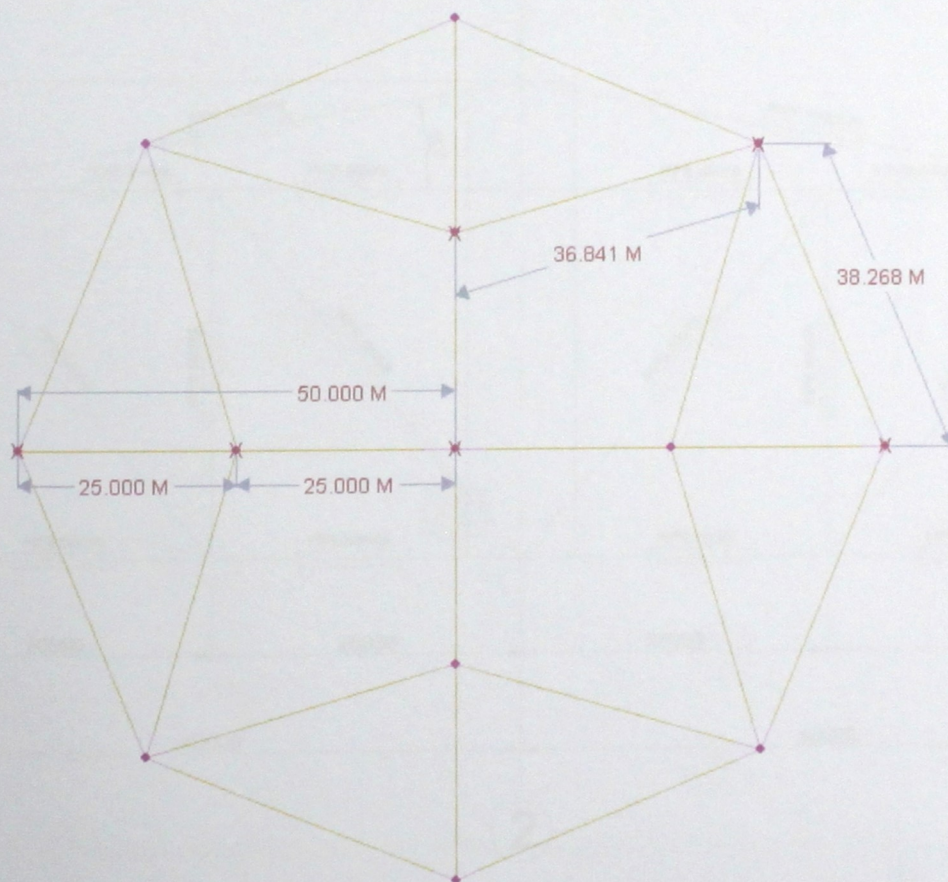


Fig. D - 5: Planta de la geometría del Multiflotador con sistema de amarre catenario simple

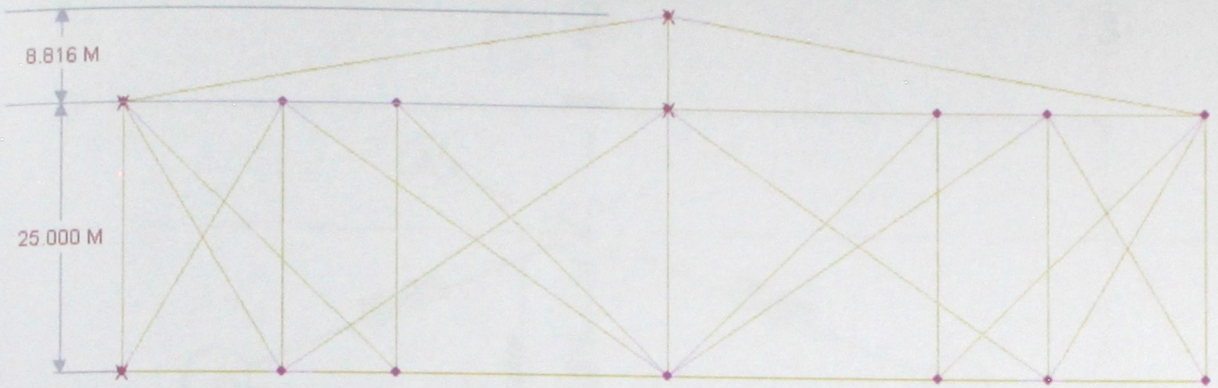


Fig. D - 6: Elevación de la geometría del Multiflotador con sistema de amarre catenario simple

D.1.4. Modelo del Multiflotador con sistema de amarre de cadenas con muerto de anclaje

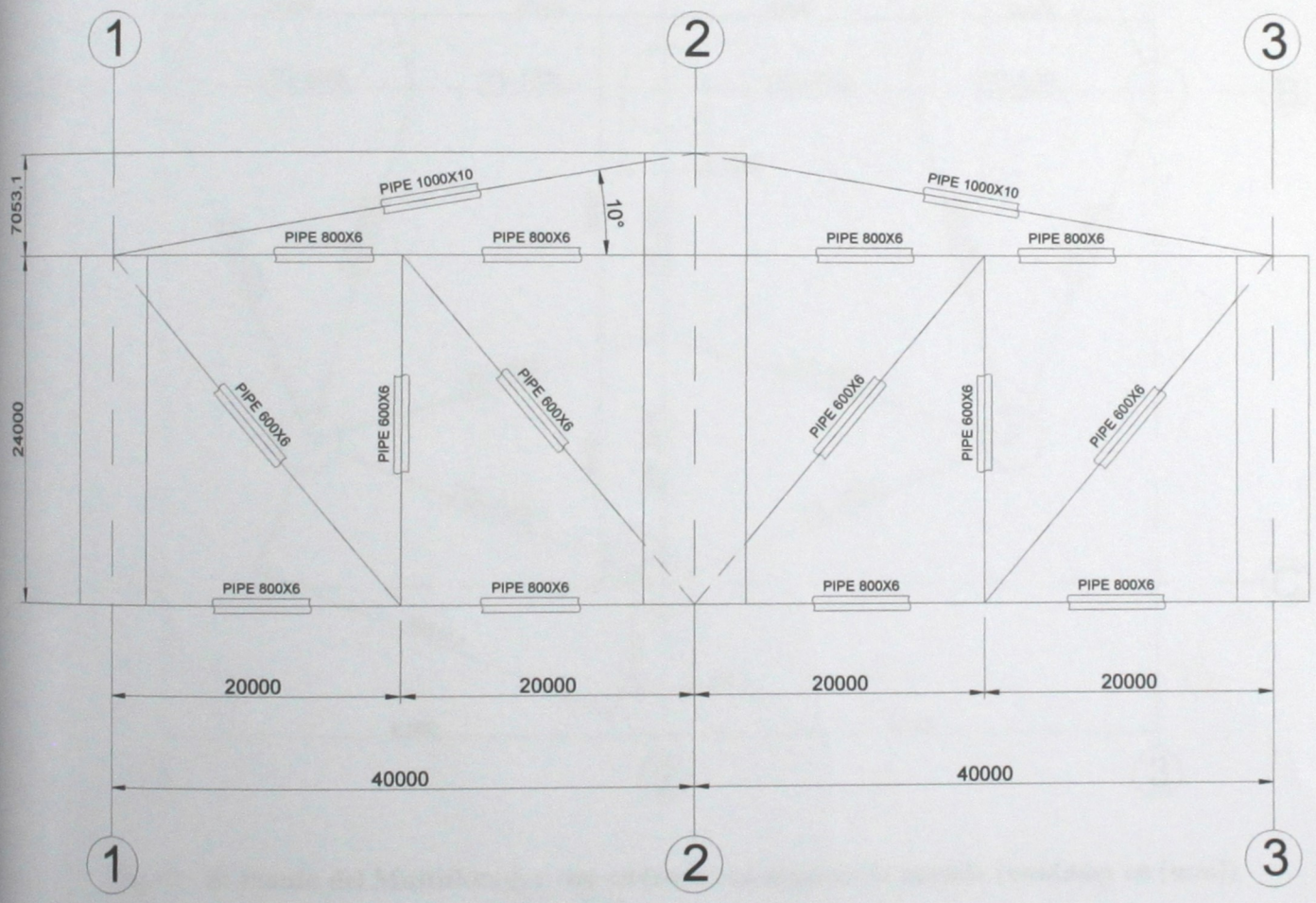


Fig. D - 7: Elevación del eje B del Multiflotador con cadenas con muerto de anclaje (unidades en [mm])

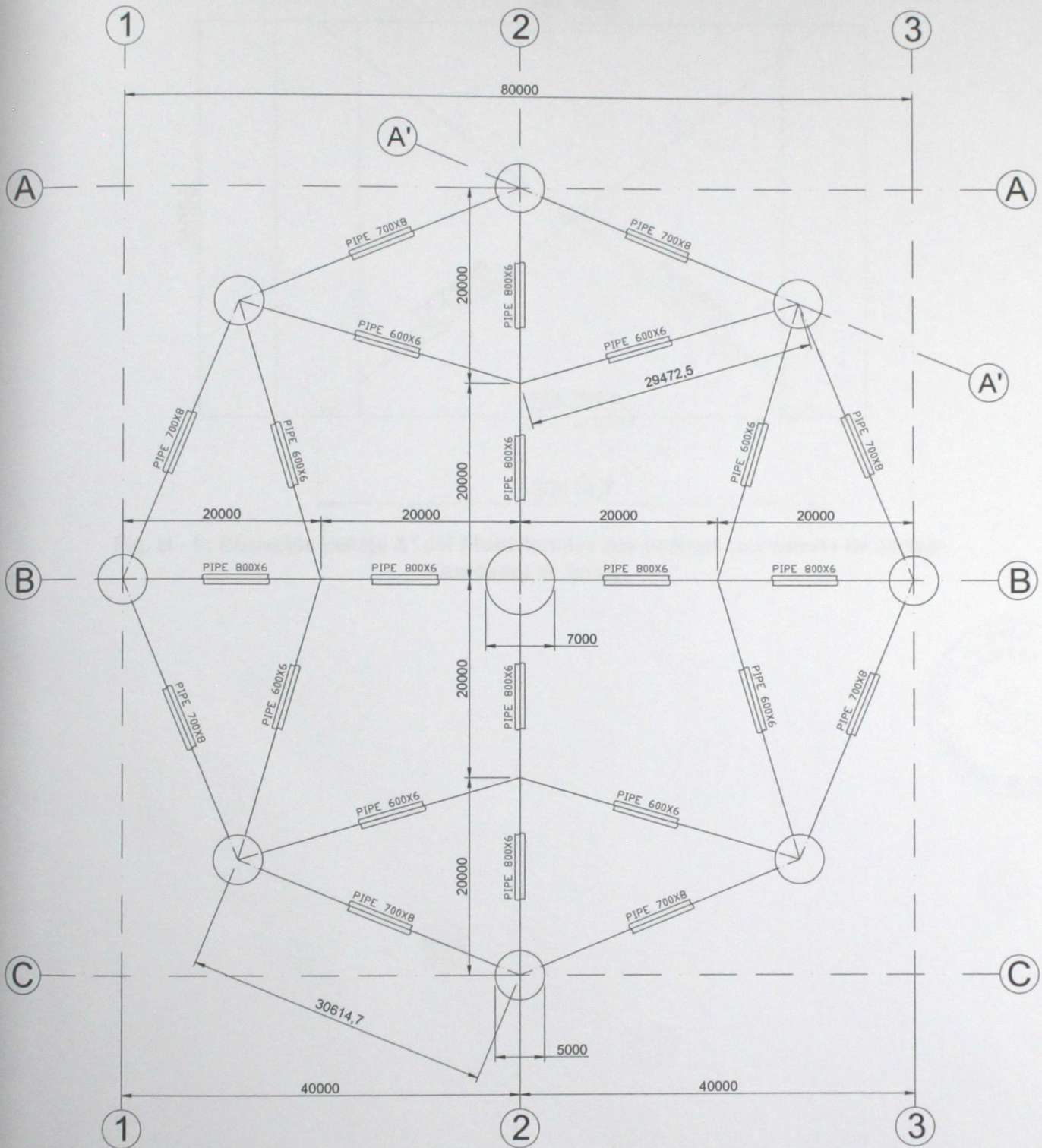


Fig. D - 8: Planta del Multiflotador con cadenas con muerto de anclaje (unidades en [mm])

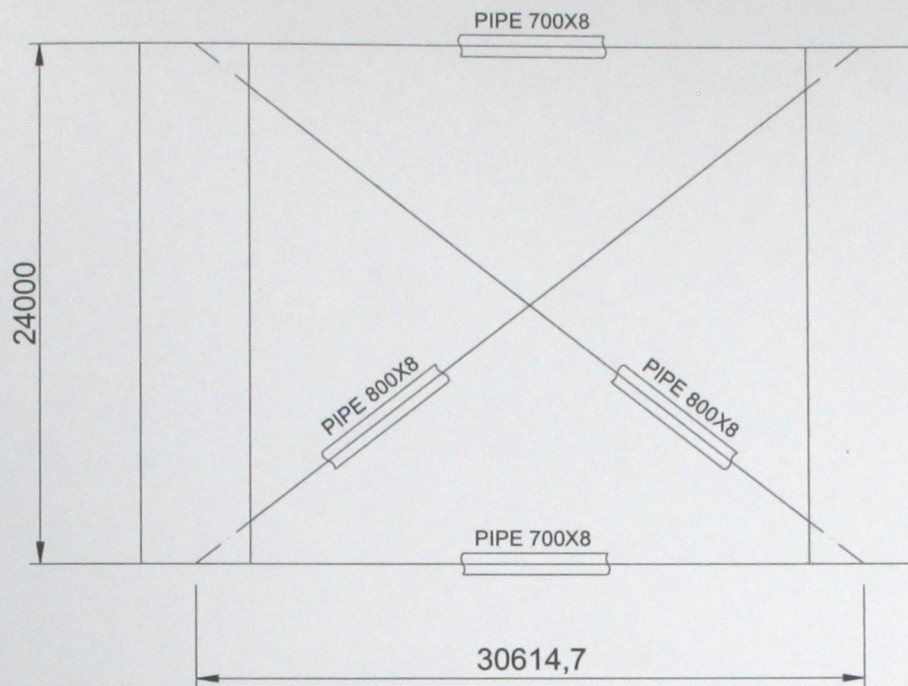


Fig. D - 9: Elevación del eje A' del Multiflotador con cadenas con muerto de anclaje (unidades en [mm])

