



**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID**

**ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR**

**DEPARTAMENTO DE MECÁNICA DE MEDIOS CONTINUOS Y**

**TEORÍA DE ESTRUCTURAS**

**DISEÑO Y CÁLCULO PRELIMINAR  
DE LA TORRE DE UN  
AEROGENERADOR**

**PROYECTO FIN DE CARRERA**

**INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL: MECÁNICA**

Autor: RAQUEL GÁLVEZ ROMÁN

Tutor: ENRIQUE BARBERO POZUELO

JULIO, 2005



# AGRADECIMIENTOS

Quiero dedicar este proyecto...

... a mis padres, por su esfuerzo constante por guiarme en mi camino y su apoyo incondicional a lo largo de estos 24 años.

... a mis hermanos, Javi y Sergio, por aguantarme y aceptarme a pesar de mis defectos y por ser los mejores hermanos que podía tener.

... a mis amigos, por enseñarme con su ejemplo diario el significado y el valor de la amistad; y en especial a Almu, Eva y Ana por haber compartido conmigo tantos momentos buenos y por haber superado juntas los malos.

.... a mi tutor, Enrique Barbero, por darme la oportunidad de realizar este proyecto y por la gran paciencia y dedicación que ha demostrado.

... a todas aquellas personas, compañeros de clase o trabajo, que en algún momento han formado parte de mi vida y me enseñaron importantes lecciones, colaborando así a convertirme en la persona que soy hoy.

... especialmente quiero dedicárselo a Alfonso, por apoyarme constantemente desde el primer día, alentándome en los momentos difíciles, por dedicarme tanta paciencia y cariño, y por su gran corazón.

GRACIAS.

# ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	4
1.1 Motivación.....	4
1.2 Objetivos.....	5
1.3 Descripción del proyecto.....	6
<b>2. ANTECEDENTES</b> .....	8
2.1 Energías renovables.....	8
2.1.1 Introducción.....	8
2.1.2 Energía solar.....	9
2.1.3 Energía hidráulica.....	11
2.1.5 Energía del mar.....	12
2.1.4 Biomasa.....	14
2.1.6 Energía eólica.....	14
2.2 Energía eólica.....	16
2.2.1 Introducción.....	16
2.2.2 Funcionamiento de un aerogenerador.....	19
2.2.3 Tamaño de los aerogeneradores.....	22
2.2.4 Seguridad en aerogeneradores.....	23
2.2.5 Parques eólicos.....	24
a) Selección del emplazamiento de un aerogenerador...24	
b) Potencial eólico.....	25
c) Distribución de los aerogeneradores.....	25
d) Producción de electricidad.....	26
2.2.6 Ventajas de la energía eólica.....	27
2.2.7 Desventajas de la energía eólica.....	29

2.3	Tipologías de los aerogeneradores.....	34
2.3.1	Introducción.....	34
2.3.2	Breve historia del aprovechamiento eólico.....	34
2.3.3	Tipos de turbinas eólicas.....	42
	a) Aerogeneradores de eje vertical.....	42
	b) Aerogeneradores de eje horizontal.....	45
2.3.4	La torre y sus tipologías.....	51
	a) Configuraciones de torre .....	51
	b) Accesibilidad.....	55
	c) Diseño estructural.....	57
	d) Cimentación.....	58
<b>3.</b>	<b>DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....</b>	<b>60</b>
3.1	Introducción.....	60
3.2	Selección del emplazamiento.....	60
3.3	Materiales.....	64
3.4	Geometría y Tipología.....	65
3.5	Potencia y Altura.....	66
3.6	Estado de cargas .....	67
<b>4.</b>	<b>MODELIZACIÓN ANALÍTICA SIMPLIFICADA.....</b>	<b>73</b>
4.1	Introducción.....	73
4.2	Modelo empleado.....	74
	a) Momento flector.....	75
	b) Tensión máxima.....	76
	c) Desplazamiento horizontal.....	77
	d) Desplazamiento vertical.....	77
	e) Pandeo.....	78
	f) Frecuencia natural de la torre.....	84

g) Peso de la torre.....	86
4.3 Resultados Caso I.....	87
a) Torre 1.....	87
b) Torre 2.....	102
4.4 Resultados Caso II.....	115
c) Torre 3.....	116
d) Torre 4.....	127
4.5 Resumen de resultados.....	138
<b>5. MODELIZACIÓN NUMÉRICA.....</b>	<b>139</b>
5.1 Introducción.....	139
5.2 Modelización de la estructura.....	140
5.2.1 Método de elementos finitos (M.E.F.).....	140
5.2.2 Malla utilizada.....	143
5.2.3 Propiedades del material.....	144
5.2.4 Cargas y condiciones de contorno.....	144
5.3 Resultados preliminares.....	147
5.4 Resultados Torre 1.....	149
5.5 Resultados Torre 2.....	157
5.6 Resultados Torre 3.....	164
5.7 Resultados Torre 4.....	171
5.8 Resumen de resultados.....	178
<b>6. RESUMEN DEL PROYECTO.....</b>	<b>179</b>
<b>7. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....</b>	<b>183</b>
7.1 Conclusiones.....	183
7.2 Trabajos futuros.....	184
<b>8. BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>185</b>



# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1 Motivación

Las energías renovables suponen una ventaja principal para el sector industrial energético, y es que ofrecen una alternativa a la producción convencional de energía, una energía limpia e inagotable en crecimiento. Es interesante desarrollar este propósito porque no sólo solventa en gran medida las consecuencias negativas medioambientales, sino que también resuelve la problemática del aumento del consumo energético.

La energía eólica es la más importante de entre todas las renovables, puesto que es la que más tiempo lleva en desarrollo y presenta un mayor crecimiento. La tecnología para el aprovechamiento de la energía del viento ha tenido un extraordinario avance en los últimos veinte años. Hoy, un importante y creciente número de turbinas eólicas del orden del megavatio están en construcción o funcionamiento en varios países de Europa y Norteamérica. Los datos y la experiencia aportados por éstas confirman la rentabilidad y fiabilidad de este tipo de aprovechamiento energético. La energía eólica une a sus características de renovable y no contaminante, la importancia de ser a nivel planetario de una magnitud considerable. En suma se trata de un interesante recurso para la Humanidad. Por esta razón resulta muy atractivo el estudio a fondo de un aerogenerador; de modo que calculando los esfuerzos que sufre la torre se puedan obtener unas dimensiones de la misma tales que soporte dichos esfuerzos. Por este motivo se ha elegido el diseño de la torre de un aerogenerador como objeto de este PFC.

En este proyecto se pretende emplear esta filosofía en el diseño de la torre de un aerogenerador. El aerogenerador es el sistema ideado para la producción de energía a partir del uso de la energía del viento. El aprovechamiento eólico lleva en uso desde hace varios cientos de años, desde las aplicaciones en navegación hasta los distintos tipos de molinos utilizados para moler grano, los cuales tienen principios similares de funcionamiento a los aerogeneradores. Gracias a este desarrollo a lo largo de los años,



las técnicas de hoy en día permiten un máximo aprovechamiento de la energía eólica en los aerogeneradores.

El aerogenerador se compone de tres partes: Torre, rotor y álabes. Las tres partes son elementales en el conjunto pero han de estudiarse por separado; este PFC se centra en el análisis y diseño de la torre.

La torre de un aerogenerador, que oscila generalmente entre 40 y 100 metros de altura, es de vital importancia puesto que es el soporte del sistema. Esto significa que tiene que ser capaz de sostener toda la estructura, aguantando las cargas del viento y los esfuerzos que se producen en la torre a consecuencia de éste y del peso de la góndola. Esto requiere un profundo estudio en el que intervienen elecciones de altura, diámetro, espesor, potencia del aerogenerador, materiales. Todas estas variables influyen de una manera directa en los cálculos realizados para obtener unos resultados satisfactorios en los distintos tipos de torres que se han estudiado.

Aparte de las condiciones de cálculo es interesante señalar que la torre tiene que cumplir unos requisitos muy importantes:

- Ha de ser lo más ligera posible.
- Debe ser de fácil construcción, manejo e instalación.

El transporte de la torre desde la fábrica hasta la zona dónde se efectúe su instalación se realizará por carretera, utilizando un vehículo grande; es evidente que un menor peso facilitará este transporte y la manipulación de la misma. Muy probablemente la zona de montaje sea montañosa o al menos una zona ligeramente accidentada, así que si existen dificultades en su montaje debido a su altura esto lo complica aún más. Además, no sólo ha de instalarse la torre, sino que también hay que montar el rotor con los álabes en la parte superior de la misma. Por último, a pesar de los diferentes materiales y diferentes características de los mismos, menor peso supondrá el menor uso de material posible, cualquiera que sea, por ello también implica menor coste. Por todas estas razones, tanto el peso de la torre como la fabricación orientada a un fácil manejo han de optimizarse.

## 1.2 Objetivos

El objetivo general de este proyecto fin de carrera es el diseño de la torre de un aerogenerador, analizando diversos aspectos que contribuyen a dicho diseño, buscando una solución constructiva en la que la simplicidad y la ligereza sean factores prevaletes. Para cumplir este objetivo se plantean los siguientes análisis:

- Mediante la consulta de un mapa eólico, seleccionar un emplazamiento adecuado para la instalación del aerogenerador y, principalmente, para emplear los datos de viento específicos en el cálculo y diseño de éste.





- Elegir el material más adecuado, así como la geometría y la tipología de la torre, para la construcción y diseño del aerogenerador, buscando la rigidez y la ligereza al mismo tiempo.
- Establecer los tamaños y potencias de los aerogeneradores, de manera que sean eficaces y representativos de los aerogeneradores actuales.
- Definir los estados de carga a los que está sometida el aerogenerador para poder realizar una modelización lo más real posible de la torre.
- Realizar un prediseño de la estructura del aerogenerador para el material seleccionado y considerando los estados de carga definidos como más críticos.
- Comprobar mediante un programa de MEF que las torres finales efectivamente soportan los esfuerzos a los que están sometidas

Para llevar a cabo este proyecto se han seleccionado dos estructuras diferentes de torre: cilíndrica y troncocónica. Con el fin de dar generalidad al estudio y abarcar un rango más amplio de opciones se han seleccionado dos alturas para cada tipo de torre, representativas de aerogeneradores de 500 y 1800 kw. Por tanto, finalmente se diseñan 4 torres diferentes de aerogenerador que comprenden dos torres con distintas geometrías (cilíndrica y troncocónica) que se combinan con dos alturas de torres.

Para cada una de estas torres se realiza el estudio de los esfuerzos que se producen obteniendo al final de este estudio, además de las dimensiones definitivas de las torres, la diferencia de pesos entre ellas, y por tanto la eficacia de las distintas geometrías.

## 1.3 Descripción del proyecto

La documentación y los cálculos realizados en este proyecto, así como los resultados y las conclusiones obtenidas se desarrollan a lo largo de 6 capítulos. A continuación se detalla la información contenida en cada uno de ellos.

El **Capítulo 1** corresponde a esta misma INTRODUCCIÓN.

El **Capítulo 2 ANTECEDENTES**, ofrece una visión general de las energías renovables y sitúa al lector en el contexto de la energía eólica en concreto, como energía más importante. Por supuesto, se profundiza en los aerogeneradores y sus tipologías para procurar una visión concisa y completa antes de comenzar los cálculos.

En el **Capítulo 3 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA**, se pasa a dar forma al problema del PFC, es decir, a determinar los diferentes aspectos que van a caracterizar el aerogenerador en cuestión, entre ellos, la potencia, la altura, geometría, materiales y los estados de carga a los que está sometido.



Ya una vez definido el problema en concreto, en el **Capítulo 4** se realiza una **MODELIZACIÓN ANALÍTICA SIMPLIFICADA**. En ella se calculan los esfuerzos que sufre la estructura, y se determina qué torres son válidas por cumplir todas las condiciones, siendo lo más ligeras posible.

Seguidamente en el **Capítulo 5** se realiza una **MODELIZACIÓN NUMÉRICA** de las torres obtenidas en el apartado anterior. Aquí se comprueba si estos resultados son los válidos y definitivos. Para ello se emplea el programa de elementos finitos CosmosM.

Por último se encuentra el **Capítulo 6 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS** dónde se recogen las conclusiones a las que se ha llegado tras el estudio realizado y se presentan otras actividades que pueden realizarse para completar o hacer más preciso este proyecto.



## 2. ANTECEDENTES

### 2.1 ENERGÍAS RENOVABLES

#### 2.1.1 Introducción

La sociedad europea en general y la española en particular se encuentran sometidas a una serie de profundos cambios que afectan a todos los niveles de la vida económica y social. El espectacular desarrollo tecnológico experimentado, la globalización, la aceleración de la innovación, etc., están generando una serie de cambios que influyen en las tendencias y hábitos de la población.

Dentro de esta situación de cambio cabe destacar un aspecto que podemos denominar como “despertar ambiental” y que podemos entender como un proceso mediante el cual la población comienza a tener conciencia que se ha generado una serie de problemas graves en relación con el medio ambiente natural debido a las nuevas condiciones de vida.

Surge de esta manera una preocupación por la naturaleza, asumiendo como un error que la sociedad se vea separada de la misma, y la considere como una mera fuente de recursos, circunstancia que se ve unida a una preocupación por aspectos tales como la calidad de vida o el deterioro del medio ambiente. Aparece con fuerza la idea de que el hombre, en su contacto con la naturaleza, debe actuar como dueño y custodio, inteligente y noble, y no como explotador y destructor sin ningún reparo.

En este contexto comienza a hablarse de desarrollo sostenible, como aquel conjunto de actuaciones inspiradas en la intención de sintonizar la faceta mercantil, buscando el sistema que permita una producción que preserve la naturaleza, ordenando los territorios y permitiendo un desarrollo integrado.

Esta corriente de cambios y nuevas necesidades afecta a todos los sectores y niveles de la sociedad, pero de modo muy significativo, al capítulo energético. Resulta necesario involucrar y responsabilizar a los ciudadanos en la gestión de la energía, puesto que estudios de la Unión Europea han puesto de manifiesto que no se podrá



llegar a una reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> actuando únicamente sobre la producción de energía, por lo que resulta fundamental orientar las políticas de ahorro energético y conservación del medio ambiente a la sensibilización de la demanda.

En este contexto cada vez cobran mayor fuerza e importancia las energías renovables o energías limpias, que aportan contribuciones beneficiosas a la doble problemática del aumento del consumo y de la protección del medio ambiente, por lo que a pesar de lo incipiente de su estado de desarrollo, constituyen un factor importante que debe ser potenciado y desarrollado.

La sustitución en muchos casos del petróleo y el carbón por gas natural, es un proceso en marcha en los países desarrollados, así como el aumento en la eficiencia de su uso. Debe constatarse que se ha llegado a conseguir una tasa de crecimiento económico constante con una reducción de un 40% en el consumo de energía. Pero este camino tiene un límite impuesto por las leyes de la Física, de forma que no es posible superar ciertos valores para la eficiencia en el uso de la energía, lo que finalmente acaba haciendo necesaria la búsqueda de energías alternativas, eficientes y competitivas económicamente.

Por todo ello surge con fuerza la idea de hacer compatible el desarrollo económico y la preservación del medio ambiente, dentro de lo que se viene en denominar desarrollo sostenible y dónde las energías renovables están llamadas a ocupar un papel de especial relevancia para la consecución en un futuro a corto plazo de los intereses que se pretenden.

A continuación se realizará una breve descripción de las distintas energías renovables que están en uso hoy en día.

### **2.1.2 Energía solar**

El Sol produce constantemente energía electromagnética, que nos llega directamente a la Tierra. Así lo viene haciendo desde hace unos 4500 millones de años y parece que seguirá su producción por varios miles de millones de años más. Esta radiación que llega del Sol es la principal fuente de energía sobre la Tierra y, sin ella, no sería posible la vida. Fuera de la atmósfera se reciben del orden de los 1300 vatios/m<sup>2</sup>, y aunque disminuye sensiblemente al atravesarla (*Figura 2.1*), la cantidad de radiación que alcanza la superficie terrestre es suficientemente elevada como para justificar su aprovechamiento. Para poner de manifiesto la enorme cantidad de energía procedente del Sol se calcula que la que nos llega a la Tierra en 10 semanas de intensidad solar media es equivalente a todas las reservas conocidas de combustibles fósiles. Sin embargo, su utilización ofrece serias dificultades por su estacionalidad, su alternancia día-noche, su dependencia de otras condiciones atmosféricas, su baja densidad y, en muchas aplicaciones, su coste, que dista aún de ser competitivo con los combustibles fósiles.

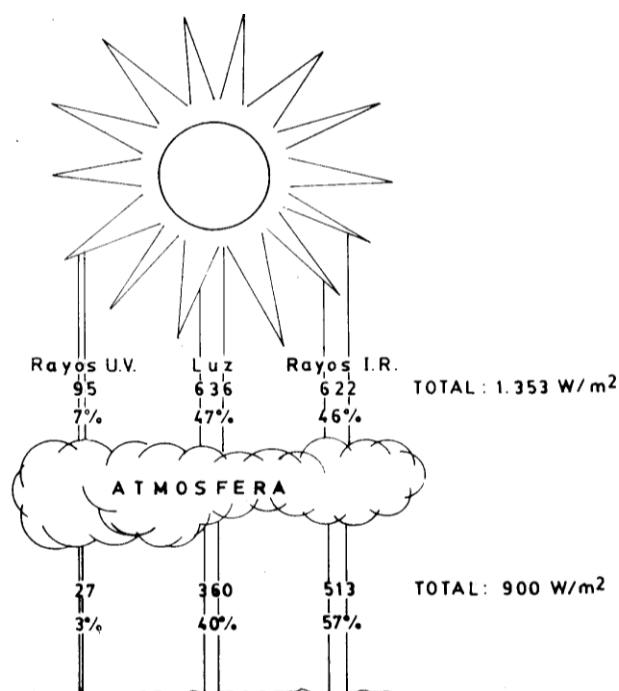


Figura 2.1: Energía solar que atraviesa la atmósfera

El Sol es la principal fuente primaria de energía, que puede ser usada directamente, en sistemas pasivos, así llamados porque no utilizan otra fuente de energía, o en sistemas activos, que usan otra fuente de energía, generalmente eléctrica, empleada para mover el fluido calefactor.

La radiación solar se transforma en energía térmica, con rendimientos del 50 %, utilizando colectores planos o concentradores, o bien en electricidad mediante sistemas fotovoltaicos con rendimientos del 15 % (Figura 2.2). A gran escala, se han construido ya varias plantas térmicas que producen electricidad a partir de un ciclo clásico de vapor alimentado por energía solar.

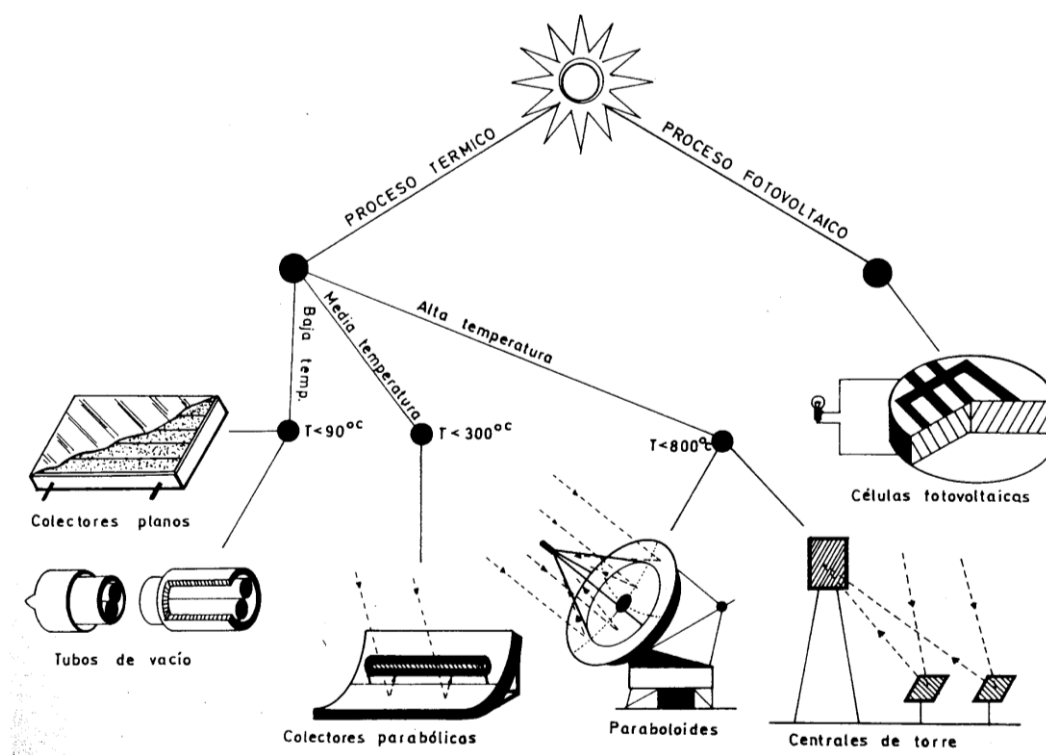


Figura 2.2: Sistemas activos de conversión de la energía solar

Los sistemas solares de calentamiento de agua a baja temperatura se vienen utilizando para usos domésticos e industriales, y aunque la producción de colectores ya se realiza en serie, todavía se requieren elevadas inversiones para instalaciones de este tipo, que con el nivel actual de los precios energéticos sólo llegan a amortizarse en periodos de ocho a nueve años.

Los paneles fotovoltaicos tienen la gran ventaja de producir electricidad, pero sus bajos rendimientos obligan a disponer de grandes espacios, y sus precios son todavía demasiado elevados.

### 2.1.4 Energía hidráulica

El agua almacena energía según las características de su flujo y su posición dentro del campo de la gravedad. Represando el agua, como en la *figura 2.3*, se le obliga a elevar su cota dentro del campo gravitatorio y, con ello, a aumentar su energía potencial, que podrá ser usada mediante una salida controlada. De esta forma, primero se transforma en energía cinética, y posteriormente en energía mecánica y eléctrica.

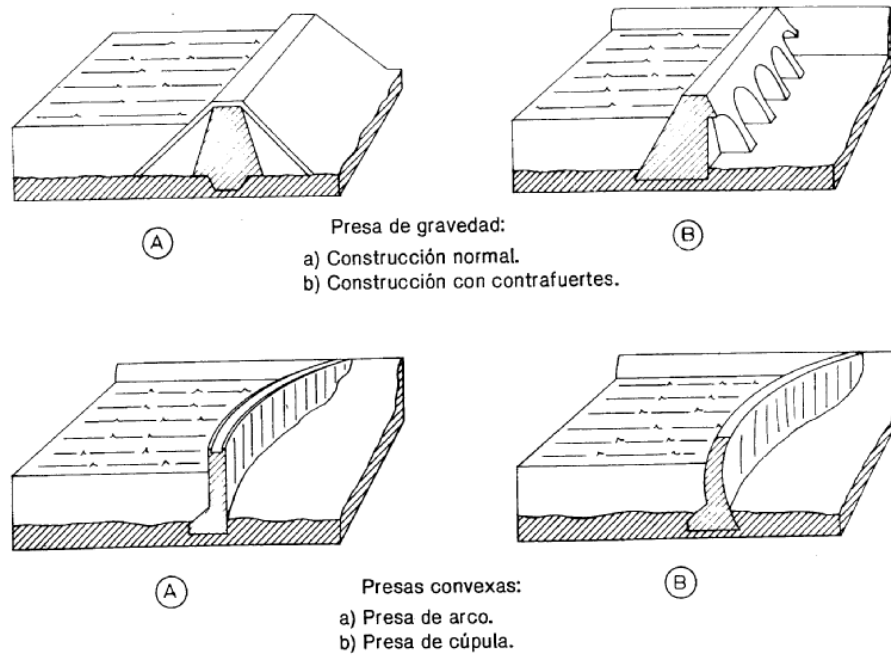


Figura 2.3: Diferentes tipos de presas para la producción de energía hidráulica

Esta fuente de energía puede ser de gran aplicación en los países en vías de desarrollo, pues es fácil encontrar numerosos lugares útiles para la instalación de minicentrales eléctricas, especialmente en zonas montañosas.

### 2.1.5 Energía del mar

La energía contenida en el mar se puede aprovechar de diferentes formas:

- Como energía térmica, utilizando la diferencia de temperaturas entre las aguas de superficie y las aguas profundas, diferencia que en las aguas subtropicales puede alcanzar los 20-30° C, como se indica en la *figura 2.4*.

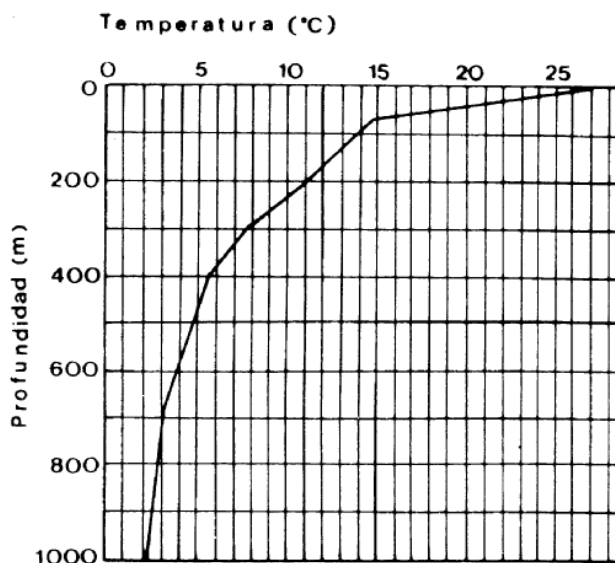


Figura 2.4: Perfil de temperaturas en los mares tropicales

- Como energía mecánica: aprovechando el movimiento de las olas mediante sistemas de boyas flotantes; las corrientes marinas mediante turbinas ancladas en el fondo del mar o el cambio de nivel debido a las mareas (Figura 2.5).

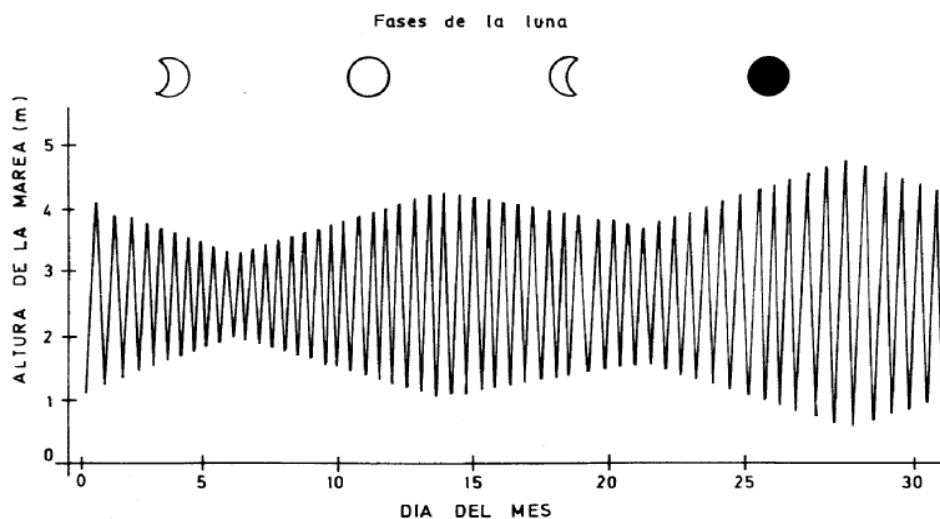


Figura 2.5: Variación mensual de la marea con una curva regular semi-diurna

La forma más eficaz es aprovechar el desnivel producido por las mareas, acumulando agua en los períodos de marea alta y descargándola a través de una turbina cuando la marea está baja.





La energía mareomotriz no está demasiado desarrollada, en parte debido a las elevadas inversiones que se requieren, y en parte a los problemas técnicos asociados a la salinidad del agua del mar, de difícil solución.

### 2.1.3 Biomasa

La biomasa aprovecha los residuos de materia orgánica con elevado contenido de hidratos de carbono.

El nombre genérico de biomasa hace referencia a la sustancia constitutiva de los seres vivos, la cual almacena energía que podrá ser utilizada de diferentes formas y mediante distintos procesos: principalmente combustión, para calentamiento directo o para sistemas de calefacción por aire o por agua, y destilación, para la producción de biocombustibles. También los residuos orgánicos de las ciudades están siendo usados como combustibles en plantas de generación de electricidad mediante turbinas de gas, de forma similar a las que queman carbón o gas natural. Los distintos procesos se muestran en la *figura 2.6*.

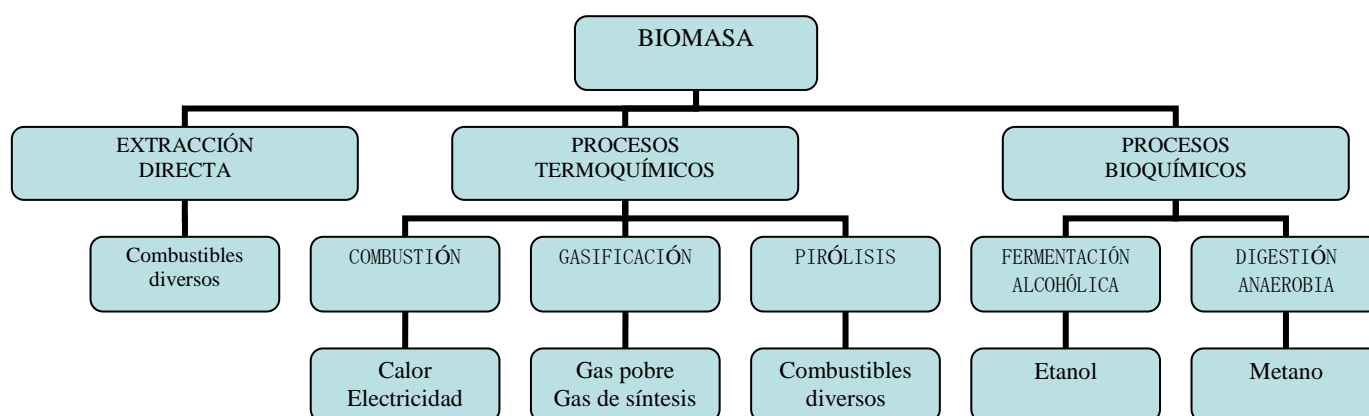


Figura 2.6: Procesos de transformación de biomasa en energía.

Aunque la cantidad de residuos que se producen es considerable (0.1 t/año en los países poco desarrollados y 0.25 t/año en los más avanzados), las posibilidades de este recurso energético son limitadas y sólo presentan cierto interés en zonas rurales.

### 2.1.6 Energía eólica

Esta energía, debida al viento, también tiene su origen último en el Sol, ya que se origina por el diferente calentamiento de las distintas zonas de la atmósfera, dando lugar a masas de aire de diferente densidad, lo que hace descender a las más densas y elevarse



las más ligeras, como se señala en la *figura 2.7*. Sobre ese movimiento también inciden el de rotación de la Tierra y la configuración orográfica de su superficie. La gran inercia térmica del agua hace que los mares se calienten o enfríen más lentamente que la tierra, lo que también es causa de las brisas. De esta energía se hablará más detalladamente en los siguientes capítulos, dado que es en la que se ha centrado este PFC.

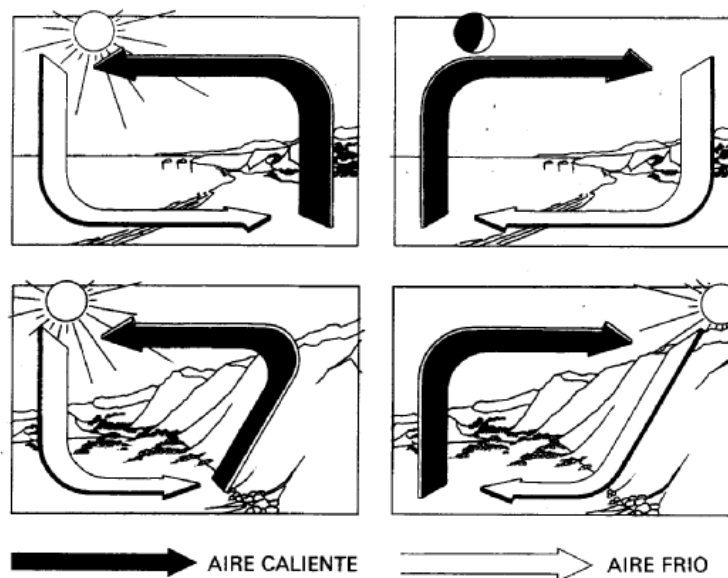


Figura 2.7: Esquema de circulación de aire producido por las diferencias de insolación recibidas



## 2.2 ENERGÍA EÓLICA

### 2.2.1 Introducción

La energía eólica es una forma de energía solar. Cuando áreas de la tierra se calientan el aire caliente sube y masas de aire frío corren para reemplazarlo. Ese aire en movimiento, el Viento, es capaz de producir energía eléctrica mediante un dispositivo mecánico complejo, el cual es objeto de este PFC, y por tanto será detallado a posteriori, un aerogenerador. Así, estamos ante la *Energía Eólica*.

Se estima que la energía contenida en los vientos es aproximadamente el 2% del total de la energía solar que alcanza la tierra, lo que supone casi dos billones de toneladas equivalentes de petróleo al año (200 veces mayor de la que consumen todos los países del planeta), aunque en la práctica solamente podría ser utilizada una parte muy pequeña de esa cifra, por su aleatoriedad y dispersión, del orden del 5%. La cantidad de energía que ello representa hace de la energía eólica una de las fuentes de energía renovables con mayor potencial.

Las diferencias de insolación entre distintos puntos del planeta generan diferentes áreas térmicas, y los desequilibrios de temperaturas se traducen en variaciones de presión. El aire, como cualquier gas, se mueve desde las zonas de alta presión a las de baja presión. Durante el día, el agua de los océanos permanece relativamente más fría que la superficie terrestre. De la radiación solar que incide sobre la superficie del agua se emplea parte en calentamiento, y parte en evaporación; pero debido a la gran capacidad del agua para absorber calor, la temperatura en las capas superficiales apenas varía y lo mismo ocurre con la temperatura del aire que se encuentra en contacto con ellas. Sobre la tierra, en cambio, la radiación solar que se recibe sobre el suelo se traduce en una elevación de la temperatura, tanto de la corteza terrestre como del aire circundante. El aire caliente se dilata, pierde presión y es remplazado por el aire fresco que viene del mar. Durante la noche el ciclo se invierte. La corteza se enfría más rápidamente, mientras que el agua del mar conserva mejor el calor acumulado a lo largo del día. En las montañas ocurre un proceso parecido. Unas laderas reciben más insolación que otras, en función de su orientación y pendiente. El calentamiento del suelo es desigual, y los desplazamientos del aire tienden a compensar las diferencias de presión.



A escala planetaria, la zona ecuatorial recibe la máxima radiación solar, mientras que en las zonas polares apenas se perciben sus efectos. En una Tierra sin rotación (*Figura 2.8*), las diferencias térmicas y de presión entre la zona ecuatorial y las polares producirían un movimiento circulatorio del aire. Sin embargo, al considerar el movimiento de rotación de la Tierra (*Figura 2.9*), el modelo de circulación global del aire sobre el plante se complica. En el hemisferio norte, el movimiento del aire en las capas altas de la atmósfera tiende a desviarse hacia el este, por efecto de las fuerzas de inercia de Coriolis, y en las capas bajas tiende a desviarse hacia el oeste. En el hemisferio sur ocurre al contrario.

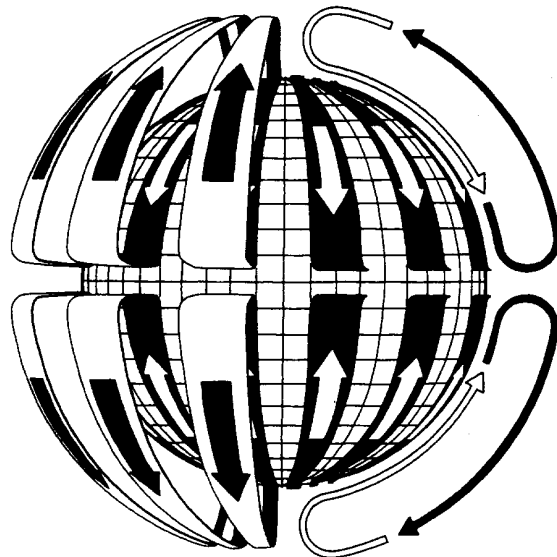


Figura 2.8: Esquema de circulación del aire a escala planetaria en un sistema sin rotación, en el que sólo se produce un circuito por hemisferio

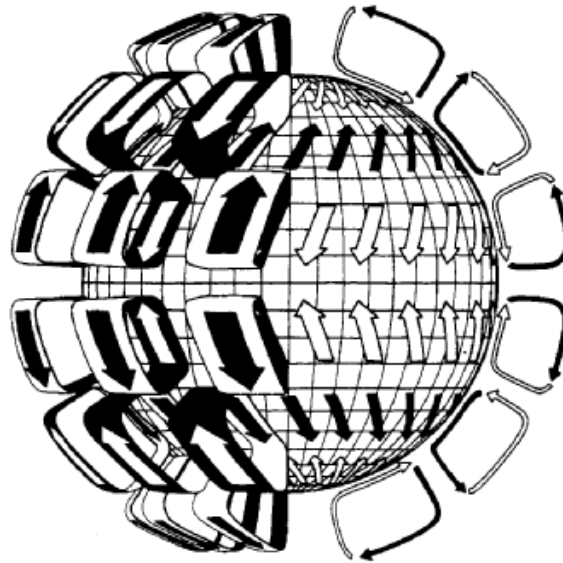


Figura 2.9: Esquema de circulación del aire a escala planetaria en un sistema rotacional, en el que se producen tres circuitos independientes por cada hemisferio

Desde un punto de vista práctico, es el contenido energético del viento lo que interesa aprovechar. Con respecto a ello hay que decir que la cantidad de energía que posee el viento varía con el cubo de la velocidad media del viento. O lo que es lo mismo, la energía cinética de una masa de aire que se desplaza viene determinada por la llamada <<Ley del cubo>>.

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

Siendo: E = energía por unidad de tiempo (W, vatios)

A = área interceptada (m<sup>2</sup>)

$\rho$  = densidad del aire (Kg./m<sup>3</sup>)

v = velocidad del viento (m/s)

El contenido energético del viento depende de la densidad del aire y de su velocidad. La mejor forma de medir la velocidad del viento en una futura localización de una turbina eólica es situar un anemómetro en el extremo superior de un mástil que tenga la misma altura que la altura de buje esperada de la turbina que se va a utilizar. Esto evita la incertidumbre que conlleva tener que calcular la velocidad del viento a una altura diferente.



## 2.2.2 Elementos de un aerogenerador

Los componentes de un aerogenerador son, como se muestran en la *figura 2.10*, los siguientes:

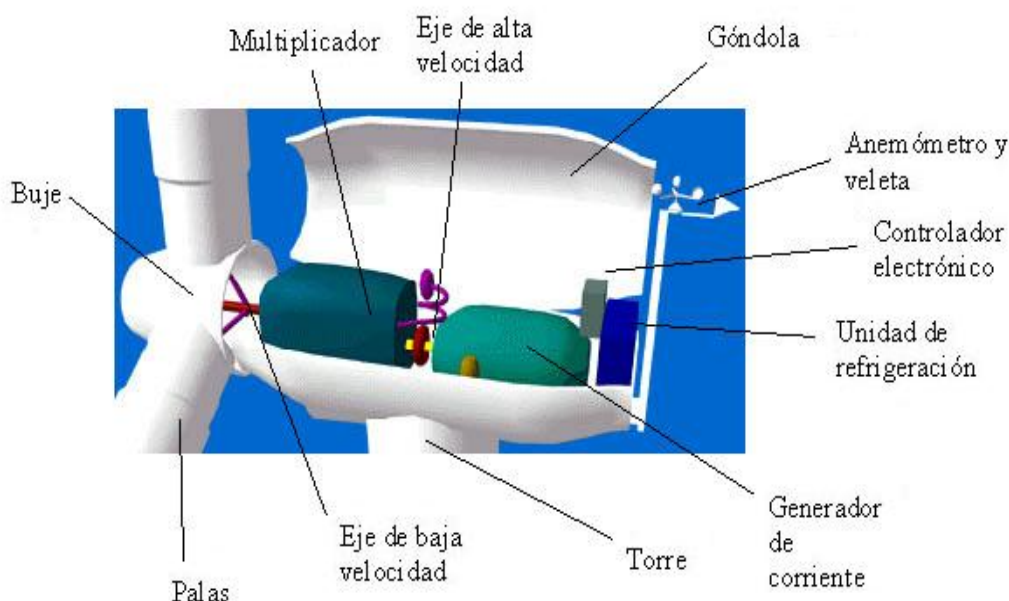


Figura 2.10: Componentes de un aerogenerador  
Fuente: [www.windpower.org/es/tour](http://www.windpower.org/es/tour)

- **La góndola:**

Contiene los componentes clave del aerogenerador, incluyendo el multiplicador y el generador eléctrico. El personal de servicio puede entrar en la góndola desde la torre de la turbina. A la izquierda de la góndola de la figura se encuentra el rotor del aerogenerador, es decir, las palas y el buje.

- **El rotor y las palas del rotor:**

En la mayoría de los casos el rotor se encuentra situado a barlovento de la torre. Esta ubicación presenta la ventaja de reducir las cargas de fatiga al reducir el efecto sombra de la torre y evitar el ruido aerodinámico producido por las palas cuando el rotor se sitúa a sotavento.

Los materiales que tradicionalmente se han utilizado en la fabricación de las palas de los aerogeneradores (madera, acero, aluminio) se han visto desplazados por la utilización de plásticos y concretamente de materiales compuestos. En particular existe una tendencia clara hacia el uso de materiales como la fibra de vidrio-poliéster y fibra



de vidrio-epoxy, apareciendo también palas de laminados madera-epoxy, que han demostrado también tener unas buenas características a fatiga. El perfil de las mismas está diseñado para un óptimo aprovechamiento de los vientos suaves. La inclinación de las palas respecto al plano de incidencia del viento varía con la velocidad del viento, lo que protege al equipo en caso de velocidades eólicas peligrosas. Capturan el viento y transmiten su potencia hacia el buje. Las palas de los aerogeneradores son bastante grandes y su diseño es muy parecido al del ala de un avión. Así por ejemplo, para un aerogenerador de 600 kW, cada pala mide alrededor de 20 metros de longitud.

- **El buje:**

Existe una tendencia generalizada hacia las máquinas tripala, que representan más del 90 % de los aerogeneradores instalados. Como consecuencia colateral, los bujes son mayoritariamente fijos, reservando la opción de bujes basculantes para los aerogeneradores bipala y monopalas, donde resulta obligada su utilización. El buje del rotor está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador.

- **El eje de baja velocidad:**

Conecta el buje del rotor al multiplicador. El eje contiene conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos. En el caso del aerogenerador citado anteriormente una velocidad típica suele ser de entre 20 y 30 r.p.m.

- **El multiplicador**

Tiene a un lado el eje de baja velocidad. Permite que el eje de alta velocidad, que está en el lado contrario gire mucho más rápido que el eje de baja velocidad. En el aerogenerador de referencia de 600 kW, el multiplicador hace que el eje de alta velocidad gire aproximadamente 50 veces más rápido que el eje de baja velocidad.

- **El eje de alta velocidad**

Su rango de giro es elevado, lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina. En el citado aerogenerador de referencia el rango de giro es de 1500 r.p.m.

- **El generador eléctrico**

Es donde el movimiento mecánico del rotor se transforma en energía eléctrica. Suele ser un generador asíncrono o de inducción. En los aerogeneradores modernos la potencia máxima suele estar entre 500 y 1.500 kW.



- **Sistema de regulación de potencia**

Los aerogeneradores están diseñados para producir energía eléctrica de la forma más barata posible. Así pues, están diseñados generalmente para rendir al máximo a velocidades alrededor de 15 m/s. Es mejor no diseñar aerogeneradores que maximicen su rendimiento a vientos más fuertes, ya que los vientos tan fuertes no son comunes. En el caso de vientos más fuertes es necesario gastar parte del exceso de la energía del viento para evitar daños en el aerogenerador. En consecuencia todos los aerogeneradores están diseñados con algún tipo de control de potencia.

- **El controlador electrónico**

Es un ordenador que continuamente monitoriza las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación. En caso de cualquier disfunción (por ejemplo, un sobrecalentamiento en el multiplicador o en el generador), automáticamente detiene el aerogenerador y llama al ordenador del operario encargado de la turbina a través de un enlace telefónico mediante módem.

- **La unidad de refrigeración**

Los generadores necesitan refrigeración durante su funcionamiento. En la mayoría de las turbinas, la refrigeración se lleva a cabo mediante encapsulamiento del generador en un conducto, utilizando un gran ventilador para la refrigeración por aire. Además contiene una unidad refrigerante por aceite empleada para enfriar el aceite del multiplicador. Algunas turbinas tienen generadores refrigerados por agua. Los generadores refrigerados por agua pueden ser construidos de forma más compacta, lo que también les dota de algunas ventajas en cuanto a rendimiento eléctrico se refiere, aunque precisan de un radiador en la góndola para eliminar el calor del sistema de refrigeración.

- **El mecanismo de orientación**

El mecanismo de orientación de un aerogenerador se utiliza para girar el rotor de la turbina contra el viento. Casi todos los aerogeneradores de eje horizontal emplean orientación forzada, es decir, utilizan un mecanismo que mantiene la turbina orientada contra el viento mediante motores eléctricos y multiplicadores. Casi todos los fabricantes de rotor a barlovento prefieren frenar el mecanismo de orientación cuando no está siendo utilizado. El mecanismo de orientación se activa por un controlador electrónico que vigila la posición de la veleta de la turbina varias veces por segundo cuando la turbina está girando.





- **El anemómetro y la veleta**

Las señales electrónicas de anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectarlo cuando el viento alcanza aproximadamente 5 m/s. El ordenador parará el aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede de 25 m/s, con el fin de proteger a la turbina y sus alrededores. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico para girar el aerogenerador en contra del viento, utilizando el mecanismo de orientación.

- **La torre**

La torre soporta la góndola y el rotor. Generalmente es una ventaja disponer de una torre alta, dado que la velocidad del viento aumenta conforme nos alejamos del nivel del suelo. Por otro lado el mayor coste de la torre (asociado a su mayor altura y resistencia estructural), hace que exista un compromiso de diseño. Como referencia se puede señalar que la turbina anteriormente citada de 600 kW tendrá una torre de 40 a 60 metros (la altura de un edificio de 13 a 20 plantas).

Las torres pueden ser bien torres tubulares o torres de celosía. La principal ventaja de las torres de celosía es que son más baratas, sin embargo, la mayoría de las torres son de tipo tubular autoportante en acero, debido a su gran solidez y a su menor impacto visual. La optimización estructural de éstas últimas conduce a la forma troncocónica, con una reducción gradual del diámetro desde la base hasta la góndola, aunque ello repercute en mayor complejidad de fabricación y coste superior. Por otro lado, estas torres tubulares son más seguras para el personal de mantenimiento de las turbinas, frente a las de celosía, ya que pueden usar una escalera interior para acceder a la parte superior de la turbina.

### **2.2.3 Tamaño de los aerogeneradores**

La potencia producida aumenta con el área de barrido del rotor. El área del disco cubierto por el rotor (y, por supuesto, las velocidades del viento) determina cuánta energía se puede coleccionar en un año. La *figura 2.11* da una idea de los tamaños de rotor en aerogeneradores. Como referencia se puede señalar que una turbina típica con el aerogenerador de 600 kW suele tener un rotor de unos 44 m de diámetro.

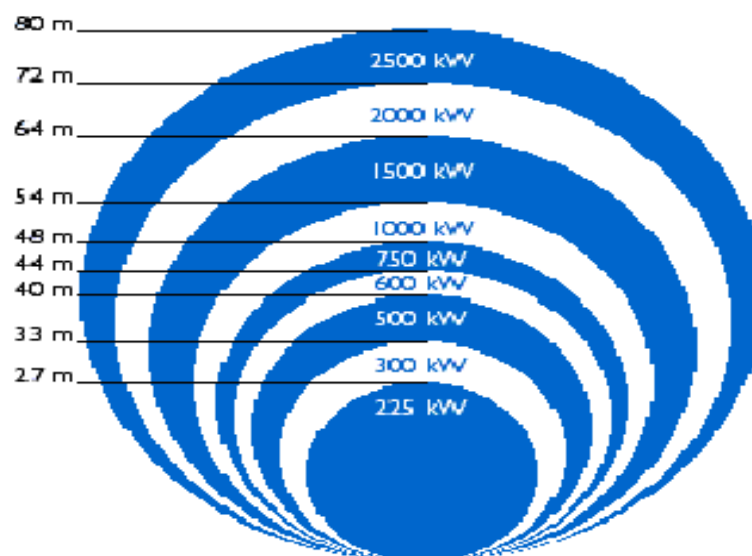


Figura 2.11: Tamaños de rotores en función de la potencia del aerogenerador  
Fuente: [www.windpower.org/es/tour](http://www.windpower.org/es/tour)

Si se dobla el diámetro del rotor, se obtendrá un área cuatro veces mayor. Esto significa que también obtendrá del rotor una potencia disponible cuatro veces mayor. Los diámetros de rotor pueden variar algo respecto a las cifras dadas en la figura, ya que muchos de los fabricantes optimizan sus máquinas ajustándolas a las condiciones de viento locales.

## 2.2.4 Seguridad en aerogeneradores

Los componentes de un aerogenerador están diseñados para durar 20 años. Esto significa que tendrán que resistir más de 120.000 horas de funcionamiento, a menudo bajo condiciones climáticas adversas. Si se compara con un motor de automóvil, este solo funcionará durante unas 5000 horas a lo largo de su vida útil. Los grandes aerogeneradores están equipados con diversos dispositivos de seguridad que garantizan un funcionamiento seguro durante su vida útil.

Uno de los más clásicos y simples dispositivos de seguridad es el sensor de vibraciones. Consiste simplemente en una bola que reposa sobre un anillo. La bola está conectada a un interruptor a través de una cadena, si la turbina empieza a vibrar, la bola se caerá del anillo sobre el que reposa y desconectará la turbina. Existen muchos otros sensores en la góndola, como termostatos que controlan la temperatura del aceite en el multiplicador y la temperatura del aerogenerador, etc.



## 2.2.5 Parques eólicos

La promoción de un parque eólico exige la elaboración de diferentes criterios. En primer lugar se ha de hacer la selección del emplazamiento, con todo lo que ello conlleva sobre disponibilidad de terrenos, acceso y complejidad de los mismos. Se ha de estudiar el potencial eólico en la zona y la distribución de los aerogeneradores para un óptimo aprovechamiento de éste, y, de este modo, producir la mayor cantidad de electricidad posible. De todo ello se habla a continuación.

También han de realizarse estudios sobre impacto socioeconómico en la zona e impacto ambiental.

### a) Selección del emplazamiento de un aerogenerador

El solo hecho de observar la naturaleza resulta de excelente ayuda para encontrar un emplazamiento apropiado para el aerogenerador. Los árboles y matorrales de la zona ofrecen una buena pista para saber cuál es la dirección de viento dominante.

Al moverse a lo largo de un litoral accidentado, se observa que siglos de erosión han trabajado en una dirección en particular. Los datos meteorológicos, obtenidos en forma de rosa de los vientos durante un plazo de 30 años, serán probablemente la mejor guía, aunque rara vez estos datos son recogidos directamente en su emplazamiento, por lo que hay que ser muy prudente al utilizarlos. Si ya existen aerogeneradores en esa área, sus resultados de producción constituyen una guía excelente de las condiciones de viento locales. En países como en Dinamarca, España y Alemania, en los que a menudo se encuentra un gran número de aerogeneradores dispersos por el campo, los fabricantes pueden ofrecer resultados garantizados basándose en cálculos eólicos realizados en el emplazamiento.

Para localizar un buen emplazamiento se debe tener un conocimiento lo más amplio posible de la dirección de viento dominante, así como los mínimos obstáculos y una rugosidad lo más baja posible en dicha dirección. Si se encuentra una colina redondeada para situar las turbinas, es posible incluso conseguir además un efecto acelerador.

En cualquier proyecto de aerogenerador debe tenerse en cuenta la viabilidad tanto de realizar las cimentaciones de las turbinas como de construir carreteras que permitan la llegada de camiones pesados hasta el emplazamiento, como se muestra en la *figura 2.12*.



Figura 2.12 Acceso a un parque eólico

### **b) Potencial eólico**

La determinación del potencial eólico requiere realizar medidas de velocidad de viento, dirección, temperatura y presión para elaborar el mapa de recursos eólicos a escala regional (medidas de viento representativas de las distintas zonas en el área de estudios y aplicación de modelos de viento adecuados a la escala regional). A escala local se requiere una mayor densidad de medidas, medidas a la altura del buje y aplicación de modelos para esta escala. A los datos medidos se les aplica un control de calidad. La finalidad del control de calidad es detectar aquellos datos que, por alguna razón, carecen de sentido. Para ello se realiza un análisis gráfico de las series temporales, un tratamiento estadístico para conocer el comportamiento estable a largo plazo y un análisis de tendencia, y se comparan las medidas con estaciones cercanas de referencia.

Para determinar el potencial eólico disponible es imprescindible conocer la distribución de probabilidades de velocidades,  $P(v)$ . En el caso del viento dicha distribución se aproxima razonablemente a una distribución de Weibull, aunque en ocasiones se puede utilizar una distribución de Rayleigh.

### **c) Distribución de los aerogeneradores**

La agrupación de aerogeneradores en parques eólicos implica extensiones de terrenos muy grandes, pues es necesario disponer de una separación suficiente entre las máquinas. En estos casos sería ideal alinear las máquinas eólicas en dirección perpendicular al viento dominante, formando una única fila. Sin embargo, en ocasiones, esto no es posible, y se establecen varias hileras una detrás de otras. Cada aerogenerador ralentizará el viento tras de sí al obtener energía de él para convertirla en electricidad. Por tanto, lo ideal sería poder separar las turbinas lo máximo posible en la dirección de



viento dominante. Pero, por otra parte, el coste del terreno y de la conexión de los aerogeneradores a la red eléctrica aconseja instalar las turbinas más cerca unas de otras. De esta manera, la distribución más interesante es la denominada al tresbolillo (*figura 2.13*), ya que la estela dejada por un aerogenerador, afecta lo menos posible a los que se sitúan detrás.

Con el fin de evitar el flujo turbulento provocado por las estelas, la separación entre aerogeneradores de la misma fila debe establecerse entre 3 y 5 diámetros de rotor. De igual forma, la separación entre filas, debe marcar una distancia de entre 5 y 9 diámetros de rotor

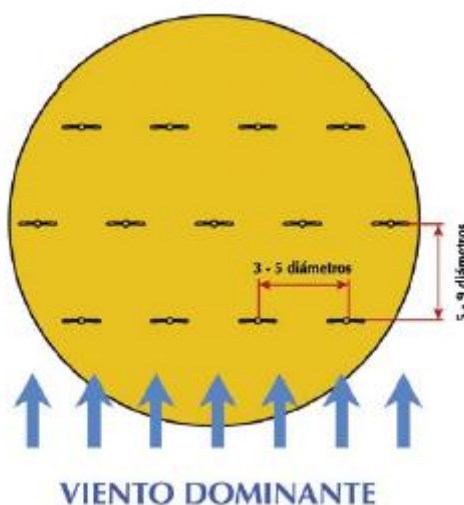


Figura 2.13: Disposición de aerogeneradores al tresbolillo

Conociendo el rotor de la turbina eólica, la rosa de los vientos, la distribución de Weibull y la rugosidad en las diferentes direcciones, se puede calcular la pérdida de energía debida al apantallamiento entre aerogeneradores. La pérdida de energía típica es de alrededor del 5%.

#### d) Producción de electricidad

La gran mayoría de la potencia instalada de aerogeneradores en el mundo está conectada a la red; es decir, las turbinas suministran su electricidad directamente a la red eléctrica. La producción de energía anual (en millones de kWh) varía con la intensidad del viento de la localización. Con una velocidad del viento media de unos 6.75 m/s a la altura del buje, se obtienen alrededor de 1.5 millones de kWh de energía anual; por tanto, la producción de energía anual varía aproximadamente con el cubo de la velocidad del viento a la altura del buje.



## 2.2.6 Ventajas de la energía eólica

En la actualidad se está llegando al límite de la capacidad de los ecosistemas para regenerarse de la contaminación producida por el hombre. Un tercio del total de la contaminación generada a escala mundial procede del proceso de producción de electricidad. El desarrollo de las fuentes de energías renovables es deseable y necesario. De este modo, se pueden enumerar una serie de razones de peso que suponen la utilización del viento para generar electricidad:

- Generar energía eléctrica sin que exista un proceso de combustión o una etapa de transformación térmica supone, desde el punto de vista medioambiental, un procedimiento muy favorable por ser limpio, exento de problemas de contaminación, etc. Se suprimen radicalmente los impactos originados por los combustibles durante su extracción, transformación, transporte y combustión, lo que incide beneficiosamente en la atmósfera, el suelo, el agua, la fauna, la vegetación, etc. Esto es, energía eólica compatibilizada con calidad de vida, como se muestra en la *figura 2.14*



Figura 2.14: Energía eólica y calidad de vida

- La utilización de la energía eólica para la generación de electricidad presenta nula incidencia sobre las características fisicoquímicas del suelo o su erosionabilidad, ya que no se produce ningún contaminante que incida sobre este medio, ni tampoco vertidos o grandes movimientos de tierras.
- Al contrario de lo que puede ocurrir con las energías convencionales, la energía eólica no produce ningún tipo de alteración sobre los acuíferos ni por consumo, ni por contaminación por residuos o vertidos.





- La energía eólica es inagotable e independiente de cualquier política o relación comercial. La energía se obtiene en forma mecánica y por tanto es directamente utilizable. En cuanto a su transformación en electricidad, ésta se realiza con un rendimiento excelente y no a través de aparatos termodinámicos con un rendimiento de Carnot siempre pequeño.
- En zonas muy ventosas durante todo el año, es capaz de garantizar por sí sola todo el suministro energético necesario sin necesidad de apoyo de otras fuentes de energía. No obstante, en zonas poco ventosas es imprescindible que vaya acompañado de paneles solares, garantizando el suministro a lo largo de todo el año en días nublados (habitualmente ventosos) y soleados.
- La energía eólica se produce localmente, con lo que se contribuye al autoabastecimiento y a la riqueza tanto local como nacional, al evitar la pérdida de divisas al comprar los combustibles fósiles.
- El aprovechamiento energético del viento requiere una tecnología relativamente sencilla y suficientemente probada. El aerogenerador dispone de sistemas de seguridad para autoprotegerse, como puede ser el autofrenado o el cambio de plano de las palas cuando las velocidades del viento sean extremas. Todo ello se traduce en una nula o mínima incidencia de anomalías en su funcionamiento que hacen de la energía eólica una solución idónea.
- Una vez instalado el generador eólico, éste nos ofrecerá un suministro energético garantizado y gratuito durante muchísimos años de servicio.



Figura 2.15 Parque eólico de la Sociedad Eólica de Andalucía.



## 2.2.7 Desventajas de la energía eólica

Las posibles afecciones de un proyecto eólico en el medio ambiente deben ser analizadas con la realización de un estudio de impacto ambiental. Estas afecciones provocadas por la energía eólica tienen efectos localizados y reversibles, los cuales se pueden superar mediante soluciones técnicas y no representan un peligro serio para el medio ambiente. Existen efectos comunes a las instalaciones eólicas, que pueden sintetizarse en los siguientes aspectos: impacto sobre la flora, efectos sobre la avifauna, impacto visual y ruido. En principio, las zonas naturales protegidas deberían quedar al margen del desarrollo de la energía eólica.

- **Impacto sobre la flora y erosión**

Parece obvia la escasa influencia de los efectos que el desarrollo de la energía eólica sobre la flora. Su cobertura se verá modificada en la fase de construcción del parque debido, principalmente, al movimiento de tierras en la preparación de accesos al parque y a la realización de cimentaciones para los aerogeneradores y edificios de control. El movimiento de tierras puede reducirse considerablemente con el empleo de materiales compuestos. Dependiendo de las condiciones climáticas y de la magnitud de las instalaciones eólicas, pueden aparecer problemas de erosión. Este supuesto debe ser tenido en cuenta en las primeras fases de desarrollo del proyecto con vistas a realizar los pertinentes estudios de hidrología y pluviometría, trazado de caminos, análisis de vaguadas y cursos de agua. Así se minimizará su incidencia.

- **Efectos sobre la avifauna**

Se han realizado numerosos estudios acerca de la conducta de las aves y la frecuencia de las colisiones con un aerogenerador, habiéndose comprobado que el peligro significativo es muy pequeño en comparación con otras causas de muertes de aves (tendidos eléctricos, carreteras, etc.). En cualquier caso, la construcción de parques debe evitarse en ciertas áreas como las rutas de migración y las zonas de residencia de especies sensibles o en peligro de extinción.

En el caso de la avifauna (exceptuando planeadoras) que vive normalmente en una zona con aerogeneradores, el peligro de choque es relativamente bajo, ya que los pájaros aprenden a evitar los obstáculos existentes en su propio territorio. Para las aves migratorias diurnas el peligro de colisión es insignificante (con buenas condiciones climatológicas), ya que suelen divisar el obstáculo y modifican su ruta de vuelo a gran distancia de los parques eólicos. Las migratorias nocturnas sí parece que pueden tener mayores problemas de colisión especialmente concentradas en las denominadas “noches catastróficas”. En condiciones adversas, los pájaros a veces descienden a menores alturas, aumentando entonces el peligro de colisión. Parece también que, al pasar por zonas costeras, las aves migratorias vuelan mucho más bajo. Existen evidencias de que puedan desorientarse por la luces.





En general, el tendido eléctrico causa mayores problemas que los propios aerogeneradores, que son estructuras visibles y más fácilmente evitables que los tendidos. La electrocución y la colisión con los tendidos eléctricos son las dos causas de mortalidad más frecuentes, cuya incidencia varía según el tipo de especie afectada y el diseño de la red.

- **Aves y aerogeneradores marinos**

Los aerogeneradores marinos no tienen un efecto significativo en las aves acuáticas. Esta es la conclusión global que se obtiene de un estudio de la vida de las aves marinas realizado en un parque eólico marino danés. El estudio minucioso constaba tanto de vigilancia aérea, conteos de aves desde las torres de observación y panorama de la distribución espacial de aves en el emplazamiento marino, como de un control similar del emplazamiento en la misma región.



Figura 2.16: Parque Eólico en Copenhague: 20 aerogeneradores de 2 MW ubicados formando un arco



Figura 2.16: El parque eólico más grande de Dinamarca: 80 turbinas de 2MW

- **Impacto visual**

La intrusión visual en el paisaje es la objeción más frecuente hecha contra los aerogeneradores y el principal factor que determina las actitudes públicas contra la aplicación de la energía eólica. Por ello es un problema que no puede ser ignorado en su desarrollo. Este es el impacto medioambiental menos cuantificable de los aerogeneradores y el menos investigado en comparación con otra clase de impactos ambientales. La razón por la cual la investigación es infrecuente es porque el impacto visual es, a menudo, subjetivo y en cualquier caso difícil de estimar y cuantificar. La percepción del ser humano sobre el medio ambiente es un complejo proceso en el que interaccionan el observador y la realidad física observada. La realidad física se registra por los órganos de los sentidos. Los impulsos son interpretados y valorados según el conocimiento, experiencia y expectativas almacenadas en nuestro cerebro. Este es el proceso de percepción. El factor tiempo también debe ser tenido en cuenta. Cuando se adquieren nuevos conocimientos y experiencias, nuestras expectativas pueden ser modificadas.

En todo caso el impacto visual es algo consustancial a esta forma de producir energía. Puede minimizarse en lo posible, por ejemplo pintando las torres de gris, pero nunca evitarse totalmente. En áreas llanas suele ser una buena estrategia disponer las turbinas según una distribución geométrica simple, fácilmente perceptible por el espectador.



Figura 2.17 Impacto visual de la construcción de un parque eólico de gran tamaño

Sin embargo, existen límites a la utilización de patrones simples: en paisajes con fuertes pendientes, rara vez es viable la utilización de un patrón simple, y suele ser mejor hacer que las turbinas sigan los contornos del altitud del paisaje, o los cercados u otras características del mismo.

- **Ruido**

Hoy en día el ruido es un problema secundario. Es interesante observar que los niveles de emisión sonora de todos los nuevos diseños de aerogeneradores tienden a agruparse en torno a los mismos valores. Esto parece indicar que las ganancias debidas a los nuevos diseños, como son las puntas de pala más silenciosas, se invierten en aumentar ligeramente la velocidad de la punta de pala y, por tanto, en aumentar la energía producida por las máquinas.

Los aerogeneradores producen ruido derivado de su propio funcionamiento. Cuatro factores determinan el ruido de molestia:

- El propio ruido producido por el aerogenerador.
- La posición de las turbinas.
- La distancia a la que se encuentran los residentes del área con respecto a los aerogeneradores.
- El sonido del fondo existente.

Existen dos fuentes de ruido en una turbina en funcionamiento: mecánica y aerodinámica. El ruido mecánico procede del generador, la caja multiplicadora y las conexiones, y puede ser fácilmente reducido mediante técnicas convencionales. El ruido



de naturaleza aerodinámica, producido por el movimiento de las palas, hace más difícil su tratamiento por métodos convencionales.

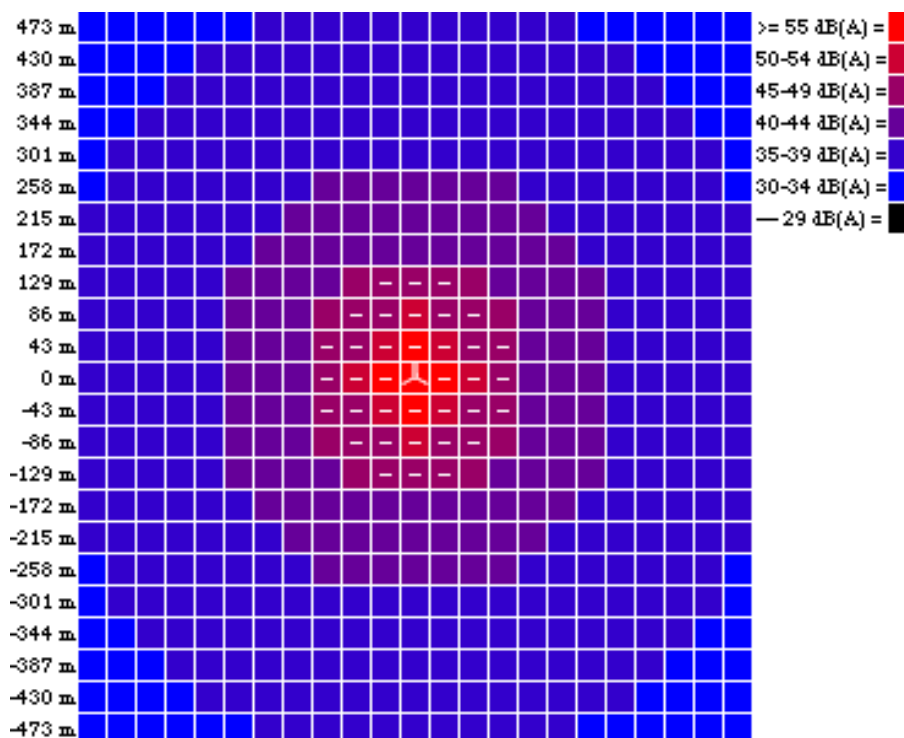


Figura 2.18: Mapa de ruido de un aerogenerador

Los aerogeneradores actualmente se diseñan con criterios para disminuir el ruido aerodinámico, y los modelos en el mercado tienen niveles de ruido en general por debajo del “ruido de fondo” del propio viento. Ningún paisaje está nunca en silencio absoluto. Por ejemplo, las aves y las actividades humanas emiten sonidos y, a velocidades del viento alrededor de 4-7 m/s y superiores, el ruido del viento en las hojas, arbustos, árboles, mástiles, etc. enmascarará gradualmente cualquier potencial sonido de los aerogeneradores. Esto hace que la medición del sonido de los aerogeneradores de forma precisa sea muy difícil. Generalmente, a velocidades de 8 m/s y superiores llega a ser una cuestión bastante abstrusa el discutir las emisiones de sonido de los modernos aerogeneradores, dado que el ruido de fondo enmascarará completamente cualquier ruido de la turbina. Al menos este es el punto de vista defendido por los fabricantes de equipos eólicos.



## 2.3 TIPOLOGÍAS DE LOS AEROGENERADORES

### 2.3.1 Introducción

Una vez conocido como es un aerogenerador en detalle, comprendiendo las ventajas que supone la utilización de la energía eólica y también las desventajas o afecciones que puede suponer un proyecto eólico, es inevitable dar un repaso por la amplia gama de aerogeneradores que existen. El aprovechamiento de la energía eólica lleva en uso por el hombre desde hace muchísimos años, en diferentes regiones y de diferente manera. Esto explica que, con el paso de los años y la evolución de las técnicas, haya habido distintas formas de desarrollo. Esto es lo que se expone en este apartado, las distintas tipologías de aerogeneradores y, por supuesto, los diferentes modos de torres. Para poder entender mejor esta enorme variedad se hará en primer lugar una breve introducción histórica del aprovechamiento de la energía eólica.

### 2.3.2 Breve historia del aprovechamiento eólico

Las primeras referencias que se tienen con respecto al aprovechamiento de la energía eólica son unos grabados egipcios sobre navegación a vela del cuarto o quinto milenio a.C. Los molinos de viento debieron conocerse algo más tarde, tal vez hacia el tercer milenio a.C. y probablemente en el área de Mesopotamia, aunque no existe ninguna prueba de ello.

#### a) Los primeros molinos

La primera referencia histórica sobre una posible aplicación de la energía eólica que no fuera la navegación, data del año 1700 a.C., siendo los babilonios los pioneros en utilizar molinos de viento para bombear agua con el fin de regar sus campos.

El primer molino de viento de aplicaciones utilitarias que se conoce con cierto detalle es el molino persa de eje vertical (*Figura 2.19*). Este molino se empleaba para moler grano y fue de uso corriente en la antigua Persia, posiblemente varios siglos antes de nuestra era. La aparición de este molino debió tener alguna relación con las ruedas hidráulicas que, sin duda, existieron con anterioridad.

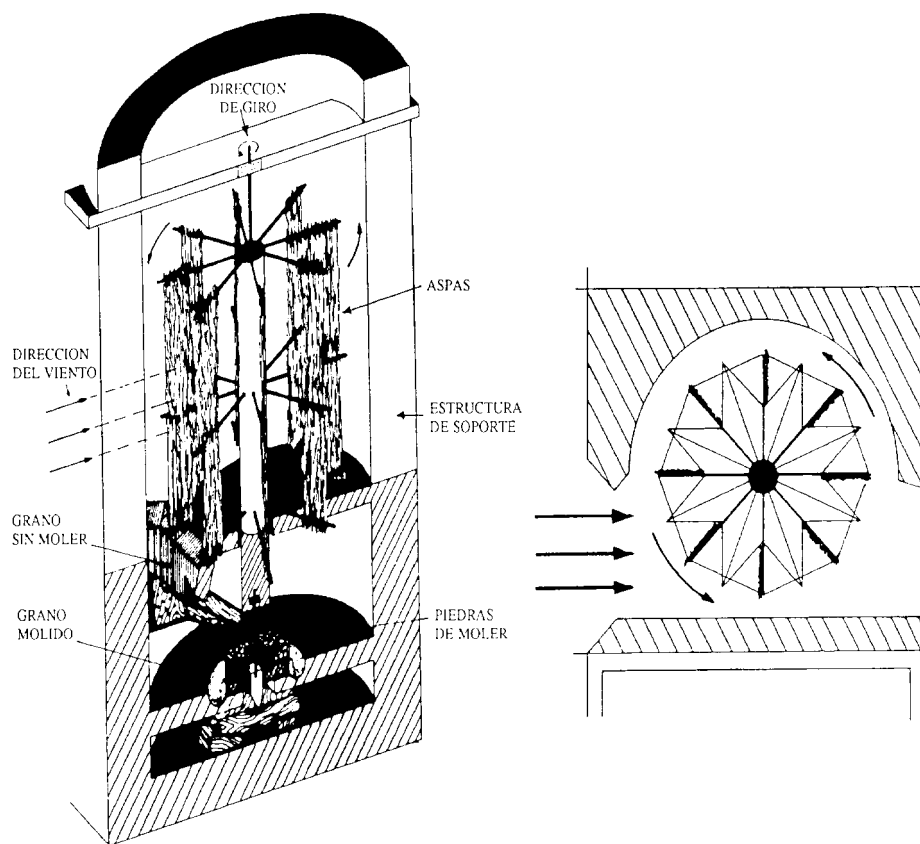


Figura 2.19 Molino Persa de eje vertical (primer molino conocido documentalmente)

Hasta el siglo X no es posible encontrar un documento histórico irrefutable en el que se haga mención de los molinos de viento como práctica generalizada. Muchos historiadores han dejado abundantes textos en los que se hace constante referencia a estas máquinas.

A partir del siglo XI-XII la aplicación de los molinos de viento se desarrolla por dos canales aparentemente sin ninguna relación entre sí. El primero de ellos se extiende a través de la civilización islámica, que ocupa todo el Mediterráneo meridional, llegando hasta la mitad sur de la Península Ibérica. El segundo canal aparece en la zona norte de Francia, Inglaterra y Países Bajos, donde pudo haber llegado a través de los cruzados que vuelven de Palestina, o bien, haber surgido espontáneamente.

El molino mediterráneo, con su característico rotor a vela, se utilizó para moler grano y para bombear agua en toda la extensión del imperio musulmán, aunque con las diferencias propias de cada región en lo que se refiere a los métodos y detalles constructivos. La *Figura 2.20* muestra un molino con aspas a vela, montado sobre un trípode, que se utilizó extensamente en Creta para bombear agua, existiendo todavía en dicha isla unas 6000 unidades de este tipo funcionando en la actualidad.



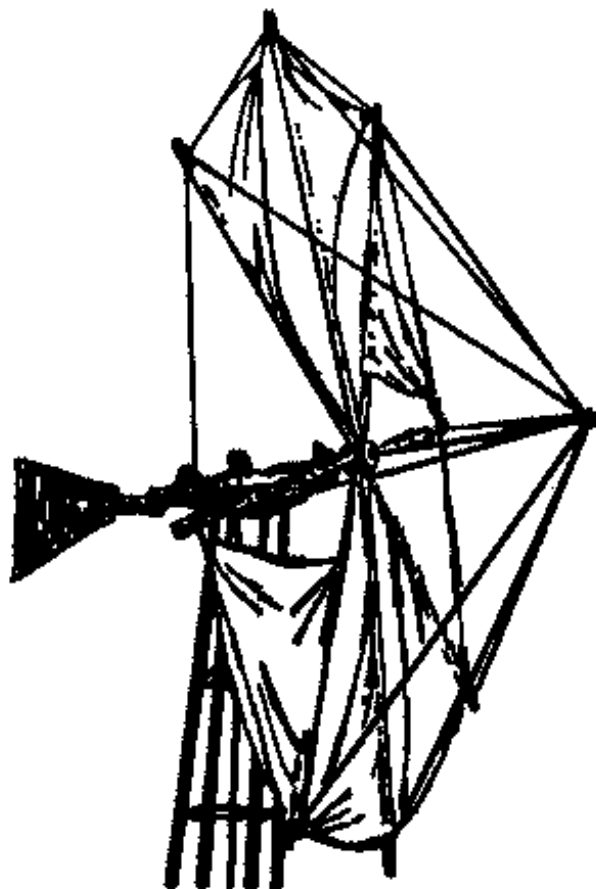


Figura 2.20 Molino mediterráneo montado sobre trípode

Los primeros molinos de grano eran unas rudimentarias máquinas con un rotor fijo, sin posibilidad de orientarse en la dirección del viento. Con el tiempo estos molinos se fueron perfeccionando hasta convertirse en los clásicos de tipo torre. Esta, construida en mampostería, estaba coronada por una cúpula orientable donde se alojaban el eje, los engranajes y demás mecanismos que transmitían el movimiento a las muelas, situadas en un nivel inferior (*Figura 2.21*). A este tipo de molinos pertenecen los llamados “molinos ibéricos”, que se extendieron por toda la cuenca meridional del Mediterráneo, hacia los siglos XII y XIII, alcanzando los reinos del sur de la Península Ibérica.

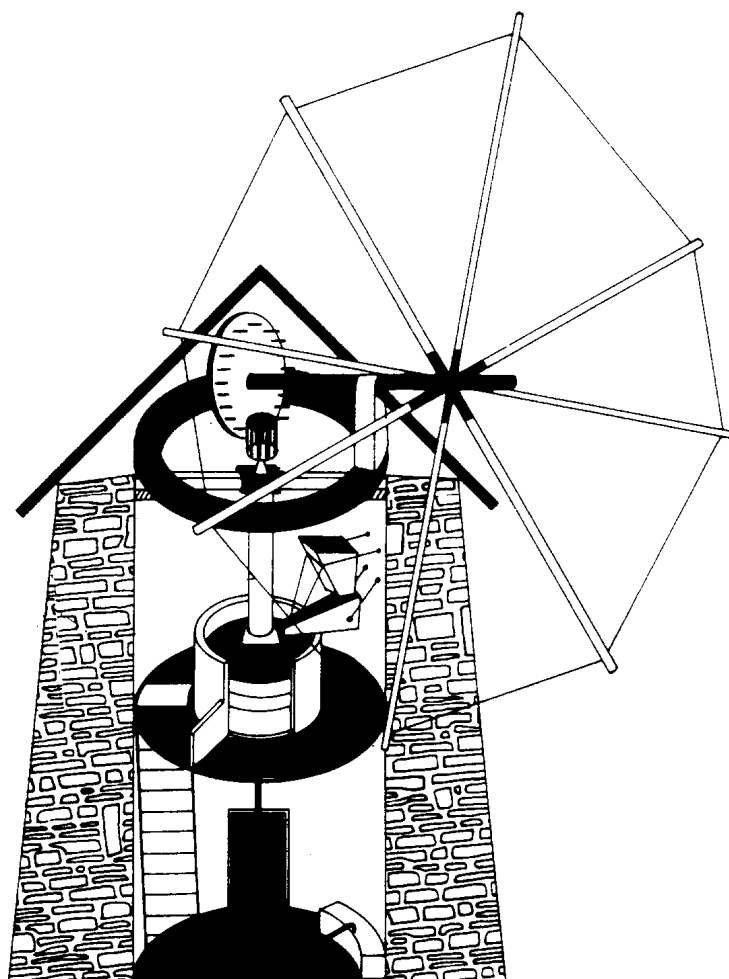


Figura 2.21 Molino de tipo torre

El típico molino manchego y mallorquín, tienen evidentes raíces en el molino mediterráneo, especialmente en la ejecución de la torre. Sin embargo, la forma y construcción de las palas es más bien de tipo europeo. Ambos tipos de molinos constituyen un nexo de unión entre las dos culturas.

En Europa, el molino de viento aparece a mediados del siglo XII, a partir del cual se pueden encontrar innumerables referencias relacionadas con los molinos. Aunque la aparición de los molinos en Europa pudiera estar relacionada con las Cruzadas, como ya se indicó anteriormente, muchos autores defienden que Europa tenía, por esta época, la suficiente capacidad técnica para haber desarrollado un molino de viento a partir de mejoras realizadas en los molinos hidráulicos.

En cualquier caso, los primeros molinos europeos llevaban un rotor de cuatro aspas de entramado de madera recubierto de tela. La *figura 2.22* muestra un molino de trípode según diseño típico utilizado extensamente en el Norte de Europa a partir del siglo XIV.



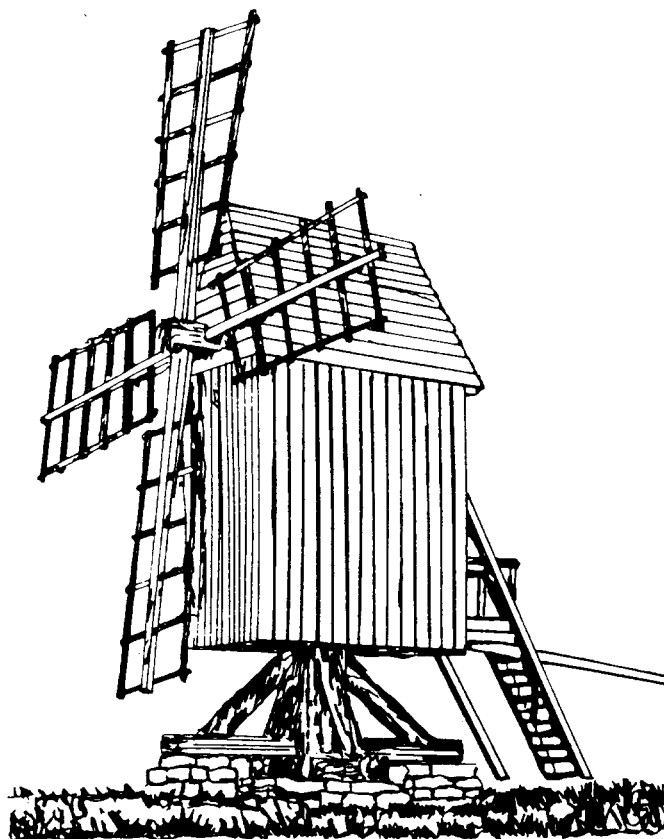


Figura 2.22. Molino europeo de trípode del siglo XVI

### b) Del renacimiento a la Revolución Industrial

Aunque la evolución en la historia de los molinos de viento transcurre sin discontinuidades, a finales de la Edad Media las innovaciones y las aplicaciones de las máquinas eólicas se produce con rapidez. Los sistemas hidráulicos y eólicos constituyen las principales fuentes de energía motriz en el Renacimiento, y se multiplican las invenciones que utilizan las ruedas hidráulicas o los molinos de viento como fuerza impulsora .

A lo largo del siglo XVI son innumerables los diseños y proyectos relacionados con máquinas eólicas. La mayoría de ellos nunca llegaría a construirse, pero los dibujos y grabados que se conservan, demuestran unos conocimientos técnicos que nada tienen que ver con las épocas anteriores.

A partir del siglo XV se extienden por Europa dos tipos de molinos estructuralmente bien diferenciados, y que se desarrollan hasta mediados del siglo XIX. Son los molinos de trípode y de torre. Con el tiempo, el trípode acabaría recubriéndose para utilizarlo como almacén o vivienda. Las torres son de ladrillo o piedra y adoptan una sección circular u octogonal.



El siglo XVIII será un siglo de mejoras tecnológicas. En líneas generales, el formato exterior de los molinos se mantiene sin demasiadas modificaciones pero, en cambio, aparecen por primera vez los sistemas mecánicos de orientación y regulación. Paralelamente se empezaron a publicar los primeros tratados teóricos sobre molinos de viento. Ya no eran simples descripciones sobre diferentes tipos de máquinas, sino estudios en profundidad sobre: el comportamiento aerodinámico de los rotores, sistemas de regulación automática, o sistemas de orientación.

Entre la segunda mitad del siglo XVIII y la segunda mitad del XIX, los molinos de viento europeos alcanzan su más alto nivel de perfeccionamiento, dentro de las limitaciones de la tecnología artesanal. Los sistemas de orientación y de regulación de potencia se ven completados por mecanismos internos que ayudan en las operaciones de transporte y manipulación de materias primas y de la molienda en sí, convirtiendo los molinos de viento en factorías mecanizadas con un alto grado de automatización.

Al final de este período, la bella línea de los molinos de viento se puede encontrar por todos los rincones de Europa, y tampoco resultan raros en EE.UU., Canadá, Australia, países latinoamericanos y, en general, en todos los países en que se habían establecido los emigrantes europeos.

### c) La época contemporánea

Aunque los molinos de viento habían llegado a convertirse en unas máquinas relativamente eficaces, su constitución era demasiado sólida y su estructura demasiado compleja para poder competir con los nuevos sistemas industriales de producción energética. Por otra parte, las características operacionales de los molinos clásicos, la irregularidad de su funcionamiento y la falta de sistemas de almacenamiento energético, no les permitían adaptarse a las exigencias de las fábricas surgidas a la sombra de la Revolución Industrial.

En la segunda mitad del siglo XIX comienza a aparecer una nueva generación de turbinas eólicas, con una concepción de diseño diferente. Son máquinas sencillas, susceptibles de ser fabricadas en serie, reduciéndose su ámbito de aplicación a zonas rurales, donde se utilizan casi exclusivamente para bombear agua de los pozos.

Se trata de rotores multipala acoplados a una bomba de pistón, llegando a convertirse en el molino de viento más extendido de cuantos hayan existido. La imagen de este “*multipala americano*” (Figura 2.23) es corriente en cualquier parte del mundo, conservándose todavía en la actualidad unos 150.000 de los 6 millones fabricados entonces.

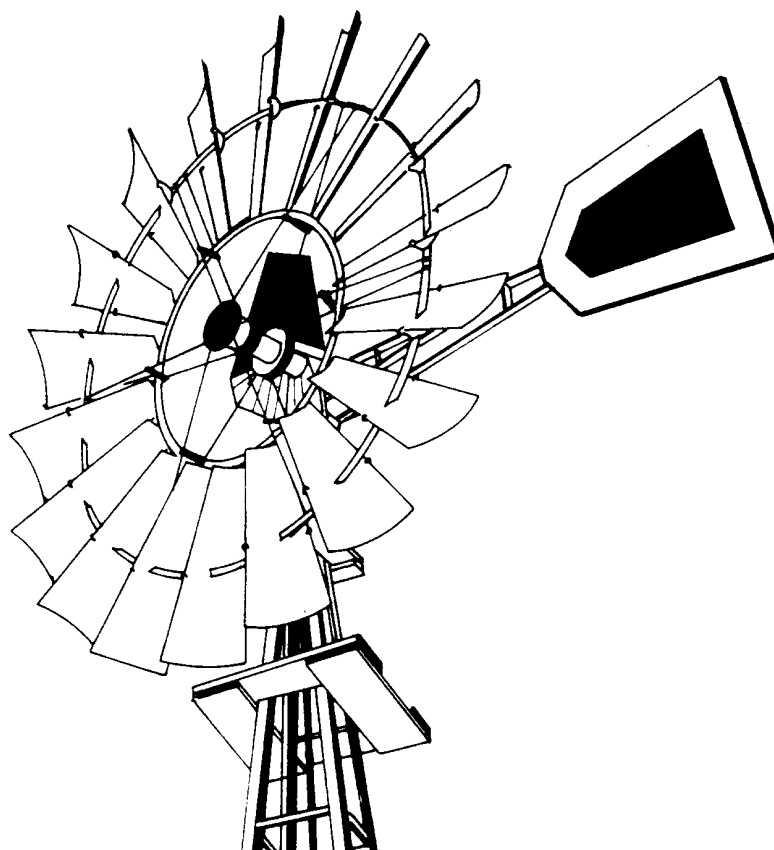


Figura 2.23: Multipala americano

Sin embargo, aunque los multipalas habían abierto el camino hacia un nuevo concepto de las turbinas eólicas, la limitación de sus aplicaciones al bombeo no favorecía su desarrollo tecnológico, por lo que en Europa se encaminaron los esfuerzos hacia la reconversión de los viejos molinos, de forma que pudieran producir electricidad. El hecho de que la teoría aerodinámica estuviese aún insuficientemente desarrollada, obligaba a las nuevas plantas eólicas a seguir utilizando los rotores clásicos de bajo rendimiento.

Hasta las primeras décadas del siglo XX no se tuvieron los conocimientos suficientes para aplicar a los rotores eólicos los perfiles aerodinámicos desarrollados para la aviación. Los mismos científicos que habían elaborado las teorías aerodinámicas para usos aeronáuticos sentaron las bases teóricas de los modernos aerogeneradores, que ahora ya podían funcionar con elevadas velocidades de rotación para conseguir buenos rendimientos.

A pesar de la mayor eficacia aerodinámica y de la adaptación de las nuevas turbinas como generadoras de electricidad, las aplicaciones basadas en el aprovechamiento del viento como recurso energético continuaron declinando durante esta época. Los combustibles fósiles y, en particular, el petróleo, se habían ido imponiendo cada vez



más como la principal e insustituible fuente de energía. No obstante, hubo determinadas ocasiones a lo largo del siglo XX (después de ambas Guerras Mundiales) en que los recursos energéticos renovables y, en especial, la energía eólica, recibieron nuevos impulsos.

El periodo descrito termina a finales de los años sesenta, con un gran número de instalaciones experimentales, construidas de una forma dispersa en diferentes países, sin demasiada conexión entre sí. Solamente en Francia y Gran Bretaña se llevaron a cabo programas de mayor alcance. La facilidad para conseguir combustible barato cerró camino del desarrollo de la tecnología eólica en los países occidentales, y en las áreas poco industrializadas no se disponía de los recursos necesarios para hacer frente a programas de grandes inversiones.



Figura 2.24: Aerogenerador de Gedser.

Fuente: [www.windpower.org/es/pictures](http://www.windpower.org/es/pictures)

Pero cabe destacar en esta época el innovador *aerogenerador de Gedser* de 200 kW (Figura 2.24) que fue construido en 1956-57 por J. Juul para la compañía eléctrica SEAS en Dinamarca. La turbina tripala con rotor a barlovento, con orientación electromecánica y un generador asíncrono fue un diseño pionero de los modernos aerogeneradores, aunque su rotor con cables de acero parezca actualmente algo pasado de moda. La turbina disponía de regulación por pérdida aerodinámica, y J. Juul inventó los frenos aerodinámicos de emergencia en punta de pala. Básicamente, el mismo sistema es hoy en día utilizado en las modernas turbinas de regulación por pérdida aerodinámica. La turbina, que durante muchos años fue la más grande del mundo, fue increíblemente duradera, funcionó durante 11 años sin mantenimiento.



#### **d) Situación actual**

En 1973, y como consecuencia de la primera crisis del petróleo, se inicia otro período en el campo del aprovechamiento eólico como fuente de energía, aunque en esta ocasión, compartiendo el protagonismo con la energía solar, como recursos renovables y no contaminantes. Sin embargo, en este período las circunstancias son radicalmente distintas que en los anteriores. En esta ocasión, la crisis energética se manifiesta más por el fuerte incremento de los precios, que por las dificultades de suministro (como sucedía durante las posguerras). La nueva estructura de los precios energéticos ha favorecido el desarrollo de grandes turbinas aerogeneradores, capaces de producir energía eléctrica a precios competitivos.

Dada la situación, la mayoría de los países occidentales que se han visto afectados por la crisis del petróleo y, en especial, los que ya tenían cierta tradición en el aprovechamiento de los recursos eólicos, han preparado nuevos programas de investigación y desarrollo, con el fin de potenciar al máximo esta fuente de energía en un plazo no superior a los 20 años. Dichos programas han centrado su interés en dos aspectos diferentes:

- Elaboración de mapas eólicos y localización de emplazamientos.
- Cálculo, diseño y construcción de plantas de gran potencia.

Paralelamente se ha pretendido crear incentivos que motiven a la iniciativa privada a fabricar y comercializar pequeñas turbinas con funcionamiento autónomo, que permitan cubrir las necesidades de explotaciones agrícolas o industriales situadas en zonas apartadas.

### **2.3.3 Tipos de Turbinas Eólicas**

Una primera clasificación de las turbinas eólicas se puede realizar atendiendo al tipo de rotor eólico y la disposición de su eje de giro. Así las turbinas se clasifican en turbinas con *rotor de eje vertical* y turbinas con *eje de rotor horizontal*.

#### **a) Aerogeneradores de eje vertical**

En las clásicas norias de agua, el agua llegaba en ángulo recto respecto al eje de rotación de la noria. Los aerogeneradores de eje vertical son en ese sentido como las norias, es decir, su característica principal es que el eje de rotación se encuentra en posición perpendicular al suelo. Son también llamados “VAWTs”, que corresponde a las siglas de la denominación inglesa “Vertical Axis Wind Turbines”.

Las principales ventajas teóricas de una máquina de eje vertical son:

- Puede situar el generador, el multiplicador, etc., en el suelo.
- No necesita un mecanismo de orientación para girar el rotor en contra del viento.



Y sus principales desventajas son:

- Las velocidades del viento cerca del nivel del suelo son muy bajas, por lo que sus velocidades de viento en la parte más inferior de su rotor serán muy bajas.
- La eficiencia media de las máquinas de eje vertical no es muy buena.
- Para sustituir el cojinete principal del rotor se necesita desmontar el rotor y, en el caso de máquinas de eje vertical, implica que toda la máquina deberá ser desmontada.

Los diseños más conocidos de eje vertical son los rotores de tipo Darrieus y los rotores tipo Savonius. También existe, aunque menos conocido, el tipo Panémomas.

- **Rotores Darrieus**

La máquina Darrieus es la única turbina de eje vertical que se ha comercializado. Ésta debe su nombre al ingeniero francés Georges Darrieus, quien patentó el diseño en 1931. La máquina Darrieus se caracteriza por sus palas en forma de C, que la hacen asemejarse a un batidor de huevos, como se muestra en la *Figura 2.25*. Normalmente se construye con dos o tres palas. Su rendimiento y velocidad de giro son comparables a las aeroturbinas de eje horizontal, sin embargo presenta algunas desventajas como son: ausencia de par de arranque, lo que hace necesario motorizar la turbina para que comience a girar y empleo de tensores adicionales para garantizar la estabilidad estructural de la máquina. Además, cada una de las palas de este tipo de máquina está sometida a fluctuaciones de par elevadas debido al efecto de sombra de torre.

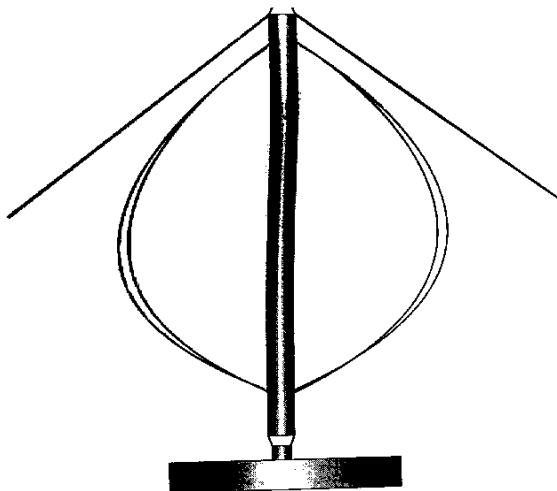


Figura 2.25: Esquema del Rotor Darrieus



Figura 2.26: Rotor Darrieus



A pesar de estos inconvenientes se llegaron a desarrollar a finales de los años 80 prototipos de 625 kW de potencia y 34 m de diámetro en los laboratorios Sandia/DOE. De manera comercial se instalaron máquinas comerciales tipo Darrieus de 17 m de diámetro y 170 kW, como se muestran en la *figura 2.26*, comercializados por la compañía estadounidense FloWind, que quebró en 1997.

- **Rotores Savonius**

Otro tipo de turbina de eje vertical desarrollada en Finlandia por S.J. Savonius, es la turbina que lleva su nombre, rotor tipo Savonius. Se caracteriza por disponer de dos palas que son las mitades de un cilindro cortadas por una generatriz y desplazadas lateralmente, como se muestra en la *figura 2.27*. Tienen la ventaja de ofrecer par de arranque y se pueden construir fácilmente, pero su bajo rendimiento y su reducida velocidad de giro hacen que sus aplicaciones se limiten a bombeo de pistón. No obstante se han desarrollado prototipos de 5 kW para aplicaciones de producción de electricidad en sistemas aislados como el Kansas State University Savonius. En la *figura 2.28* se muestra un ejemplo de estas aplicaciones.

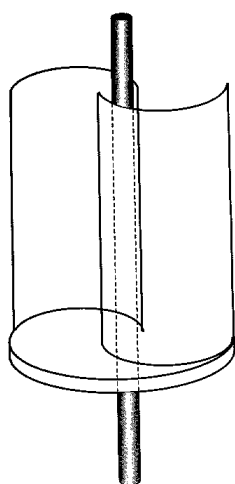


Figura 2.27: Esquema del Rotor Savonius



Figura 2.28: Aplicación del Rotor Savonius

- **Rotores Panémonas**

Estos rótores (*Figura 2.29*) se componen de cuatro o más semicírculos unidos al eje central. Su rendimiento es bajo. En el s. V a. C. se encuentran los primeros aeromotores en Asia: son máquinas de eje vertical iguales a las denominadas panémonas de algunas islas griegas. Los chinos utilizaban desde tiempos inmemoriales estos molinos de viento, que se usaban para bombear el agua en las salinas, e incluso algunos historiadores apuntan hacia la posibilidad de que pudieron ser los precursores de los molinos persas. Los panémonas eran de eje vertical y sus palas estaban construidas a base de telas sujetas a largueros de madera. La posición de las palas podía variarse para regular la acción del viento sobre el molino.





Figura 2.29: Rotor Panémonas

### b) Aerogeneradores de eje horizontal

Son los más habituales y en ellos se ha centrado el mayor esfuerzo de diseño en los últimos años. Se los denomina también “HAWTs”, que corresponde a las siglas de denominación inglesa “Horizontal Axis Wind Turbines”.

Los rotores de eje horizontal se caracterizan porque hacen girar sus palas en dirección perpendicular a la velocidad del viento incidente. La finalidad del rotor es convertir el movimiento lineal del viento en energía rotacional que puede ser usada para hacer funcionar el generador. La velocidad de giro de las turbinas de eje horizontal sigue una relación inversa al número de sus palas, o de forma más precisa, al parámetro denominado solidez que indica el cociente entre la superficie ocupada por las palas y la superficie barrida por ellas.

#### b.1) Rotores Multipala. Aeroturbinas lentas

Los rotores multipala (*Figura 2.30*) se caracterizan por tener un número de palas que puede variar de 5 a 24 y por lo tanto una solidez elevada. Presentan elevados pares de arranque y una reducida velocidad de giro. La velocidad lineal en la punta de la pala de estas máquinas, en condiciones de diseño, es del mismo orden que la velocidad del viento incidente. Estas características hacen que la aplicación fundamental de estas turbinas haya sido tradicionalmente el bombeo de agua.

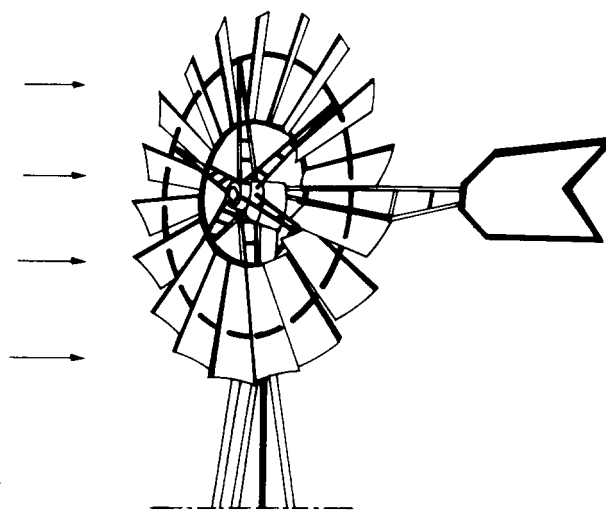


Figura 2.30: Esquema de un rotor multipala





No se utilizan en aplicaciones de generación de energía eléctrica debido a su bajo régimen de giro. A continuación se muestra en la *Figura 2.31* dos estilos de rotores multipala totalmente diferentes

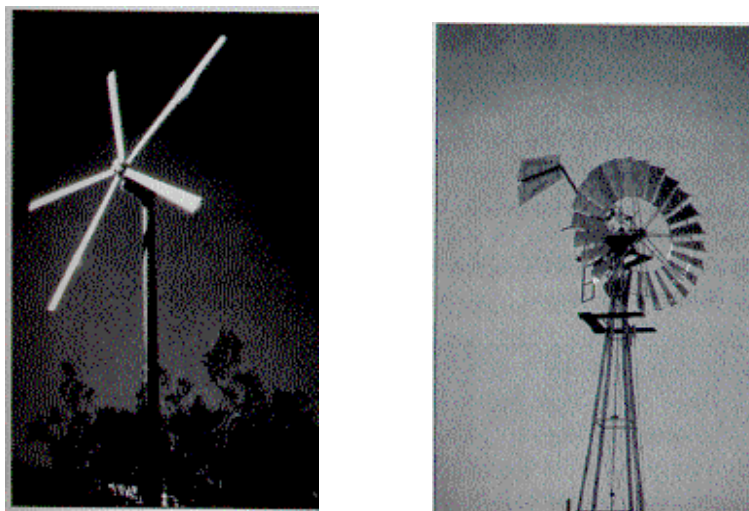


Figura 2.31: Rotores Multipala

### **b.2) Rotores tipo hélice. Aeroturbinas rápidas**

Los rotores tipo hélice giran a una velocidad mayor que los rotores multipala. La velocidad lineal en la punta de la pala de estas máquinas varía en un margen de 6 a 14 veces la velocidad del viento incidente en condiciones de diseño. Esta propiedad hace que las aeroturbinas rápidas sean muy apropiadas para la generación de energía eléctrica, ya que el elemento mecánico que acondiciona la velocidad de giro de la turbina con la velocidad del generador es menor en tamaño y coste. Los rotores tipo hélice presentan un par de arranque reducido que, en la mayoría de las aplicaciones, es suficiente para hacer girar el rotor durante el proceso de conexión.

Dentro de los rotores tipo hélice pueden clasificarse atendiendo a distintos criterios: por la posición del equipo con respecto del viento y por el número de palas.

#### ➤ **Clasificación según la posición del equipo con respecto al viento.**

Los rotores tipo hélice se pueden clasificar dependiendo de su disposición frente a la velocidad del viento incidente. Así, las turbinas pueden diseñarse para que funcionen en la configuración de barlovento o sotavento.

- **Máquinas con rotor a barlovento**

Las máquinas con rotor a barlovento (*Figura 2.32*) tienen el rotor de cara al viento. La principal ventaja de los diseños aguas arriba es que se evita el abrigo del viento tras la torre. Esto se traduce en menores cargas de fatiga, menores variaciones del par



aerodinámico en el eje de baja y disminución de ruidos. Con mucho, la gran mayoría de los aerogeneradores tienen este diseño.

Por otro lado, también hay algo de abrigo enfrente de la torre; es decir, el viento empieza a desviarse de la torre antes de alcanzarla, incluso si la torre es redonda y lisa. Así pues, cada vez que el rotor pasa por la torre, la potencia del aerogenerador cae ligeramente.

El principal inconveniente de los diseños aguas arriba es que el rotor necesita ser bastante inflexible y estar situado a una cierta distancia de la torre. Además, una máquina aguas arriba necesita un mecanismo de orientación para mantener el rotor de cara al viento.

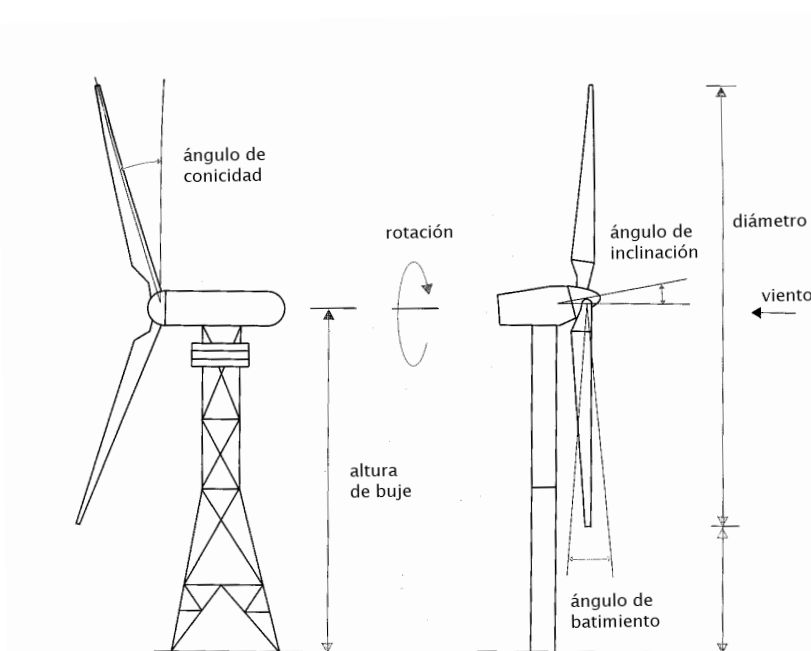


Figura 2.32: Configuración general de turbinas de eje horizontal.

Izquierda: Disposición sotavento

Derecha: Disposición barlovento

- **Máquinas con rotor a sotavento**

Las máquinas con rotor a sotavento tienen el rotor situado en la cara a sotavento de la torre. La ventaja teórica que tienen es que pueden ser construidos sin un mecanismo de orientación, si el rotor y la góndola tienen un diseño apropiado que hace que la góndola siga al viento pasivamente. Este sistema de orientación pasivo se basa en inclinar ligeramente las palas como se indica en la *figura 2.32*, de forma que en su movimiento de rotación describen un cono. Cuando el rotor no está orientado, las palas que se encuentran más a favor del viento reciben un empuje aerodinámico que tiende a variar la orientación del rotor hacia la posición de equilibrio.



Sin embargo, en grandes máquinas ésta es una ventaja algo dudosa, pues se necesitaban cables para conducir la corriente fuera del generador. Si la máquina ha estado orientándose de forma pasiva en la misma dirección durante un largo período de tiempo y no dispone de un mecanismo de orientación, los cables pueden llegar a sufrir una torsión excesiva.

Un aspecto más importante es que el rotor puede hacerse más flexible. Esto supone una ventaja tanto en cuestión de peso como de dinámica de potencia de la máquina, es decir, las palas se curvarán a altas velocidades del viento, con lo que quitarán parte de la carga a la torre.

El inconveniente principal es la fluctuación de la potencia eólica, debida al paso del rotor a través del abrigo de la torre. Esto puede crear más cargas de fatiga en la turbina que con un diseño corriente arriba.

#### ➤ **Clasificación según el número de palas.**

Dentro de las aeroturbinas rápidas se puede hablar de tres tipos de hélice: tripala, bipala y monopala.

#### • **Aerogeneradores tripala**

La mayoría de los aerogeneradores modernos tienen diseños tripala (*Figura 2.33*), con el rotor a barlovento, usando motores eléctricos en su mecanismo de orientación. El concepto básico fue introducido por primera vez por el célebre aerogenerador de Gedser, del que ya se ha hablado en el apartado 2.3.2 (c). Este diseño tiende a imponerse como estándar al resto de los conceptos evaluados, debido fundamentalmente a su mejor estabilidad estructural y aerodinámica, menor emisión de ruido y mayor rendimiento energético frente a los rotores de una o dos palas.

Otra de las características es el uso de generador asíncrono.



Figura 2.33: Aerogenerador tripala.  
Tjaereborg (DK), 61 m Ø, 2MW, 1988



- **Aerogeneradores bipala**

Los diseños bipala de aerogeneradores (*Figura 2.34*) ofrecen la ventaja de que ahorran el coste de una pala y, por supuesto, su peso. Sin embargo, suelen tener dificultades para penetrar en el mercado, en parte porque necesitan una mayor velocidad de giro para producir la misma energía de salida. Esto supone una desventaja tanto en lo que respecta al ruido como al aspecto visual. Las máquinas bi y monopala necesitan un diseño mucho más complejo, con un rotor basculante (bujes oscilante). En ellas el rotor tiene que ser capaz de inclinarse (bujes articulado), para evitar fuertes sacudidas en la turbina cada vez que una de las palas pasa por la torre. Así pues, el rotor está montado en el extremo de un eje perpendicular al principal y que gira solidariamente con éste. Tal disposición puede requerir amortiguadores adicionales que eviten que las palas del rotor choquen contra la torre.

Una ventaja de este rotor es su facilidad de instalación en la góndola, ya que puede izarse tras su montaje en el suelo como una pieza única, eliminando maniobras complicadas al izar el rotor.

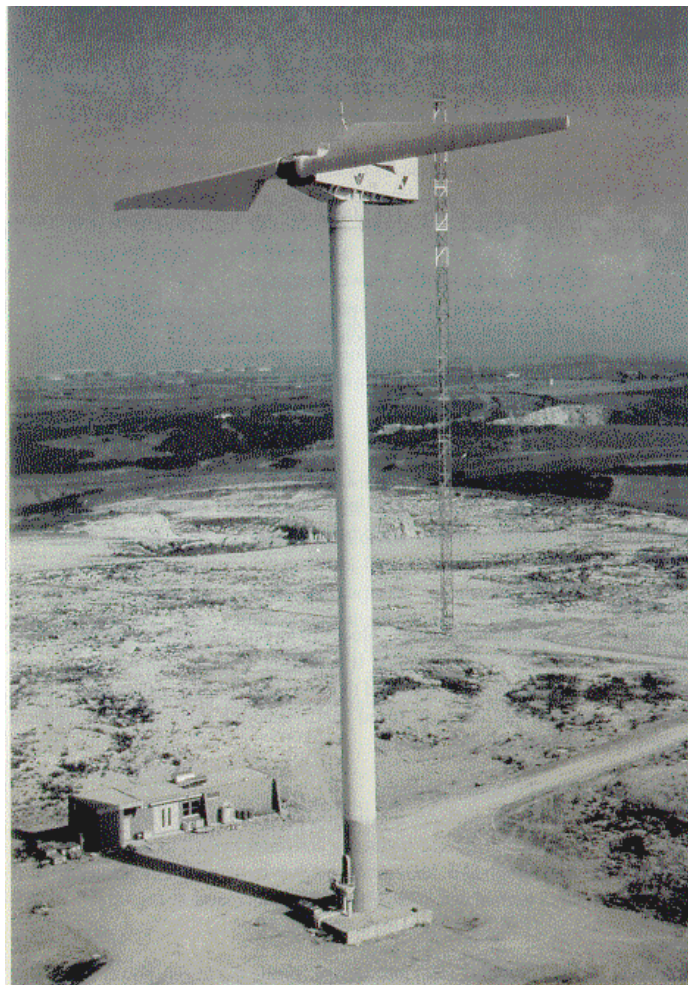


Figura 2.34: Aerogenerador bipala. Alta Nurra (Italia) Modelo GAMMA 60, 66m Ø, 1.5 MW





- **Aerogenerador monopala**

También han sido ensayados aerogeneradores con una única pala para grandes máquinas (*Figura 2.35*). Su principal ventaja es la reducción de costes. Sin embargo, los aerogeneradores monopala no están muy extendidos comercialmente, pues los inconvenientes de los bipala también son aplicables, incluso en mayor medida a las máquinas monopala. Además de una mayor velocidad de giro y los problemas de ruido y de intrusión visual, necesitan un contrapeso en el lado del buje opuesto a la pala que equilibre el rotor. Obviamente, esta necesidad anula el ahorro de peso con respecto a un diseño bipala. Su gran inconveniente es que introducen en el eje unos esfuerzos muy variables, lo que acorta la vida de la instalación.



Figura 2.35: Aerogenerador monopala, 56m Ø, 640 kW. 1990

Por último el estudio se centrará en la torre, y más concretamente en las distintas torres de los aerogeneradores de eje vertical, q al fin y al cabo éste es el elemento objeto de el proyecto.



### 2.3.4 La torre y sus tipologías

La torre es uno de los principales componentes de una turbina de eje horizontal. Esta circunstancia es a la vez una ventaja y una desventaja. La desventaja viene a ser los costes elevados en los que está envuelta, que puede constituir alrededor del 20% del coste total de la turbina.

Uno de los parámetros de diseño más importantes de la torre es lógicamente su *altura*. Cuanto mayor es la altura de la torre, la producción de energía de la turbina aumenta siempre que el perfil vertical de la velocidad del viento en el emplazamiento sea creciente. Sin embargo, un aumento de la altura de la torre implica un aumento del coste del componente y una mayor dificultad para la instalación de equipo. Teóricamente la óptima altura de la torre resulta del punto dónde se cruzan la construcción de las dos funciones: coste y rendimiento energético. Desafortunadamente, este punto de intersección no puede ser indicado por una fórmula general válida. Así pues, la elección de la altura de la torre responde a una solución de compromiso entre las ventajas e inconvenientes que supone aumentar este parámetro de diseño. En las turbinas más grandes, los costes de construcción aumentan más rápidamente con la altura de la torre que en las pequeñas turbinas. Los materiales válidos para la construcción son el hormigón o el acero; en el segundo caso la estructura varía desde celosías, hasta torres tubulares, con o sin tirantes.

Después de la altura, la *rigidez* es el segundo parámetro de diseño importante de una torre, que debe presentar una rigidez suficiente para soportar las cargas de empuje transmitidas por el rotor eólico, y por supuesto, las cargas que ejerce el viento a lo largo de la torre. Además, el diseño estructural de la torre debe fijar su frecuencia natural de flexión de tal forma que en ninguna condición de funcionamiento estable se excite esta frecuencia propia. Fijar esta frecuencia es un factor decisivo para el diseño puesto que va ligado con el material requerido y, por tanto, con los costes de construcción. La meta del diseño de la torre es realizar la torre deseada con la rigidez requerida al más bajo coste de construcción posible.

Los requerimientos técnicos planteados por todo el sistema en su totalidad puede ser conocido casi por una variante: la óptima economía, sin embargo, sólo se logra con una sensible combinación de los requerimientos que existen para los aerogeneradores, el emplazamiento y la selección del diseño de la torre. Esto muestra claramente que la torre de un aerogenerador representa un componente convencional cuando se considera de forma aislada, sin embargo, su diseño estructural requiere un conocimiento general del funcionamiento del sistema en su totalidad y su aplicación.

Aparte de ese aspecto funcional, no se debería pasar por alto que la torre, incluso más que la góndola, determina la apariencia exterior del aerogenerador. Por ello a la estética debería concederse la debida atención, incluso si implica algún coste adicional.

#### a) Configuraciones de torres

Los más antiguos aerogeneradores, los molinos de viento, no tenían torres sino el habitáculo del molino, como ya se ha visto anteriormente. En relación al diámetro del



rotor tenían una baja y voluminosa construcción, en concordancia con su función de “habitación de trabajo”; la necesaria rigidez era así una circunstancia dada. Pronto, sin embargo, se reconoció la ventaja del aumento de la altura, y el molino en sí empezó a ser más esbelto y con más apariencia de torre. Pero sólo en una moderna construcción usaron mástiles o torres cuya única función era soportar el rotor y los componentes mecánicos de la parte superior de la torre.

Como consecuencia de este desarrollo, los diseños y materiales de las torres aumentaron en variedad. Acero y hormigón tomaron el lugar de las construcciones de madera. Hoy en día hay cuatro básicos conceptos de torre:

- **Torre de celosía**

El más simple método para construir una alta y rígida torre es una celosía tridimensional, así, son llamadas torres de celosía (*Figura 2.36*). Este tipo de torre consiste en una estructura metálica en la que se sustenta el rotor eólico y los componentes mecánicos de la transmisión. Las torres de celosías fueron entonces los diseños preferidos para las primeras pruebas de turbinas y continúan siéndolo para las más pequeñas turbinas en algunos casos hoy. Alrededor de una altura de 30 metros, la celosía es una práctica común. Presentan la ventaja de tener un coste reducido, pero tienen una accesibilidad compleja que dificulta las tareas de mantenimiento. El impacto visual de las torres de celosía es elevado a distancias cercanas a la torre, sin embargo este tipo de torre se confunde con el horizonte cuando la máquina se observa a una distancia suficientemente lejana. Ocasionalmente, esta ventaja es considerada más importante que el impacto estético cercano.



Figura 2.36: Aerogenerador con torre de celosía



- **Torre de hormigón**

La configuración de la estructura de la torre con hormigón (*Figura 2.37*) se puede realizar o bien con hormigón armado u hormigón pretensado.



Figura 2.37: Aerogenerador con torre de hormigón

En los años 30, las torres de hormigón armado (reforzadas con acero) fueron usadas para los llamados aeromotores en Dinamarca. Incluso hoy, esas torres son características de las grandes turbinas experimentales danesas. Hoy en día, las torres de hormigón son construidas bien de una manera convencional con hormigón armado, o con hormigón pretensado, como en las pruebas de las turbinas inglesas LS-1 o las suizas WTS-75.

El hormigón pretensado es más caro pero presenta mejores características para los diseños de torres de elevada rigidez que los hormigones armados y es una opción económicamente competitiva con las torres tubulares de acero cuando éstas se han de diseñar con elevada rigidez.

Tener que construir la torre en el emplazamiento de operación con el usual método de enablado es frecuentemente considerado una desventaja de la construcción del hormigón. Por esta razón, en algunos casos se usan torres de hormigón prefabricadas producidas en 2 o 3 secciones por máquinas especiales en fábrica.

Existen otras configuraciones basadas en la utilización de tensores anclados a tierra para aportar rigidez a la torre, o torres mixtas formadas por un tramo superior de acero montado sobre una base de hormigón. En cualquier caso, ambas configuraciones son diseños muy particulares que no se utilizan actualmente.





- **Torre tubular de acero atirantada**

Las máquinas con rotor a sotavento permiten torres tubulares de acero más esbeltas. Éstas son ancladas al suelo con cables de acero, en algunos casos con tirantes rígidos para soportar la rigidez a flexión requerida. Las torres tubulares de acero atirantadas, como la de la *figura 2.38* son usadas para rotores a sotavento particularmente cuando la altura de la torre es muy grande comparada con el diámetro del rotor. A pesar de su relativa masa global pequeña, las torres atirantadas no tienen muy buena relación coste- eficiencia. Los tirantes y los anclajes requeridos en adición aumentan el coste total. Además, los tirantes son considerados un estorbo en áreas dedicadas a la agricultura.



Figura 2.38: Torre tubular de acero atirantada

- **Torre tubular de acero**

Este tipo de torre (*Figura 2.39*) es el más utilizado en la actualidad. Las primeras torres tubulares de acero presentaban una gran rigidez estructural, se diseñaban de tal forma que la frecuencia natural de flexión de la torre fuera superior a la frecuencia de giro de la pala. El motivo de esta elección se realizaba para reducir la posibilidad de excitar esta frecuencia natural del sistema. Este diseño rígido da lugar a torres excesivamente pesadas y caras, en especial cuando aumenta su altura. Las nuevas torres tubulares de acero se diseñan de tal forma que la frecuencia natural de flexión es inferior a estas frecuencias de giro de las palas.



Figura 2.39: Aerogenerador con torre tronco-cónica de acero

El criterio de fabricación más sencillo de las torres tubulares es mediante la unión de varios tramos cilíndricos. El número de tramos habitual suele ser dos o tres, para alturas de torres superiores a 60 metros (*referencia: Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica. Capítulo 3 620.91.SIS*). En las torres de elevada altura el diseño suele ser tronco- cónico con chapa de acero de espesor decreciente con la altura para reducir peso.

### **b) Accesibilidad**

Los criterios de accesibilidad tanto al rotor eólico como a los equipos embarcados en la góndola son muy importantes en los diseños actuales. Para turbinas pequeñas, con torres de altura inferior a 15 m, existen escaleras exteriores para acceder a la maquinaria (*Figura 2.40*). Cuando la altura de la torre es mayor, superior a 30 m, es común utilizar escaleras interiores con plataforma intermedias (*Figura 2.41*). Las turbinas actuales de gran potencia con alturas superiores a 60 m disponen, en algunos casos, de ascensor para acceder a la góndola. Evidentemente, este accesorio, casi imprescindible para tareas de mantenimiento supone un coste adicional del aerogenerador.

El acceso a la góndola se puede realizar o bien, por el interior de la torre, cuando el diseño es tubular o a través de un acceso exterior cuando la torre es de hormigón. Dependiendo del tipo de góndola es posible realizar todos los trabajos de mantenimiento dentro de ella, o en diseños más compactos, es necesario descubrir la capota que cubre la góndola para acceder a la maquinaria.



Fig. 2.40: Fotos de la torre con escaleras externas



Fig. 2.41: Fotos de la torre con escaleras internas

La torre no sólo dispone de las escaleras y plataformas para acceder a la parte superior de la máquina, en ella se ubican las canalizaciones de los cables de potencia que bajan hasta la zona inferior, donde cada vez es más frecuente que se ubique un transformador de potencia y las celdas de media tensión donde se realizan las conexiones exteriores y se colocan determinadas protecciones.



### c) Diseño estructural

El diseño de la torre ha de realizarse con unos criterios de resistencia y rigidez tales que la estructura soporte los esfuerzos debidos a los casos de carga que establece la norma IEC 61400/1. En concreto se debe calcular la máxima resistencia a fatiga de los materiales de la torre ante viento extremo, resistencia a fatiga de los materiales de la torre para una vida útil de diseño de 20 a 30 años y la rigidez de la torre (frecuencia natural de flexión) para evitar problemas de vibraciones mecánicas. A continuación se indican cada uno de los criterios de diseño.

- **Resistencia máxima**

La máxima resistencia de la torre se determina mediante un cálculo de cargas estáticas debidas al peso de la propia torre y de todos los elementos situados en su parte superior (rotor eólico y góndola). Además se debe considerar el momento flector que soporta la base de la torre debido a las fuerzas aerodinámicas de empuje sobre el rotor. Las condiciones de empuje más desfavorables se producen, en las turbinas con control de paso de pala, cuando se alcanza la velocidad de giro máxima y la velocidad del viento es la nominal. Por el contrario, las mayores fuerzas de empuje en turbinas con control aerodinámico pasivo se presentan para velocidades del viento superiores a la nominal. Otro caso de carga que se debe considerar en el diseño de la torre es la situación de viento extremo con la máquina parada.

- **Rigidez**

La estructura precisa unos requisitos de rigidez necesaria que evite los desplazamientos que pueden ocasionar las cargas. Esta rigidez es proporcionada a la estructura por una combinación de factores; en primer lugar como característica intrínseca del material, el acero es un material bastante rígido. En segundo lugar, el espesor de la estructura le confiere rigidez cuanto mayor sea este.

Además en los estudios dinámicos es necesario incluir su comportamiento en el caso que se excite la frecuencia natural de flexión.

- **Resonancia**

Es importante hacer un estudio de la frecuencia natural de la estructura para evitar que ésta coincida con alguna otra frecuencia como la del giro del rotor, por ejemplo, y entre en resonancia. Los modos de vibración más importantes de la torre son el 1º y 2º modo de vibración de flexión lateral. Como referencia, la frecuencia natural correspondiente a este 1º modo de vibración para una torre de 50 m de altura puede variar en el entorno de 0.5 a 1 Hz. Otro modo de vibración importante es el correspondiente a la frecuencia de torsión de la torre, que en la mayoría de los caso puede ser 3 o 4 veces superior a la frecuencia natural de flexión.



- **Flexión lateral. Pandeo**

Uno de los problemas de diseño más importantes que se deben considerar, en especial en las torres de altura elevada diseñadas con rigideces reducidas (torres muy esbeltas), es el fenómeno de *pandeo* o la flexión lateral que puede sufrir la estructura. Para evitar la aparición de este fenómeno, es necesario aumentar la rigidez de la estructura aumentando el grosor de la chapa de acero.

- **Resistencia a fatiga**

Las cargas variables con el tiempo son muy significativas cuando se calcula la resistencia a fatiga de la torre. Un cálculo estático no es suficiente para determinar el comportamiento estructural del componente a largo plazo. Como estas estructuras están diseñadas para durar bastantes años, es importante que se realice este tipo de estudio y así poder evitar que se rompa la torre por fatiga

#### d) Cimentación

El cálculo de la cimentación, al igual que el diseño estructural de la torre, depende de las cargas producidas por el rotor eólico en diferentes condiciones de operación, por esto la tecnología del aerogenerador juega un papel fundamental.

Un punto que diferencia el diseño de la torre con el diseño de la cimentación es la geología del terreno. Cuando el terreno es lo suficientemente compacto, esto es que la tensión admisible sea superior a un valor determinado, habitualmente  $3 \text{ Kg/cm}^2$ , el diseño de la cimentación se puede considerar convencional. Este tipo de cimentación dispone de una zapata de hormigón pretensado sobre la que se monta una virola que se unirá posteriormente a la brida inferior de la torre. En la *figura 2.42* se observa una cimentación convencional con torre tubular de acero.

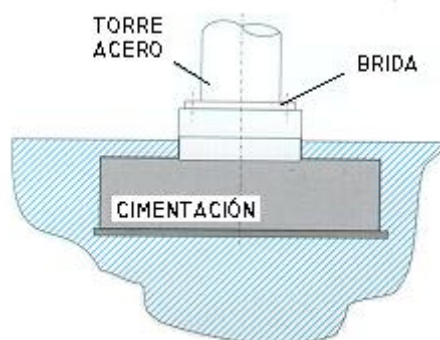


Figura 2.42: Cimentación con torre tubular de acero

Algunas torres de hormigón prefabricadas o incluso torres de acero tubulares se pueden integrar directamente en la estructura de hormigón, *Figura 2.43*

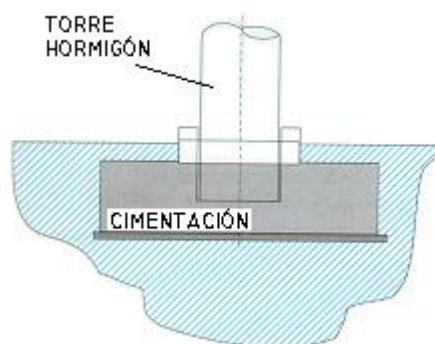


Figura 2.43: Cimentación con torre tubular de hormigón prefabricadas

Cuando la tensión del terreno es reducida para aportar rigidez a la cimentación es necesario sustentar la zapata de hormigón mediante pértigas o pilotes de sujeción como se indica en la *figura 2.44*.



Figura 2.44: Cimentación de torre tubular de acero con pértigas de sujeción

Los materiales utilizados en la fabricación de zapatas son por un lado una armadura de acero que ocupa prácticamente todo el volumen de la cimentación que se rellena en una primera fase con hormigón de limpieza y posteriormente con hormigón estructural. De esta forma se consigue las propiedades estructurales que se le exige a la cimentación.



## 3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

### 3.1 Introducción

En el apartado anterior se han desarrollado los antecedentes de la energía eólica y los aerogeneradores, permitiendo al lector introducirse íntegramente en este mundo. De este modo se da paso a la definición del problema de este PFC, concretando así todos los parámetros necesarios para la resolución del mismo.

En primer lugar se ha seleccionado el lugar de emplazamiento de los aerogeneradores a estudiar, imprescindible para conocer las velocidades de los vientos. Y, consecutivamente, se ha definido todo lo relacionado con la estructura del aerogenerador en cuestión, es decir, la potencia, altura, geometría, materiales y, por último, los estados de carga.

### 3.2 Selección del emplazamiento

A primera vista, dado que la velocidad del viento es el factor energético predominante, se puede suponer que los emplazamientos más adecuados para la instalación de máquinas eólicas son aquellos en los que sopla el viento con velocidades más elevadas. Sin embargo, si se tienen en cuenta las características operacionales de las aeroturbinas, habrá que considerar no sólo el valor de las velocidades del viento, sino también su distribución.

Toda máquina eólica requiere de una velocidad mínima de viento, por debajo de la cual no genera el suficiente impulso para arrancar. Una vez en funcionamiento se va acelerando a medida que aumenta la velocidad del viento, hasta que éste llega a una velocidad determinada en que se alcanza las condiciones de régimen de la aeroturbina. Para esta velocidad de viento se diseña especialmente la máquina, de forma que se obtenga el máximo rendimiento. Esta velocidad de diseño suele tener un valor aproximado al valor medio de la velocidad del viento en el emplazamiento elegido.





Cuando la velocidad del viento es superior a la de diseño, el rendimiento aerodinámico disminuye, desperdiándose parte de la energía. En la mayoría de las modernas aeroturbinas, el exceso de energía en vientos con velocidades superiores a la de diseño se pierde en su totalidad por motivos de regulación y control. Finalmente, las máquinas eólicas se construyen con limitación de velocidad de viento, por encima de la cual se desconectan por motivos de seguridad. Así pues, para obtener un mejor aprovechamiento de la energía de los vientos es necesario elegir cuidadosamente la velocidad de diseño de la aeroturbina, buscando un emplazamiento en el que la velocidad del viento tenga un elevado valor medio y sople con regularidad.

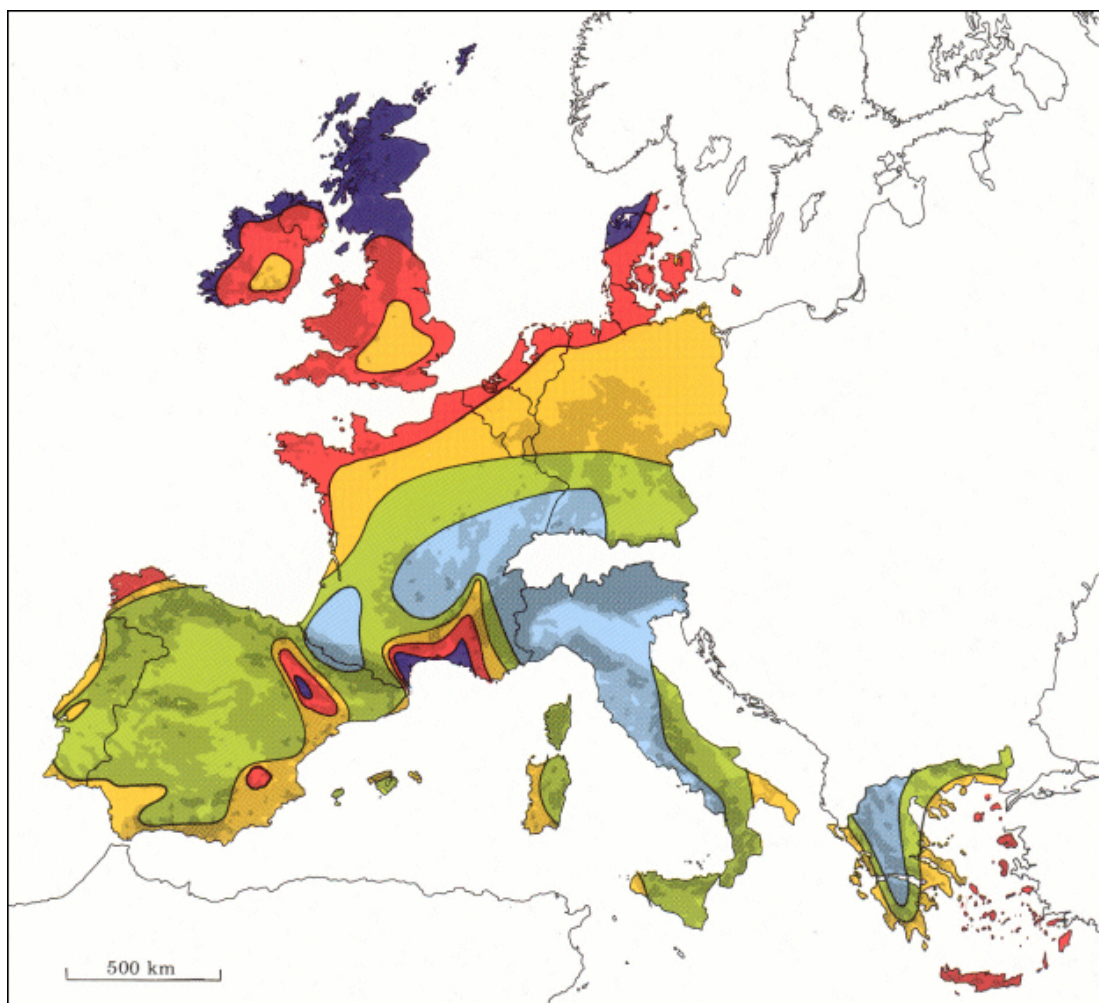
Se hace necesario disponer de una información meteorológica detallada sobre la estructura y distribución de los vientos en función de su velocidad. Las mediciones estadísticas deben realizarse durante un período mínimo de tres años para poder obtener unos valores fiables, que una vez procesados permitan elaborar:

- Mapas eólicos
- Distribución de velocidades
- Perfil de velocidades

Los mapas eólicos proporcionan una información global sobre el nivel medio de los vientos en una determinada área geográfica, situándonos las zonas más idóneas desde el punto de vista energético. Estos mapas se elaboran uniendo puntos geográficos con iguales valores de velocidad de viento. Las isolíneas separan zonas con regímenes de viento diferentes, permitiéndonos determinar los valores medios probables en un emplazamiento dado.

La mayoría de los países europeos empezaron a recoger datos estadísticos sobre vientos a partir de la Segunda Guerra Mundial, con el fin de poder disponer de información básica que les permitiera evaluar su potencial energético.

En España se elaboró un primer mapa eólico nacional en los años sesenta, a partir de las mediciones tomadas por la Comisión de Nuevas Energías. En la actualidad se ha elaborado un programa de mediciones eólicas a cargo del Instituto Nacional de Meteorología, en colaboración con otros organismos (ASINEL, CDTI) con más de 80 estaciones repartidas por todo el país. Estos mapas eólicos serán de gran ayuda para la selección adecuada del emplazamiento.



RECURSOS EÓLICOS A 50 (45) M SOBRE EL NIVEL DEL MAR

COLOR	TERRENO ACCIDENTADO		PLANO ABIERTO		EN LA COSTA		MAR ABIERTO		COLINAS Y CRESTAS	
	m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>
	>6.0	>250	>7.5	>500	>8.5	>700	>9.0	>800	>11.5	>1800
	5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
	4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
	3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0-8.5	400-700
	<3.5	<50	<4.5	<100	<5.0	<150	<5.5	<200	<7.0	<400
			>7.5							
			5.5-7.5							
			<5.5							

Figura 3.1 Mapa eólico Europeo.  
Fuente [www.windpower.org](http://www.windpower.org)



De entre las distintas Comunidades Autónomas en las que se podría colocar un parque eólico, en este PFC se ha elegido Andalucía, por la abundancia de vientos existentes, y la elevada velocidad media asociada a los mismos, como se observa en la *figura 3.2*

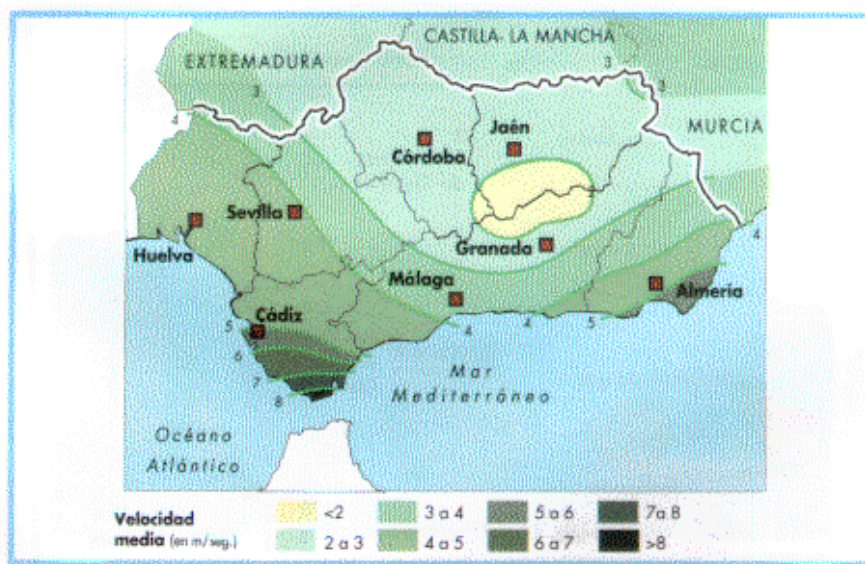
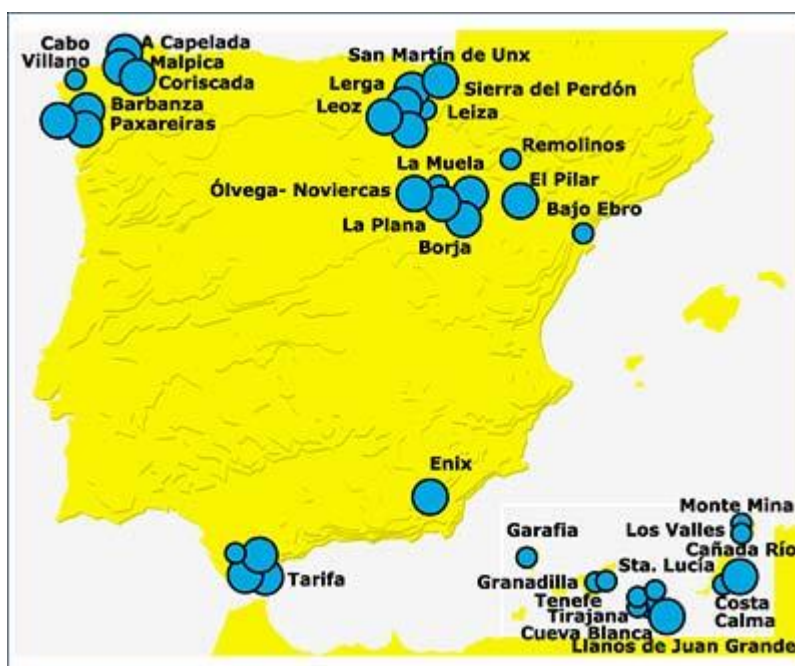


Figura 3.2 Recursos eólicos de la Comunidad Autónoma de Andalucía

Tarifa (Cádiz) es la zona más ventosa de Andalucía, pero también la más poblada de parques eólicos, como se puede observar en la *figura 3.3* por ello se elegirá un emplazamiento que no esté tan explotado, como puede ser Almería, a pesar de que la velocidad media de los vientos sea ligeramente menor. La zona más costera de Almería, es decir, el cabo de Gata, no tiene aglomeración de parques eólicos y goza de unas velocidades medias de viento que rondan los 5 y 6 m/s (entre 18 y 22 km/h), por lo que éste es un emplazamiento previsiblemente productivo.



El mapa indica los parques eólicos de potencia superior a 1 MW. Los círculos grandes muestran los parques con potencia superior a los 10 MW.

Figura 3.3 Mapa de la ubicación de los distintos parques eólicos.

Fuente: [www.unesa.net](http://www.unesa.net)

### 3.3 Materiales

En cuanto a materiales se refiere, ya se ha visto que en la historia de los aerogeneradores ha destacado el acero y el hormigón como principales componentes de torres. Puesto que el acero tiene un peso mucho menor que el hormigón, característica que interesa, se buscará de entre los aceros, aquel que tenga mejores propiedades. En el libro ASM Handbook. Volume 1 se ha encontrado un acero aleado para aplicaciones estructurales muy recomendable:

Acero: ASTM A 148, 135-125

Tensión Límite: 860 MPa

Mínima elongación en 50 mm: 9%

Mínima reducción en área: 22%

Densidad: 7900 kg/m<sup>3</sup>

Así la propiedad fundamental para los análisis será la tensión límite, que será la que influya en el soporte de cargas a las que esté sometida la torre.



### 3.4 Geometría y Tipología

Existen diferentes tipologías de torres, pero este proyecto se ha centrado principalmente en dos, que son las más usuales.

En primer lugar se estudiará la torre geoméricamente más sencilla, esta es la torre cilíndrica (*Figura 3.4*). La torre será interiormente hueca y con el espacio suficiente para alojar a una persona, por razones de mantenimiento y posibles averías, como ya se había señalado en apartados anteriores. De esta torre se estudiarán, en apartados venideros, las dimensiones óptimas de espesor y diámetro para que soporte las cargas a las que está sometido y, al mismo tiempo, pese lo menos posible.

A continuación se tomará como objeto de estudio una torre troncocónica (*Figura 3.5*). Esta torre posee un grado más de complicación puesto que hay que contar con un ángulo de variación del radio a lo largo de la torre y diferentes diámetros en los distintos extremos, esto dificulta los cálculos y la modelización. Al igual que en el caso anterior, debe ser hueca y se han de estudiar las dimensiones óptimas para los requisitos exigidos.

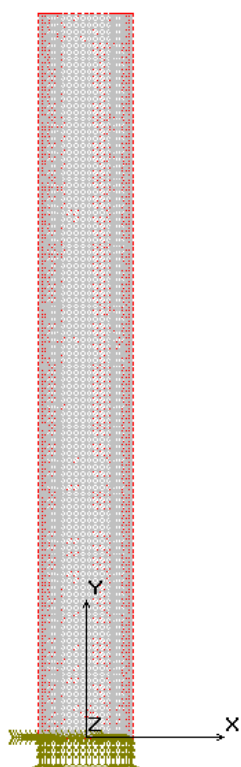


Figura 3.4: Torre cilíndrica

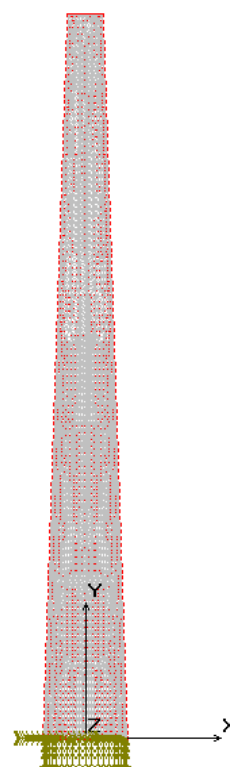


Figura3.5: Torre troncocónica

Ambas torres tienen limitaciones. Cada torre ha de ser suficientemente alta como para que las palas de la góndola no tropiecen con el suelo durante su funcionamiento. El diámetro de dichas palas suele ser aproximadamente del mismo tamaño que la altura de la torre.





Además han de tener un diámetro de torre tal, que proporcione un área suficiente en el extremo superior de la torre para sostener la góndola, la cual tiene unas dimensiones considerables. Esto conlleva prestar una atención especial a la variación del diámetro de la segunda tipología de torre. Este tipo de torre, por su base más ancha, soporta mejor las cargas, pero no puede tener un diámetro inferior muy ancho porque no se alcanzaría la condición de mínimo peso. Tampoco puede ser muy estrecha en la parte superior porque el área proporcionada no sería suficiente para soportar la góndola. Por lo que se ha de llegar a un equilibrio para lograr este ángulo de variación deseada.

### 3.5 Potencia y Altura

Para determinar la potencia y altura de los aerogeneradores del proyecto se ha hecho un muestreo con datos reales de aerogeneradores. En el estudio se han tomado los valores de alturas y potencias de estos aerogeneradores y se han representado gráficamente como se puede ver en la *figura 3.6*. A continuación se ha ajustado una línea de interpolación y, a partir de ella, se han elegido dos alturas de torre que resultan adecuadas para el proyecto.

**Relación entre Potencia y Altura de aerogeneradores**

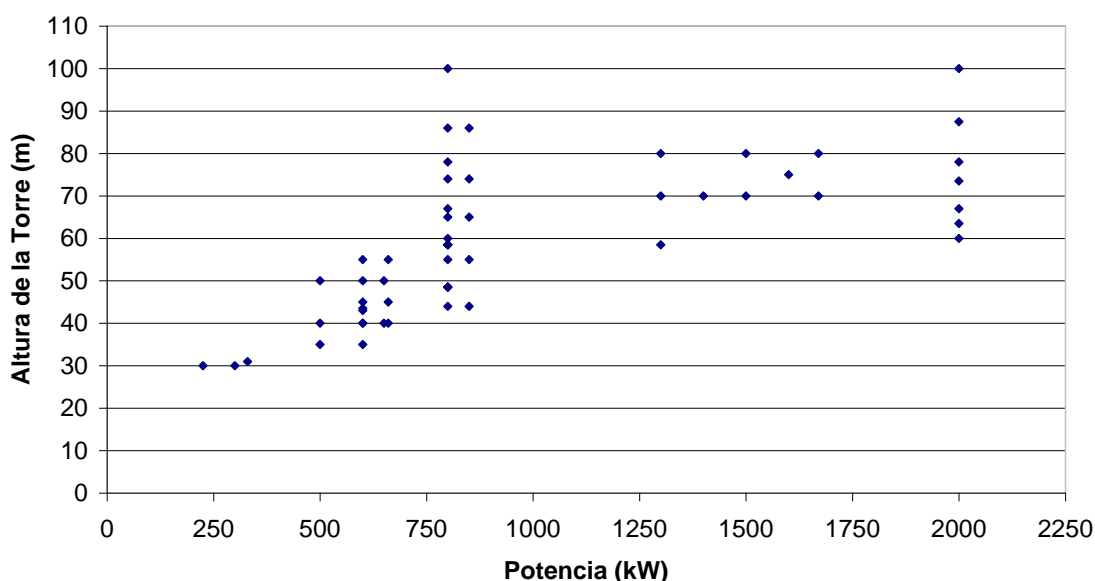


Figura 3.6: Gráfica que relaciona la Potencia y la Altura de una muestra de 44 aerogeneradores

Se han escogido tamaños más o menos estándar. En primer lugar se ha elegido un tamaño de torre mediano con una altura de 40 metros, para el cuál se ha estudiado las dos modalidades de torres indicadas en el apartado anterior, la cilíndrica y la troncocónica. Un segundo tamaño ha sido elegido como representativo de torres más altas, y es un aerogenerador con una altura de 75 metros, para éste también se han tenido en cuenta las dos modalidades de torres anteriormente indicadas.



Para cada tamaño de torre se asigna una potencia de rotor aproximada tomada de la gráfica. Para las torres de 40 m se estima una potencia de 500 kW y para las torres de 75 m una potencia de 1800 kW.

Los datos del muestreo se han tomado de diferentes fuentes, tanto libros como “LARGE WIND TURBINES” de Eric Hau ó “MANUALES DE ENERGÍAS RENOVABLES. VOL 2: ENERGÍA EÓLICA”, como páginas web de empresas como MADE ENDESA, GAMESA EÓLICA Y ECOTÉCNIA, entre otras.

De estas mismas referencias se han tomado los pesos de las góndolas que varían según la potencia del rotor. Es un dato imprescindible para el cálculo, pero no es necesario hacer un estudio profundo del mismo, puesto que nuestro estudio se centra en la torre. Así los pesos de la góndola para cada torre son:

- TORRE MEDIANA (H=40m) POTENCIA= 500 kW PESO CTO. GÓNDOLA-PALAS= 40 T
- TORRE GRANDE (H=75m) POTENCIA= 1800 kW PESO CTO. GÓNDOLA-PALAS=150 T

## 3.6 Estado de cargas

### 3.6.1 La carga del viento

Desde un punto de vista práctico, es el contenido energético del viento lo que interesa aprovechar.

La energía cinética de una masa de aire que se desplaza viene determinada por la llamada <<Ley del cubo>>.

$$E = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3$$

Siendo E = Energía por unidad de tiempo (W)

A = Área interceptada (m<sup>2</sup>)

$\rho$  = Densidad del aire (kg/m<sup>3</sup>)

V = Velocidad del viento (m/s)

El contenido energético del viento depende de la densidad del aire y de su velocidad (*Figura 3.7*). Como en cualquier gas, la densidad varía con la temperatura y la presión, y ésta, a su vez, con la altura sobre el nivel del mar (*Figura 3.8*)



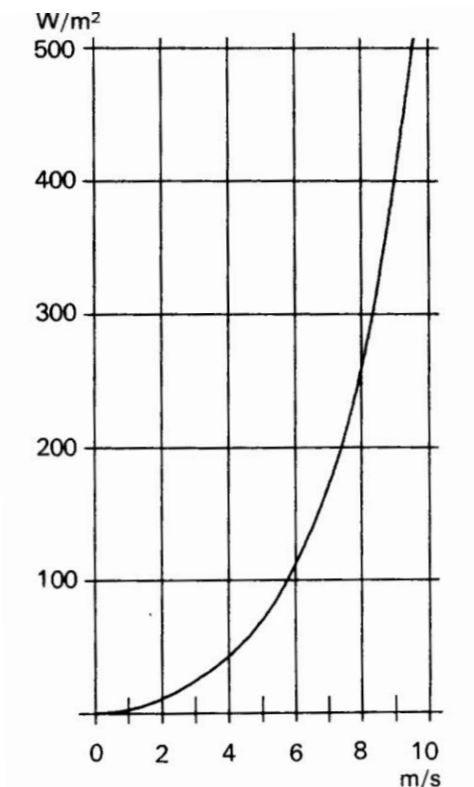


Figura 3.7: Evolución de la energía contenida en el viento en función de la velocidad, para unas condiciones normales de presión y temperatura.  
(Cádiz Deleito, Juan Carlos "LA ENERGÍA EÓLICA: TECNOLOGÍA E HISTORIA")

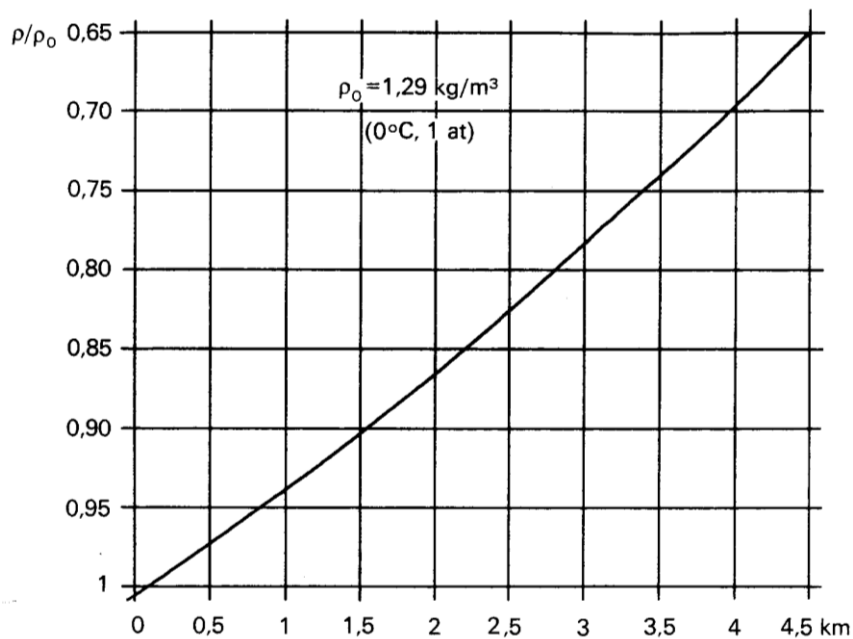


Figura 3.8: Variación de la densidad del aire en función de la altura sobre el nivel del mar.  
(Cádiz Deleito, Juan Carlos "LA ENERGÍA EÓLICA: TECNOLOGÍA E HISTORIA")



Pero es la carga del viento en forma de fuerza que ejerce sobre la torre lo que interesa aplicar, en lugar de la energía cinética de éste. Por ello se hará una adaptación de esta <<Ley del cubo>> aplicando a su vez conocimientos de mecánica de fluidos. Considerando el viento como un fluido, se enfocará la búsqueda fuerza ejercida sobre la torre como la resistencia que ofrecen las torres al paso del viento a través de ellas. Y por la ley de la acción y reacción esta resistencia de las torres, será la misma que la fuerza que ejerce el viento sobre ellas.

$$\text{Resistencia aerodinámica} = \frac{1}{2} \cdot C_D \cdot \rho \cdot V^2 \cdot L \cdot D$$

Siendo  $C_D$  = Coeficiente de resistencia

$\rho$  = Densidad del fluido, en este caso del aire ( $\text{kg/m}^3$ )

$V$  = Velocidad del viento (m/s)

$L$  = Longitud de la torre (m)

$D$  = Diámetro exterior de la torre (m)

Para un cilindro sometido aun flujo de aire, este coeficiente de resistencia  $C_D$  se puede expresar en función del parámetro  $L/D$  del cilindro, tal como se muestra a continuación en la *Tabla 1*.

$L/D$	$C_D$
$\infty$	1.2
40	0.98
20	0.91
10	0.82
5	0.74
3	0.72
2	0.68
1	0.64

Tabla 1: Coeficiente de resistencia  $C_D$  que ofrece el cilindro al paso del cilindro según la relación  $L/D$  del cilindro. (*White, Frank M. "MECÁNICA DE FLUIDOS"*)



Por tanto habrá que elegir un valor de  $C_D$  para efectuar los cálculos de las diferentes torres, de acuerdo con las medidas de las mismas.

Por último y para resolver la resistencia o fuerza que ejerce el viento sobre la torre, es interesante estudiar la velocidad del viento, o en este caso, la distribución de la misma a lo largo de la torre.

- **Perfil de velocidades**

Con el perfil de velocidades se obtiene la variación de la velocidad del viento a medida que se gana altura respecto al suelo. Es necesario considerarlo puesto que la velocidad del viento no va a ser la misma en la base de la torre que en la cabeza, y esta variación es especialmente notable en este tipo de torres tan esbeltas, es decir, con una altura elevada y reducida rigidez. Las fuerzas de rozamiento y el efecto de frenado debido a las irregularidades del terreno son más intensos en las capas que se encuentran en contacto con el terreno (*Figura 3.9*), y la distribución de velocidades en función de la altura sigue una ley de tipo exponencial:

$$v_1/v_0 = (h_1/h_0)^\gamma$$

Siendo  $v_1$ = la velocidad del viento a una altura  $h_1$  (m/s)

$v_0$ = la velocidad del viento a una altura  $h_0$  (m/s)

$h_0$ = altura de referencia a la que están tomados los datos de velocidades de los mapas eólicos.  $h_0 = 10\text{m}$

Por tanto, si  $v_0$  es conocida, que es la velocidad obtenida de los mapas eólicos, y  $h_0$ , que es la altura a la que se refiere dicha velocidad, lo que interesa conocer es la velocidad del viento  $v_1$  en los diferentes puntos de las torres, situados a una altura  $h_1$ .

$$v_1 = v_0 \cdot (h_1/h_0)^\gamma$$

Así la variación de la velocidad del viento  $v(z)$  con respecto a la altura  $z$  será:

$$v(z) = v_0 \cdot (z/h_0)^\gamma$$

El coeficiente  $\gamma$  es un parámetro que depende de la topografía del terreno y de las condiciones meteorológicas. Generalmente se calcula en base a mediciones y estimaciones estadísticas. (*Cádiz Deleito, Juan Carlos, 1984*)



Valores típicos del coeficiente  $\gamma$

Área descubierta.....	0.14-0.34
Área boscosa.....	0.35-0.6
Área edificada.....	0.6 -0.8

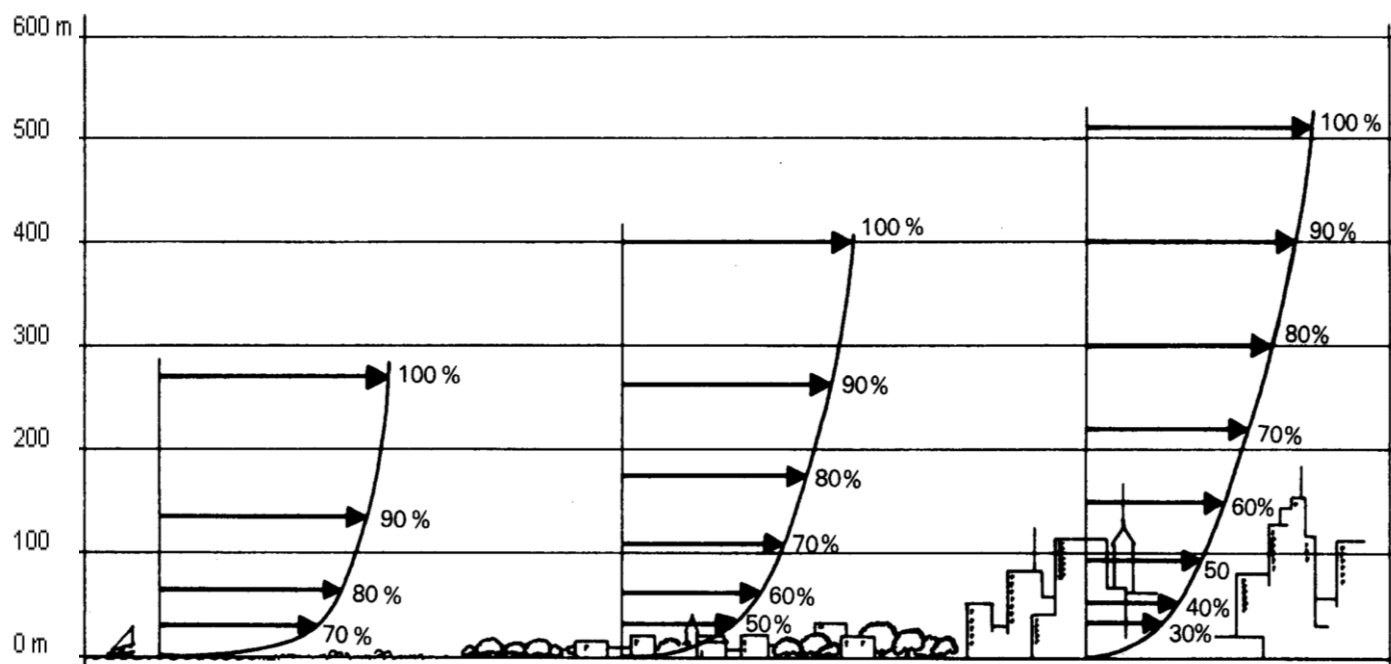


Figura 3.9: Perfiles de velocidades del viento en función de las características topográficas del terreno.

El emplazamiento de los aerogeneradores será siempre un área descubierta, para aprovechar mejor la fuerza del viento, por tanto, el valor de  $\gamma$  estará comprendido entre 0.14 y 0.34. Para este caso se tomará un valor intermedio  $\gamma = 0.24$ .

Con la información que proporciona el perfil de velocidades se puede determinar la altura más adecuada para instalar la turbina. Esta altura se obtiene como una solución de compromiso entre el incremento de coste por cada metro de torre adicional y el aumento de ganancia energética que representa.

Así la fuerza de resistencia ( $F_R$ ) que ejerce el viento sobre las torres, en función de la altura ( $z$ ) queda:

$$dF_R(z) = \frac{1}{2} \cdot C_D \cdot \rho \cdot v(z)^2 \cdot D \cdot dz \Rightarrow dF_R(z) = \frac{1}{2} \cdot C_D \cdot \rho \cdot [v_0 \cdot (z/h_0)^\gamma]^2 \cdot D \cdot dz$$



### 3.6.2 La carga de la góndola

Además de la carga del viento, la torre ha de soportar el peso del conjunto de la góndola y las palas. La ventaja de esta carga, con respecto a la del viento, es que es constante y no varía con la altura. El peso del conjunto góndola y palas es diferente para cada torre, dependiendo de la potencia de los aerogeneradores. Y, como ya se ha señalado en el apartado 3.4, los datos del peso de las góndolas, referenciados en torres reales de empresas como Gamesa y Made Endesa, son los que se muestran a continuación:

- TORRE MEDIANA (H=40m) POTENCIA= 500 kW PESO CTO. GÓNDOLA-PALAS= 40 T
- TORRE GRANDE (H=75m) POTENCIA= 1800 kW PESO CTO. GÓNDOLA-PALAS=150 T

En definitiva, el estudio de la torre del aerogenerador se ha dividido en el estudio de cuatro variedades de torres que cubren un amplio rango de posibilidades. A continuación se detalla una tabla-resumen (*Tabla 2*) del problema y la nomenclatura que se ha usado para cada una de ellas.

TORRE	GEOMETRÍA	ALTURA	POTENCIA	PESO CTO. GÓNDOLA	MATERIAL TORRE
1	Cilíndrica	40 m	500 kw	40 T	Acero
2	Cilíndrica	75 m	1800 kw	150 T	Acero
3	Troncocónica	40 m	500 kw	40 T	Acero
4	Troncocónica	75 m	1800 kw	150 T	Acero

Tabla 2: Resumen del planteamiento del problema del proyecto



# 4. MODELIZACIÓN ANALÍTICA SIMPLIFICADA

## 4.1 Introducción

En este apartado se modelizan las torres de una manera sencilla y se hace un estudio analítico, obteniéndose a partir del mismo resultados aproximados de las dimensiones de las torres. Basándose en este dimensionamiento previo ya es posible pasar a un estudio más detallado empleando un modelo numérico, comprobando entonces la veracidad de los resultados que se obtienen en este apartado.

En líneas generales, se analizan distintas geometrías de torres y así poder comprobar cuál de ellas es mejor, en base a los esfuerzos sufridos, los desplazamientos de la estructura, el pandeo, la frecuencia natural que posee la torre y, sobre todo, su peso, el cuál se ha de intentar minimizar. Este procedimiento sirve para estudiar qué valores de diámetro y espesor se aproximan más a los requisitos del problema, despreciando así el resto de valores.

Para llevar a cabo este planteamiento se propone una modelización numérica simplificada, realizándose los cálculos iniciales teóricos de momentos y tensiones máximas sufridas por la estructura, desplazamientos vertical y horizontal máximos, frecuencia y pandeo. Todo ello se hace para un rango amplio de diámetros y espesores. En este análisis preliminar se emplea el programa MatLab y hojas de cálculo Excel.

Una vez hecho este estudio preliminar se reduce considerablemente el rango de valores con el que se trabaja posteriormente en la modelización numérica del proyecto. Esta modelización se lleva a cabo con el programa de Elementos finitos CosmosM y permite ratificar la validez de la estructura definitiva. Así se obtienen las dimensiones de espesor y radio definitivas para cada tipo de torre.

Comenzando por la estructura más sencilla, el *CASO 1* es de torre cilíndrica. Se estudia para las dos alturas de torres el menor diámetro y espesor posible, para lograr el



principal objetivo de peso mínimo de la torre. Con ello se dimensiona la torre 1 y 2, que corresponden, respectivamente, a torres de 40 y 75 m de altura.

Una vez dimensionadas las torres del *CASO I*, se estudiará una estructura de torre troncocónica, que será el *CASO II*. Esta estructura es la más habitual en la mayoría de los aerogeneradores ya que por su forma, más ancha en la base y estrecha en la parte superior, es capaz de soportar mayores esfuerzos con el mismo material que una estructura simplemente cilíndrica.

Para este problema se siguen los mismos pasos que para el *CASO I* ya que se ha de llegar a la misma conclusión, una estructura con el menor peso posible que soporte los esfuerzos a los que está sometido. La ventaja en este caso es que, basándose en los resultados del caso anterior, es posible intuir más fácilmente el rango de valores en los que se va a trabajar. Así, se hace un primer sondeo de los valores de diámetro y espesor empleando la hoja de cálculo en una modelización analítica del caso, y, posteriormente, se pasa a la modelización numérica del mismo, definiendo exactamente la geometría en el CosmosM.

## 4.2 Modelo empleado

El análisis de las torres se basa en un modelo sencillo de análisis, para poder aplicar conocimientos de resistencia de materiales. Se ha considerado la torre (*figura 4.1*) como una viga empotrada en un extremo, sometida a una carga distribuida y variable a lo largo de su longitud, que es la del viento, y a otra carga constante y de compresión en la parte superior de la misma, que viene a ser el peso de la góndola. Estas cargas producen en la torre unos esfuerzos y unos desplazamientos que son el objeto de este estudio para así poder diseñar la torre resistente a los mismos.

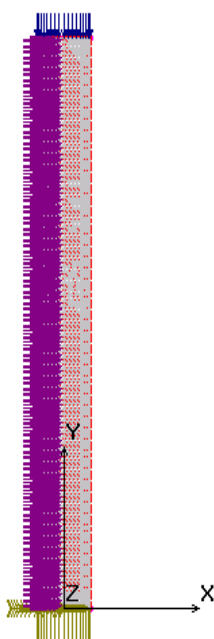


Figura 4.1 Torre: Viga empotrada sometida a cargas





Una parte importante del análisis ha sido la modelización de cada uno de estos esfuerzos aplicando los conocimientos de resistencia de materiales.

### a) Momento Flector

La carga del viento va a producir un momento sobre la torre variable con la altura. Si se divide la torre en pequeños incrementos de altura se puede calcular el momento flector en cada uno de ellos mediante una integral sencilla. Básicamente, se integra la fuerza que ejerce el viento en la parte de estructura que queda por encima del punto estudiado, multiplicado por esta distancia. Esto es porque esta parte superior sí ejerce momento sobre el punto elegido, en cambio, la parte que queda por debajo no. Lógicamente el momento máximo estará en el empotramiento, puesto que la parte de estructura que queda por encima de éste es la torre al completo.

Así, el momento flector en un punto de la torre situado a una altura  $z$  viene definido por:

$$dM = dF_R \cdot (\xi - z) \Rightarrow M(z) = \int_z^L dF_R \cdot (\xi - z)$$

Siendo  $dF_R$ : Fuerza de resistencia que ejerce el viento sobre la torre definida en el apartado 3.6.1:  $dF_R(z) = \frac{1}{2} \cdot C_D \cdot \rho_{\text{aire}} \cdot [v_0 \cdot (z/h_0)^\gamma]^2 \cdot D \cdot dz$

$z$ : Distancia desde el suelo hasta el punto donde se estudia el momento flector

$\xi$ : Distancia desde el suelo hasta un incremento de altura de torre tomado en la parte de la estructura que queda por encima del punto estudiado.

$L$ : Altura de la torre

Teniendo en cuenta que la variable es  $\xi$  puesto que hay que integrar este incremento entre  $z$  y  $L$  la ecuación a resolver queda:

$$M(z) = \int_z^L \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{aire}} \cdot C_D \cdot D \cdot v_0^2 \cdot \left( \frac{\xi}{h_0} \right)^{2\gamma} \cdot (\xi - z) \cdot d\xi$$

Integrando queda la siguiente expresión:

$$M(z) = \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{aire}} \cdot C_D \cdot D \cdot v_0^2 \cdot \frac{h_0^2}{h_0^{2\gamma+2}} \left[ \frac{L^{2\gamma+2} - z^{2\gamma+2}}{2\gamma+2} - \frac{z \cdot L^{2\gamma+1} - z^{2\gamma+2}}{2\gamma+1} \right] \quad \text{Ec. (1)}$$



Con esta expresión se puede hallar el momento flector en cualquier punto de la torre, sustituyendo  $z$  por la altura del punto que se desee. Lo que interesa en este caso es hallar el momento máximo que, como ya se ha señalado anteriormente, está en el empotramiento, es decir en  $z = 0$ .

### b) Tensión Máxima

Con el momento máximo se pueden hacer las primeras comprobaciones de la estructura. De esta manera se ha de verificar que la tensión máxima sufrida ( $\sigma_{MAX}$ ) no supere la tensión límite del material ( $\sigma_{LIM}$ ), es decir, no sea superior a 860 MPa. Para hallar esta tensión máxima se emplearán las ecuaciones de Navier:

$$\sigma_{MAX} = \frac{M_{MAX} \cdot Y_{MAX}}{I} + \frac{N}{A_C} \quad \text{Ec. (2)}$$

Siendo  $\sigma_{MAX}$ : Tensión máxima sufrida por la estructura

$M_{MAX}$ : Momento máximo, en el empotramiento

$Y_{MAX}$ :  $D/2 = R_2$

$I$ : Momento de inercia

$N$ : Esfuerzo axial  $\Rightarrow N = -M_C \cdot g$

$A_C$ : Área cortante de la torre

$M_C$ : Masa góndola

$g$ : Aceleración de la gravedad.

Pero en todo diseño debe haber un margen de seguridad para evitar en lo mayor posible la cabida del error. Dado que no se ha encontrado normativa específica para el diseño de este tipo de estructuras, se ha recurrido a la Norma Básica de Edificación (NBE) como guía para definir los coeficientes de seguridad y los límites de diseño. De este modo, el coeficiente de seguridad indicado en la NBE para la tensión máxima en este tipo de estructuras es 1.5, que ha de multiplicarse por la tensión máxima sufrida por el material. Así, el resultado tendrá que ser menor que la tensión límite del material, para que la estructura cumpla con los requisitos en cuanto a tensión se refiere.

$$1.5 \cdot \sigma_{MAX} < \sigma_{LIM}$$

Siendo  $\sigma_{MAX}$ : Tensión máxima sufrida por la estructura

$\sigma_{LIM}$ : Tensión límite del material: 860 MPa



Para que la visualización de los resultados sea más sencilla se reescribe la expresión de la siguiente manera:

$$\sigma_{LIM} / (1.5 \cdot \sigma_{MAX}) > 1$$

### c) Desplazamiento horizontal

Es, con mucha diferencia, el desplazamiento horizontal el más crítico entre los desplazamientos. Y por esta razón, su estudio ha de ser cuidadoso y probablemente uno de los factores decisivos en el dimensionamiento de las torres. Puesto que en uno de los extremos se encuentra empotrada la torre, será el extremo libre el que sufra los mayores desplazamientos. Así, la integral que nos permite obtener dicho desplazamiento será:

$$u_x = \int_0^L \frac{M(z)}{E \cdot I} \cdot (L - z) \cdot dz$$

Siendo: E: Módulo de elasticidad  $\Rightarrow E = 2.1 \cdot 10^{11}$  Pa

Y la expresión que resulta de esta integral es:

$$u_x = \frac{1}{2} \cdot \rho_{aire} \cdot C_D \cdot D \cdot v_0^2 \cdot \frac{h_0^2}{h_0^{2\gamma+2}} \left[ \frac{L^{2\gamma+4}}{(2\gamma+3) \cdot (2\gamma+4)} \left( \frac{1}{2\gamma+1} - \frac{1}{2\gamma+2} \right) + \frac{L^{2\gamma+4}}{2 \cdot (2\gamma+2)} - \frac{L^{2\gamma+4}}{6 \cdot (2\gamma+1)} \right]$$

**Ec. (3)**

Al igual que la tensión máxima, se aplica un coeficiente de seguridad coherente con esta magnitud, atendiendo a la Norma Básica de Edificación (NBE) el coeficiente que se aplica en este tipo de esfuerzo es 500. Por esta razón, la estructura será válida en cuanto a la altura se refiere si se cumple que:

$$L / (500 \cdot U_x) > 1$$

### d) Desplazamiento vertical

Quizá este desplazamiento sea el menos crítico a la hora de determinar las dimensiones de las torres. Este desplazamiento se calcula también con las ecuaciones de Navier-Bresse:



$$V_z = \int_0^L \frac{N}{E \cdot A_c} \cdot dz \Rightarrow V_z = \frac{N}{E \cdot A_c} \cdot L \quad \text{Ec. (4)}$$

Siendo:  $V_z$ : Desplazamiento vertical

$N$ : Esfuerzo axil  $\Rightarrow N = -M_c \cdot g$

$M_c$ : Masa góndola

$g$ : Aceleración de la gravedad

$E$ : Módulo de elasticidad  $\Rightarrow E = 2.1 \cdot 10^{11} \text{ Pa}$

$A_c$ : Área cortante

Para validar las torres se ha empleado la misma condición que para el desplazamiento horizontal, a pesar de que este desplazamiento es menor y por ello no va a suponer un problema para las torres.

$$L / (500 \cdot V_z) > 1$$

### e) Pandeo

Este cálculo resulta un tanto engorroso por la cantidad de parámetros de los que depende y porque algunos de ellos están normalizados para ciertos aceros y no para el que se está utilizando en este PFC. Siguiendo la NBE (Norma Básica de Edificación) en las piezas sometidas a compresión centrada ha de verificarse que:

$$\sigma^* = N^* \cdot \frac{\omega}{A_c} \leq \sigma_U$$

Siendo:  $\sigma^*$ : Resistencia ponderada a pandeo sufrida por la estructura.

$\sigma_U$ : Resistencia de cálculo del acero.  $\Rightarrow \sigma_U = 860 \text{ MPa}$

$N^*$ : Esfuerzo normal ponderado de compresión.

$A_c$ : Área cortante de la torre

$\omega$ : Coeficiente de pandeo, función de la esbeltez mecánica

$\lambda$  de la pieza determinada según el tipo de acero y la

ecuación:  $\Rightarrow \lambda = \frac{l_K}{i}$



Los valores del coeficiente de pandeo ( $\omega$ ) para los aceros A37, A42 y A52 se dan en la *Tabla 3*:

Tipo de acero	$\lambda$	Coeficiente $\omega$ de pandeo función de la esbeltez $\lambda = \frac{l_k}{i}$									
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
A37	20	1.01	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.03	1.03	1.03
	30	1.03	1.04	1.04	1.04	1.05	1.05	1.05	1.06	1.06	1.06
	40	1.07	1.07	1.08	1.08	1.08	1.09	1.09	1.10	1.10	1.11
	50	1.12	1.12	1.13	1.14	1.14	1.15	1.16	1.17	1.17	1.18
	60	1.19	1.20	1.21	1.22	1.23	1.24	1.25	1.26	1.28	1.29
	70	1.30	1.31	1.33	1.34	1.36	1.37	1.39	1.40	1.42	1.44
	80	1.45	1.47	1.49	1.51	1.53	1.55	1.57	1.59	1.61	1.63
	90	1.65	1.67	1.70	1.72	1.74	1.77	1.79	1.82	1.84	1.87
	100	1.89	1.92	1.95	1.97	2.00	2.03	2.06	2.09	2.12	2.15
	110	2.18	2.21	2.24	2.27	2.30	2.33	2.37	2.40	2.43	2.47
	120	2.50	2.53	2.57	2.60	2.64	2.68	2.71	2.75	2.78	2.82
	130	2.86	2.90	2.94	2.97	3.01	3.05	3.09	3.13	3.17	3.21
	140	3.25	3.29	3.33	3.38	3.42	3.46	3.50	3.55	3.59	3.63
	150	3.68	3.72	3.77	3.81	3.86	3.90	3.95	4.00	4.04	4.09
	160	4.14	4.18	4.23	4.28	4.33	4.38	4.43	4.48	4.53	4.58
	170	4.63	4.68	4.73	4.78	4.83	4.88	4.94	4.99	5.04	5.09
	180	5.15	5.20	5.26	5.31	5.36	5.42	5.48	5.53	5.59	5.64
	190	5.70	5.76	5.81	5.87	5.93	5.99	6.05	6.11	6.16	6.22
	200	6.28	6.34	6.40	6.46	6.53	6.59	6.65	6.71	6.77	6.84
	210	6.90	6.96	7.03	7.09	7.15	7.22	7.28	7.35	7.41	7.48
220	7.54	7.61	7.67	7.74	7.81	7.88	7.94	8.01	8.08	8.15	
230	8.22	8.29	8.36	8.43	8.49	8.57	8.64	8.71	8.78	8.85	
240	8.92	8.99	9.07	9.14	9.21	9.29	8.36	9.43	9.51	9.58	
250	9.66										
A42	20	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.03	1.03	1.03	1.03	1.04
	30	1.04	1.04	1.04	1.05	1.05	1.05	1.06	1.06	1.07	1.07
	40	1.07	1.08	1.08	1.09	1.09	1.10	1.10	1.11	1.12	1.12
	50	1.13	1.14	1.14	1.15	1.16	1.17	1.18	1.19	1.20	1.21
	60	1.22	1.23	1.24	1.25	1.26	1.27	1.29	1.30	1.31	1.33
	70	1.34	1.36	1.37	1.39	1.40	1.42	1.44	1.46	1.47	1.49
	80	1.51	1.53	1.55	1.57	1.60	1.62	1.64	1.66	1.69	1.71
	90	1.74	1.76	1.79	1.81	1.84	1.86	1.89	1.92	1.95	1.98
	100	2.01	2.03	2.06	2.09	2.13	2.16	2.19	2.22	2.25	2.29
	110	2.32	2.35	2.39	2.42	2.46	2.49	2.53	2.56	2.60	2.64
	120	2.67	2.71	2.75	2.79	2.82	2.86	2.90	2.94	2.98	3.02
	130	3.06	3.11	3.15	3.19	3.23	3.27	3.32	3.36	3.40	3.45
	140	3.49	3.54	3.58	3.63	3.67	3.72	3.77	3.81	3.86	3.91
	150	3.96	4.00	4.05	4.10	4.15	4.20	4.25	4.30	4.35	4.40
	160	4.45	4.51	4.56	4.61	4.66	4.72	4.77	4.82	4.88	4.93
	170	4.99	5.04	5.10	5.15	5.21	5.26	5.32	5.38	5.44	5.49
	180	5.55	5.61	5.67	5.73	5.79	5.85	5.91	5.97	6.03	6.09
	190	6.15	6.21	6.27	6.34	6.40	6.46	6.53	6.59	6.65	6.72
	200	6.78	6.85	6.91	6.98	7.05	7.11	7.18	7.25	7.31	7.38
	210	7.45	7.52	7.59	7.66	7.72	7.79	7.86	7.93	8.01	8.08
220	8.15	8.22	8.29	8.36	8.44	8.51	8.58	8.66	8.73	8.80	
230	8.88	8.95	9.03	9.11	9.18	9.26	9.33	9.41	9.49	9.57	
240	9.64	9.72	9.80	9.88	9.96	10.04	10.12	10.20	10.28	10.36	
250	10.44										



(Continúa)

Tipo de acero	$\lambda$	Coeficiente $\omega$ de pandeo función de la esbeltez $\lambda = \frac{l_k}{i}$									
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
A52	20	1.02	1.02	1.03	1.03	1.03	1.04	1.04	1.04	1.05	1.05
	30	1.05	1.06	1.06	1.07	1.07	1.08	1.08	1.09	1.10	1.10
	40	1.11	1.12	1.13	1.13	1.14	1.15	1.16	1.17	1.18	1.19
	50	1.20	1.22	1.23	1.24	1.25	1.27	1.28	1.30	1.31	1.33
	60	1.35	1.37	1.39	1.41	1.43	1.45	1.47	1.49	1.51	1.54
	70	1.56	1.59	1.61	1.64	1.66	1.69	1.72	1.75	1.78	1.81
	80	1.84	1.87	1.90	1.94	1.97	2.01	2.04	2.08	2.11	2.15
	90	2.18	2.22	2.26	2.30	2.34	2.38	2.42	2.46	2.50	2.54
	100	2.59	2.63	2.67	2.72	2.76	2.81	2.85	2.90	2.95	2.99
	110	3.04	3.09	3.14	3.19	3.24	3.29	3.34	3.39	3.44	3.49
	120	3.55	3.60	3.65	3.71	3.76	3.82	3.87	3.93	3.98	4.04
	130	4.10	4.16	4.22	4.27	4.33	4.39	4.45	4.52	4.58	4.64
	140	4.70	4.76	4.83	4.89	4.95	5.02	5.08	5.15	5.22	5.28
	150	5.35	5.42	5.48	5.55	5.62	5.69	5.76	5.83	5.90	5.97
	160	6.04	6.12	6.19	6.26	6.34	6.41	6.48	6.56	6.63	6.71
	170	6.79	6.86	6.94	7.02	7.09	7.17	7.25	7.33	7.41	7.49
	180	7.57	7.65	7.73	7.82	7.90	7.98	8.07	8.15	8.24	8.32
	190	8.40	8.49	8.58	8.66	8.75	8.84	8.93	9.02	9.10	9.19
	200	9.28	9.37	9.47	9.56	9.65	9.74	9.83	9.92	10.02	10.11
	210	10.21	10.30	10.40	10.49	10.59	10.69	10.78	10.88	10.98	11.08
220	11.18	11.27	11.38	11.48	11.57	11.68	11.78	11.88	11.98	12.09	
230	12.19	12.29	12.40	12.50	12.61	12.72	12.82	12.93	13.03	13.14	
240	13.25	13.36	13.47	13.58	13.69	13.80	13.91	14.02	14.13	14.25	
250	14.36										

Tabla 3: Coeficientes de pandeo  $\omega$  del acero. (MINISTERIO DE FOMENTO, NBE)

Pero estos valores, obtenidos de la NBE, vienen normalizados para los aceros tipo A37, A42 y A52. Por ello, aún sabiendo que este no es el mejor método para obtener dicho parámetro y dado que no se dispone de otra información, se ha extrapolado el valor de  $\omega$  del acero utilizado en el PFC a partir de estos valores. De este modo, poder emplear un valor de  $\omega$  más adecuado para este caso. Esta extrapolación se ha realizado exclusivamente para los valores de esbeltez obtenidos en el cálculo de la estructura y teniendo en cuenta que el concepto de esbeltez va ligado al de límite elástico. Así pues, se ha representado el coeficiente de pandeo frente al límite elástico, como se muestra en la *Figura 4.2*, utilizando los valores de los tres aceros de referencia y, puesto que son tres valores de  $\omega$  para un mismo valor de esbeltez, se ha extrapolado el cuarto valor y se ha podido obtener unos valores aproximados de coeficiente de pandeo para el acero elegido.

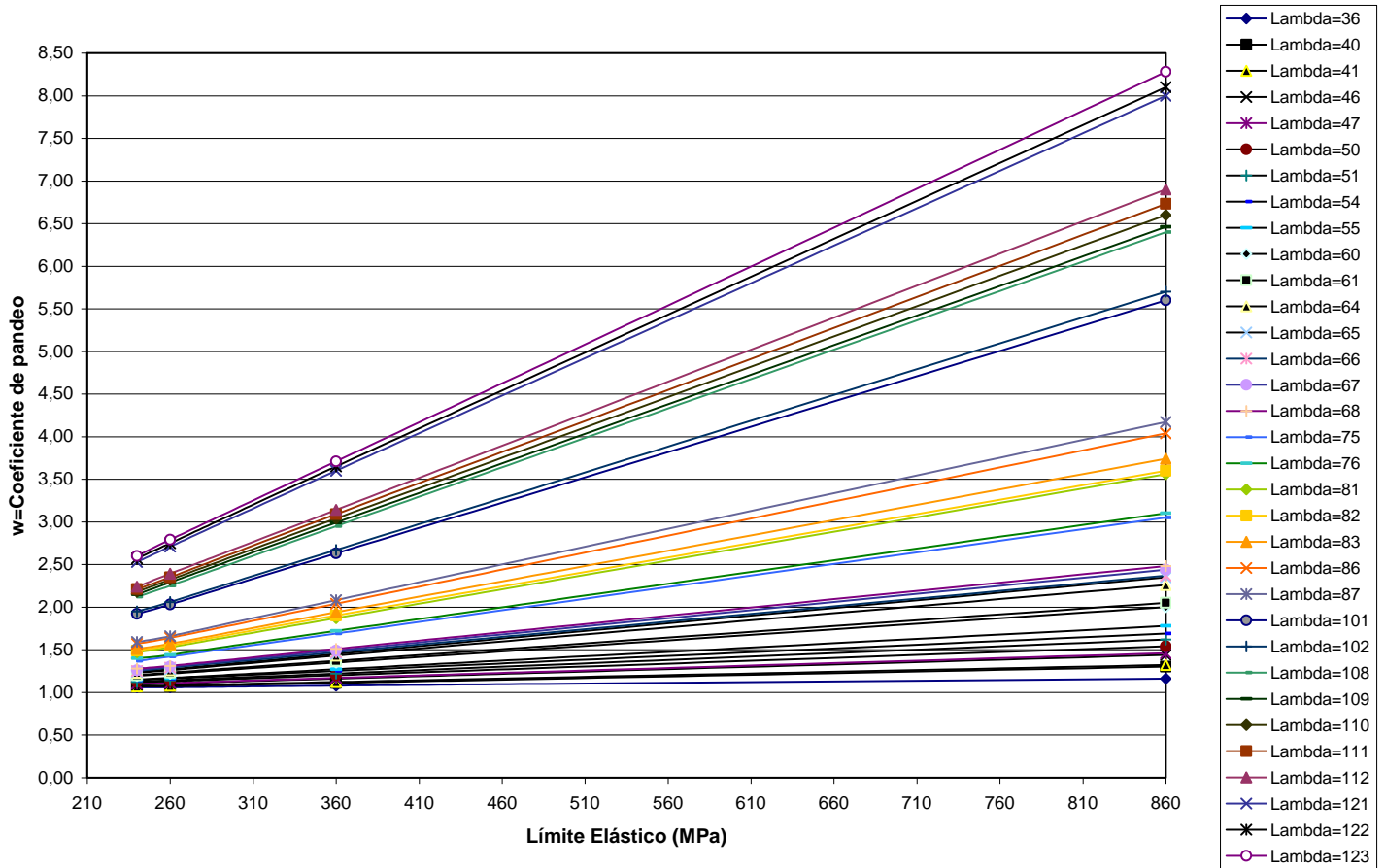


Figura 4.2: Coeficiente de pandeo vs Límite elástico

En la figura se observa para cada línea dos primeros puntos que se encuentran muy cercanos; estos son los valores de lambda correspondientes a los aceros A37 y A42, con un límite elástico de 240 MPa y 260 MPa, respectivamente. El tercer punto de la línea corresponde al valor de lambda para el acero tipo A52, cuyo límite elástico es 360 MPa. Así pues el límite elástico del acero elegido para este PFC, 860 MPa, queda muy lejos de estos tres aceros, por ello se ha obtenido un valor de lambda aproximado para el acero elegido extrapolando los otros tres valores de lambda. Así, se ha alargado las líneas que unen estos tres valores de lambda pertenecientes a los distintos aceros hasta que cortaran con el valor del límite elástico buscado, que coincide con el final del eje x, y estos han sido los valores de lambda que se han tomado para el acero del PFC.





A continuación se ha presentado dichos valores de lambda obtenidos en la *Tabla 4*

Lambda ( $\lambda$ )	A 37	A 42	A 52	Acero elegido	Lambda ( $\lambda$ )	A 37	A 42	A 52	Acero elegido
36	1.06	1.06	1.08	1.16	76	1.4	1.44	1.72	3.1
40	1.07	1.07	1.11	1.3	81	1.47	1.53	1.87	3.56
41	1.07	1.08	1.12	1.32	82	1.49	1.55	1.9	3.6
46	1.09	1.1	1.16	1.44	83	1.51	1.57	1.94	3.74
47	1.1	1.11	1.17	1.46	86	1.57	1.64	2.04	4.04
50	1.12	1.13	1.2	1.54	87	1.59	1.66	2.08	4.17
51	1.12	1.14	1.22	1.62	101	1.92	2.03	2.63	5.6
54	1.14	1.16	1.25	1.69	102	1.95	2.06	2.67	5.7
55	1.15	1.17	1.27	1.78	108	2.12	2.25	2.95	6.4
60	1.19	1.22	1.35	2	109	2.15	2.29	2.99	6.46
61	1.2	1.23	1.37	2.05	110	2.18	2.32	3.04	6.6
64	1.23	1.26	1.43	2.26	111	2.21	2.35	3.09	6.73
65	1.24	1.27	1.45	2.35	112	2.24	2.39	3.14	6.9
66	1.25	1.29	1.47	2.37	121	2.53	2.71	3.6	8
67	1.26	1.3	1.49	2.44	122	2.57	2.75	3.65	8.1
68	1.28	1.31	1.51	2.48	123	2.6	2.79	3.71	8.28
75	1.37	1.42	1.69	3.05					

Tabla 4: Resultados de  $\omega$  y  $\lambda$  de los 4 aceros

▪ Esbeltez mecánica  $\lambda$

Todo esto se ha hecho una vez que se tiene la esbeltez mecánica, pero antes hay que calcularla. Como ya se ha visto, la esbeltez mecánica de una pieza simple de sección constante en un plano perpendicular a un eje de inercia de la sección es el valor constante:

$$\lambda = \frac{l_K}{i}$$

Siendo:  $l_K$ : Longitud de pandeo en dicho plano  $\Rightarrow l_K = \beta \cdot L$

$i$ : Radio de giro de la sección bruta de la pieza respecto al eje de inercia considerado  $\Rightarrow i_z = \sqrt{I_z / A_c}$

$I_z$ : Momento de inercia



- Longitud de pandeo  $l_K$

Se denomina longitud de pandeo  $l_K$  de una pieza sometida a un esfuerzo normal de compresión a la longitud de otra pieza ideal recta prismática, biarticulada y cargada en sus extremos, tal que tenga la misma carga crítica que la pieza real considerada. La longitud de pandeo  $l_K$  viene dada por:

$$l_K = \beta \cdot L$$

Siendo: L: Longitud real de la pieza.

$\beta$ : Coeficiente de esbeltez.

- Coeficiente de esbeltez  $\beta$

El coeficiente de esbeltez  $\beta$  puede tomar los valores siguientes:

$\beta= 1$ : Pieza biarticulada en la que cada sección extrema tiene impedido el corrimiento de su baricentro con componente normal a la directriz, pero no al giro sin rozamiento de dicha sección alrededor de cualquier recta de ella que pase por su baricentro.

$\beta= 0.5$ : Pieza biempotrada, sin posibilidad de corrimiento relativo de los extremos en dirección normal a la directriz

$\beta= 0.7$ : Pieza empotrada en un extremo y articulada en el otro, sin posibilidad de un corrimiento relativo de éstos, en dirección normal a la directriz

$\beta= 1$ : Pieza biempotrada, con posibilidad de un corrimiento relativo de los extremos en dirección normal a la directriz

$\beta= 2$ : Pieza empotrada en un extremo y libre en el otro

El caso de las torres de aerogeneradores es el último, pieza empotrada en un extremo y libre en el otro, por lo que el coeficiente de esbeltez que se ha utilizado es  $\beta=2$ .

De este modo la ecuación de la esbeltez mecánica queda:

$$\lambda = \frac{l_K}{i_z} = \frac{\beta \cdot L}{\sqrt{I_z/A_c}} \quad \text{Ec. (5)}$$

Como se ha indicado con anterioridad, una vez hallada la esbeltez mecánica  $\lambda$ , se obtiene el coeficiente de pandeo  $\omega$ , de la tabla de la *figura 4.3*. Y por último se comprueba si la estructura estudiada es válida si cumple que:



$$\sigma^* = N^* \cdot \frac{\omega}{A_c} \leq \sigma_U \quad \text{Ec. (6)}$$

### f) Frecuencia natural de la torre

Otro parámetro importante a estudiar son las distintas frecuencias que existen en el aerogenerador. La razón de ello es que si coincide alguna de ellas el sistema entra en resonancia y puede llegar a romperse. Estas frecuencias son:

- la frecuencia del generador, que se encuentra en el interior de la góndola del aerogenerador
- la velocidad de giro del rotor
- la frecuencia natural de la torre producida por el pandeo de la misma.

Está claro que las dos primeras frecuencias señaladas están fuera del alcance de este PFC por pertenecer al estudio del rotor. Así pues la única que se ha controlado para evitar la resonancia es la frecuencia natural de la torre.

El modo de trabajo que se ha seguido es similar al que se hizo para elegir la potencia de las torres o el peso de las góndolas. Para determinar esta frecuencia del generador o la velocidad de giro del rotor, se han tomado como referencia los datos de los aerogeneradores de las empresas Made Endesa, Gamesa eólica y Ecotécnia. Estos datos se han tomado de aerogeneradores de todas las potencias, para que la posibilidad de error se menor. Así el rango de valores que se obtuvo fue:

$$\omega_{\text{rotor}} = 9.0-28.65 \text{ r.p.m. } (\cong 1-3 \text{ rad/seg})$$

$$\omega_{\text{generador}} = 900-1944 \text{ r.p.m. } (\cong 94-204 \text{ rad/seg})$$

La frecuencia de la torre se ha estudiado a partir de las ecuaciones siguientes, obtenidas en el libro *RAO, SINGERESU*. Dicha ecuación es:

$$\omega = \beta^2 \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{\rho_{\text{acero}} \cdot A_c}} = (\beta \cdot L)^2 \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{\rho_{\text{acero}} \cdot A_c \cdot L^4}} \quad \text{Ec. (7)}$$

Siendo  $\omega$ : Frecuencia natural de vibración

E: Módulo de elasticidad  $\Rightarrow E = 2.1 \cdot 10^{11} \text{ Pa}$

I: Momento de inercia

$\rho_{\text{acero}}$ : Densidad del acero  $\Rightarrow \rho_{\text{acero}} = 7900 \text{ kg/m}^3$

$A_c$ : Área cortante

L: Longitud de la torre



$\beta \cdot L$ : Parámetro de la función característica de la viga.

Dependiendo de las condiciones de contorno de las vigas cada una tiene una función característica de la viga, que describe cómo va a ser el modo de vibración de ésta, y unos valores de  $\beta \cdot L$  que corresponden a las soluciones de estas ecuaciones para los distintos modos de vibración. El modo de vibración que más interesa es el modo 1 puesto que siempre es el predominante, y, por tanto, el más importante. En este caso la torre es una viga empotrada en un extremo y libre en el otro (Fixed-free), así que según esta condición, se toma la ecuación y el modo correspondiente en la tabla de la *figura 4.4* (cuarta fila)

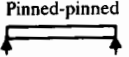
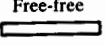
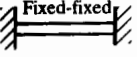
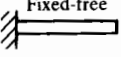
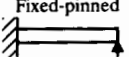
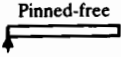
End conditions of beam	Frequency equation	Mode shape (normal function)	Value of $\beta_n l$
 Pinned-pinned	$\sin \beta_n l = 0$	$W_n(x) = C_n[\sin \beta_n x]$	$\beta_1 l = \pi$ $\beta_2 l = 2\pi$ $\beta_3 l = 3\pi$ $\beta_4 l = 4\pi$
 Free-free	$\cos \beta_n l \cdot \cosh \beta_n l = 1$	$W_n(x) = C_n[\sin \beta_n x + \sinh \beta_n x + \alpha_n (\cos \beta_n x + \cosh \beta_n x)]$ where $\alpha_n = \left( \frac{\sin \beta_n l - \sinh \beta_n l}{\cosh \beta_n l - \cos \beta_n l} \right)$	$\beta_1 l = 4.730041$ $\beta_2 l = 7.853205$ $\beta_3 l = 10.995608$ $\beta_4 l = 14.137165$ ( $\beta l = 0$ for rigid body mode)
 Fixed-fixed	$\cos \beta_n l \cdot \cosh \beta_n l = 1$	$W_n(x) = C_n[\sinh \beta_n x - \sin \beta_n x + \alpha_n (\cosh \beta_n x - \cos \beta_n x)]$ where $\alpha_n = \left( \frac{\sinh \beta_n l - \sin \beta_n l}{\cos \beta_n l - \cosh \beta_n l} \right)$	$\beta_1 l = 4.730041$ $\beta_2 l = 7.853205$ $\beta_3 l = 10.995608$ $\beta_4 l = 14.137165$
 Fixed-free	$\cos \beta_n l \cdot \cosh \beta_n l = -1$	$W_n(x) = C_n[\sin \beta_n x - \sinh \beta_n x - \alpha_n (\cos \beta_n x - \cosh \beta_n x)]$ where $\alpha_n = \left( \frac{\sin \beta_n l + \sinh \beta_n l}{\cos \beta_n l + \cosh \beta_n l} \right)$	$\beta_1 l = 1.875104$ $\beta_2 l = 4.694091$ $\beta_3 l = 7.854757$ $\beta_4 l = 10.995541$
 Fixed-pinned	$\tan \beta_n l - \tanh \beta_n l = 0$	$W_n(x) = C_n[\sin \beta_n x - \sinh \beta_n x + \alpha_n (\cosh \beta_n x - \cos \beta_n x)]$ where $\alpha_n = \left( \frac{\sin \beta_n l - \sinh \beta_n l}{\cos \beta_n l - \cosh \beta_n l} \right)$	$\beta_1 l = 3.926602$ $\beta_2 l = 7.068583$ $\beta_3 l = 10.210176$ $\beta_4 l = 13.351768$
 Pinned-free	$\tan \beta_n l - \tanh \beta_n l = 0$	$W_n(x) = C_n[\sin \beta_n x + \alpha_n \sinh \beta_n x]$ where $\alpha_n = \left( \frac{\sin \beta_n l}{\sinh \beta_n l} \right)$	$\beta_1 l = 3.926602$ $\beta_2 l = 7.068583$ $\beta_3 l = 10.210176$ $\beta_4 l = 13.351768$ ( $\beta l = 0$ for rigid body mode)

Figura 4.4:

Condiciones comunes de contorno para la vibración transversal de una viga. (RAO SINGERESU)



Así el valor de  $\beta \cdot L$  para el primer modo de vibración es:  $\beta_1 \cdot L = 1.875104$ . Y es este valor el que se ha utilizado para calcular la frecuencia natural de la torre.

### g) Peso de la torre

Por último se ha calculado el peso de la torre, que es el cálculo más sencillo.

$$\rho_{acero} = \frac{M}{V} \Rightarrow M = \rho_{acero} \cdot V \quad \text{Ec. (8)}$$

Siendo  $\rho_{acero}$ : Densidad del acero  $\Rightarrow \rho_{acero} = 7900 \text{ kg/m}^3$

M: Masa de la torre

V: Volumen de la torre.



### 4.3 Resultados *CASO I*

Una vez que se conocen las ecuaciones del modelo empleado, se procede a mostrar los resultados obtenidos. Como ya se indicó en capítulos anteriores, se trata de buscar la torre que mejor se ajuste a las exigencias, es decir que tenga el menor peso posible, y al mismo tiempo, que cumpla todos los requisitos anteriores de momento, tensión, desplazamientos, pandeo y frecuencia, por ello no se han calculado las diferentes incógnitas para un sólo valor de diámetro y espesor, sino para un rango de ellos.

Las torres que corresponden al *CASO I* son cilíndricas y tienen una altura de 40 y 75 m. Estas torres se han estudiado por separado y, por tanto sus resultados se han presentado por separado.

#### a) Torre 1

Como recordatorio, la torre 1 de 40 m de altura es cilíndrica, tiene una potencia de 500 kW y el peso del conjunto góndola-palas es de 40 T.

Para esta torre se ha estudiado un rango de valores de radios comprendidos entre 0.75 m y 2.25 m con una variación de 0.25 m entre ellos. Y el espesor analizado abarca desde valores de 15 mm hasta 50 mm. A continuación se muestran los resultados de los esfuerzos sufridos por esta torre.

##### ▪ Momento flector

Se ha obtenido el momento flector utilizando la ecuación (1) del apartado 4.2. En esta ecuación el diámetro  $D$  es una de las incógnitas del cálculo. Y las variables que se substituyen en dicha ecuación son:

$\rho_{\text{aire}}$ : Densidad del aire	$\Rightarrow$	$\rho_{\text{aire}} = 1 \text{ kg/m}^3$
$v_0$ : Velocidad de referencia del viento	$\Rightarrow$	$v_0 = 40 \text{ m/s}$
$h_0$ : Altura de referencia a la que están tomados los datos de velocidades de los mapas eólicos	$\Rightarrow$	$h_0 = 10\text{m}$
$L$ : Longitud de la torre 1	$\Rightarrow$	$L = 40 \text{ m}$
$\gamma$ : Parámetro referente a la topografía	$\Rightarrow$	$\gamma = 0.24$ (Figura 3.9)

El coeficiente de resistencia  $C_D$  ha de elegirse, según la *Tabla 1.*, dependiendo de la relación existente de  $L/D$ . Como en principio no se tiene el diámetro definitivo, puesto que es una de las incógnitas del proyecto, se va a elegir un valor de  $C_D$  aproximado, ya que los valores definitivos del diámetro de la torre variarán probablemente en el rango



anteriormente indicado: 0.75 m y 2.25 m de radio, es decir, entre 1.5 m y 4.5 m de diámetro. A priori se tomará un valor de  $C_D$  de 0.82 y una vez hechos los cálculos del diámetro definitivo se pondrá el valor de  $C_D$  más adecuado, aunque este valor tiene poca variación en el rango de valores del diámetro, por ello no ejercerá una importante influencia en el resultado final.

Sabiendo que el momento máximo se produce en la base, es decir en  $z = 0$ , se han representado estos valores en la siguiente tabla (*Tabla 5*), por ser los más importantes.

MOMENTO MÁXIMO (N·m)	RADIO DE LA TORRE 1 (m)						
	0.75	1	1.25	1.5	1.75	2	2.25
ESPESOR (mm)							
15-50	1,23E+06	1,65E+06	2,06E+06	2,47E+06	2,88E+06	3,29E+06	3,70E+06

Tabla 5: Momento máximo que sufre la Torre 1 en el empotramiento en función del radio

#### ▪ Tensión máxima

La tensión máxima de la Torre 1 se ha obtenido de la ecuación (2) del apartado 4.2, particularizando para el *CASO I* las siguientes variables:

$$I_x: \text{ Momento de inercia en el eje x} \Rightarrow I_x = \pi/2 \cdot (R_2^4 - R_1^4)$$

$$A_c: \text{ Área cortante} \Rightarrow A_c = \pi \cdot (R_2^2 - R_1^2)$$

$R_2$ : Radio exterior de la torre

$R_1$ : Radio interior de la torre





Así, sustituyendo los diferentes radios y espesores en la ecuación obtenemos la *Tabla 6*:

TENSIÓN MÁXIMA (Pa)	RADIO DE LA TORRE 1 (m)						
	0.75	1	1.25	1.5	1.75	2	2.25
ESPESOR (mm)							
15	2,96E+07	2,21E+07	1,76E+07	1,46E+07	1,25E+07	1,09E+07	9,70E+06
20	2,24E+07	1,67E+07	1,33E+07	1,10E+07	9,41E+06	8,22E+06	7,30E+06
25	1,81E+07	1,34E+07	1,07E+07	8,84E+06	7,56E+06	6,60E+06	5,85E+06
30	1,52E+07	1,13E+07	8,93E+06	7,40E+06	6,32E+06	5,52E+06	4,89E+06
35	1,31E+07	9,71E+06	7,70E+06	6,37E+06	5,44E+06	4,74E+06	4,21E+06
40	1,16E+07	8,55E+06	6,77E+06	5,60E+06	4,78E+06	4,16E+06	3,69E+06
45	1,04E+07	7,65E+06	6,05E+06	5,00E+06	4,26E+06	3,71E+06	3,29E+06
50	9,45E+06	6,93E+06	5,47E+06	4,52E+06	3,85E+06	3,35E+06	2,97E+06

Tabla 6: Tensión máxima que sufre la Torre 1 en función del espesor y del radio

Pero para saber qué dimensiones de torres cumplen la condición de tensión máxima se ha comprobado mediante la ecuación:

$$\sigma_{LIM} / (1.5 \cdot \sigma_{MAX}) > 1$$



Se ha representado dicha ecuación en la gráfica de la *figura 4.5*, de forma que las torres que queden por encima de la línea de aceptación correspondiente al valor 1 en el eje Y, serán válidas para la condición de tensión máxima, siendo inválidas las que queden por debajo del mismo.

### TENSIÓN LÍMITE / (TENSIÓN MÁXIMA\*1.5) >1

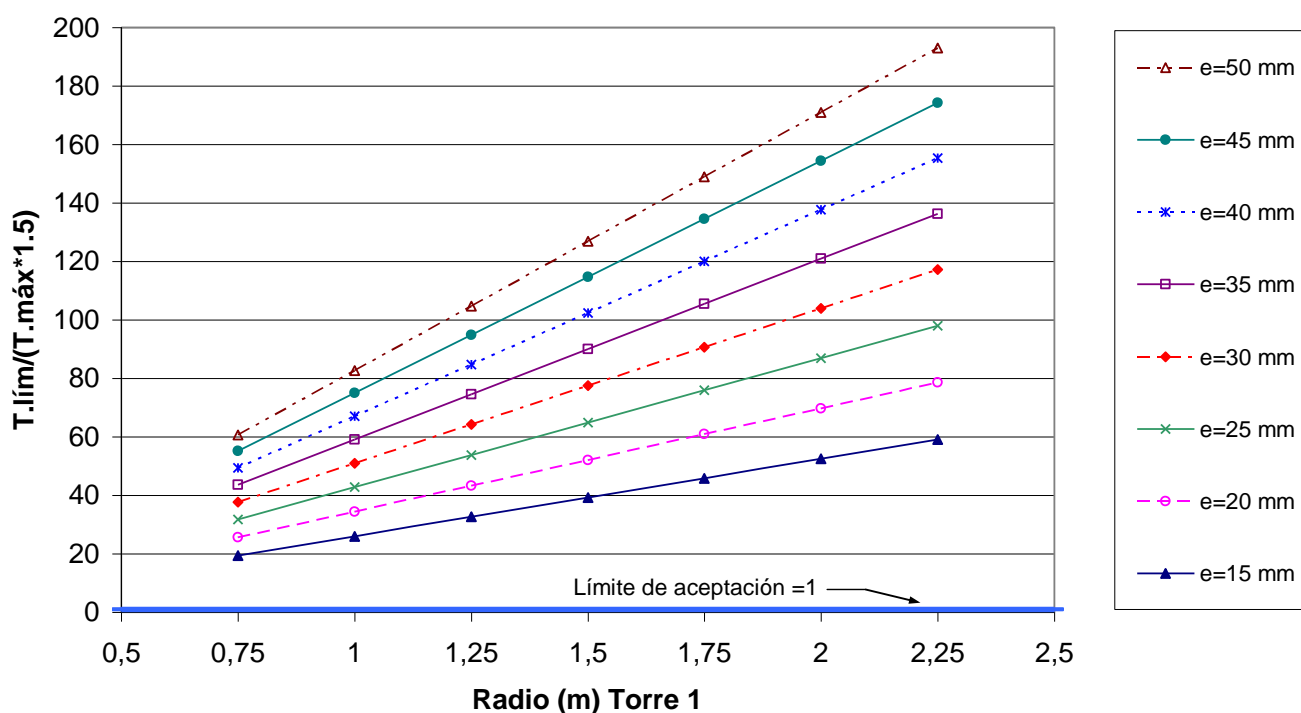


Figura 4.5: Tolerancia de aceptación de la tensión máxima de la torre 1

Como se observa en la figura, todas las torres representadas con distintos diámetros y espesores se encuentran por encima de la línea de aceptación, esto significa que todas ellas cumplen la condición:

$$\text{Tensión límite} / (\text{Tensión máxima} * 1.5) > 1$$

Por esta razón son válidas todas las medidas de torres. Así que esta condición no va a ser la que restrinja valores de diámetros o espesores para la torre 1



### ▪ Desplazamiento horizontal

El desplazamiento horizontal de la torre se ha obtenido de la ecuación (3). Y sustituyendo los distintos radios y espesores en la ecuación se obtiene los resultados de la *Tabla 7*:

DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL (m)	RADIO DE LA TORRE 1 (m)						
	0.75	1	1.25	1.5	1.75	2	2.25
ESPESOR (mm)							
15	6,44E-02	3,60E-02	2,29E-02	1,59E-02	1,16E-02	8,89E-03	7,01E-03
20	4,88E-02	2,72E-02	1,73E-02	1,20E-02	8,76E-03	6,69E-03	5,28E-03
25	3,94E-02	2,19E-02	1,39E-02	9,61E-03	7,04E-03	5,37E-03	4,24E-03
30	3,32E-02	1,84E-02	1,17E-02	8,05E-03	5,89E-03	4,49E-03	3,54E-03
35	2,87E-02	1,59E-02	1,01E-02	6,93E-03	5,07E-03	3,87E-03	3,05E-03
40	2,54E-02	1,40E-02	8,85E-03	6,10E-03	4,45E-03	3,40E-03	2,67E-03
45	2,28E-02	1,25E-02	7,92E-03	5,45E-03	3,98E-03	3,03E-03	2,38E-03
50	2,07E-02	1,14E-02	7,17E-03	4,93E-03	3,59E-03	2,74E-03	2,15E-03

Tabla 7: Desplazamiento horizontal que sufre la torre 1 en función del radio y el espesor

Y se ha comprobado la validez de la torre mediante la condición:

$$L / (500 \cdot U_x) > 1$$

Así las torres válidas son las que se encuentren por encima de la línea de aceptación correspondiente al valor 1 en el eje Y de la *Figura 4.6*, puesto que cumplirán la condición de desplazamiento máximo; siendo inválidas las que queden por debajo del mismo.



**LONGITUD / (500\*DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL MÁXIMO) >1**

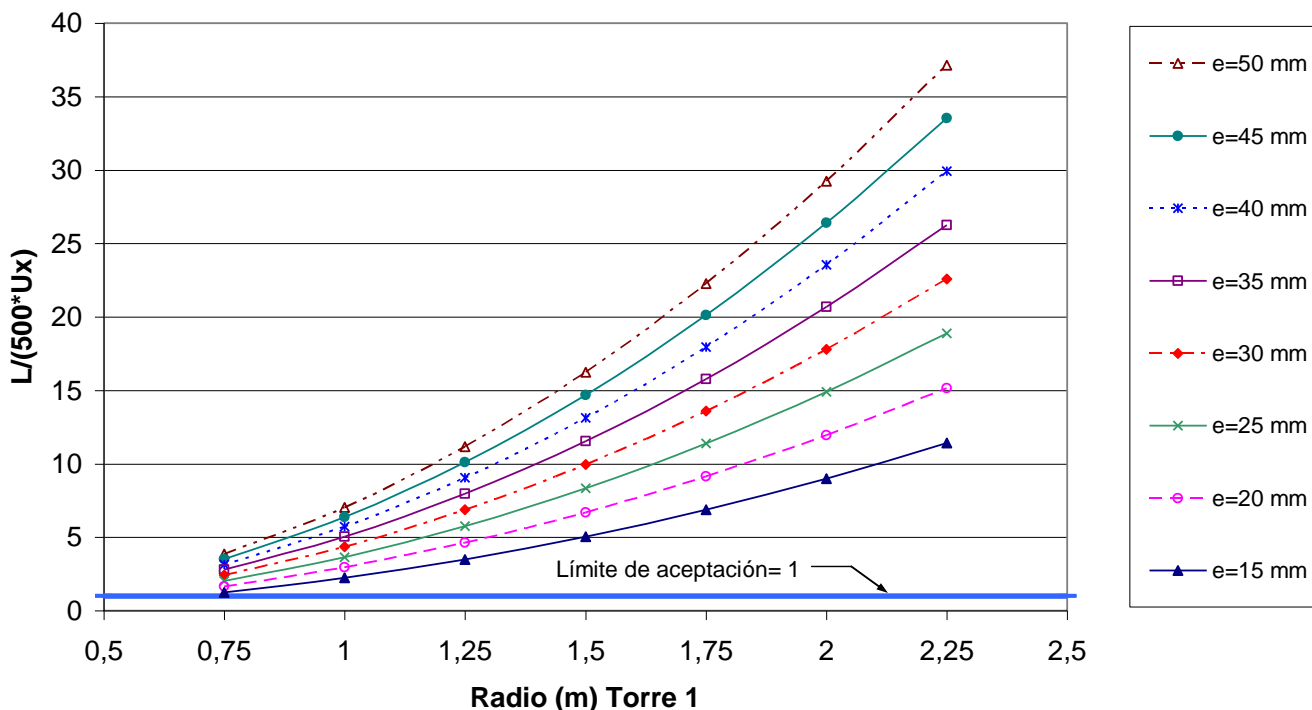


Figura 4.6: Tolerancia de aceptación del desplazamiento horizontal máximo de la torre 1

Como se observa en la figura, todas las torres representadas con distintos diámetros y espesores se encuentran por encima de la línea de aceptación, esto significa que todas ellas cumplen la condición anteriormente señalada.

▪ **Desplazamiento vertical**

El desplazamiento vertical de la torre se ha obtenido de la ecuación (4). De este modo, sustituyendo los distintos radios y espesores en la ecuación se obtiene los resultados de la *Tabla 8*:



DESPLAZAMIENTO VERTICAL (m)	RADIO DE LA TORRE 1 (m)						
	0.75	1	1.25	1.5	1.75	2	2.25
ESPESOR (mm)							
15	-1,07E-03	-7,99E-04	-6,38E-04	-5,31E-04	-4,55E-04	-3,98E-04	-3,54E-04
20	-8,04E-04	-6,01E-04	-4,80E-04	-3,99E-04	-3,42E-04	-2,99E-04	-2,66E-04
25	-6,45E-04	-4,82E-04	-3,85E-04	-3,20E-04	-2,74E-04	-2,39E-04	-2,13E-04
30	-5,39E-04	-4,03E-04	-3,21E-04	-2,67E-04	-2,29E-04	-2,00E-04	-1,77E-04
35	-4,64E-04	-3,46E-04	-2,76E-04	-2,29E-04	-1,96E-04	-1,71E-04	-1,52E-04
40	-4,07E-04	-3,03E-04	-2,42E-04	-2,01E-04	-1,72E-04	-1,50E-04	-1,33E-04
45	-3,63E-04	-2,70E-04	-2,15E-04	-1,79E-04	-1,53E-04	-1,34E-04	-1,19E-04
50	-3,28E-04	-2,44E-04	-1,94E-04	-1,61E-04	-1,38E-04	-1,20E-04	-1,07E-04

Tabla 8: Desplazamiento vertical que sufre la torre 1 en función del radio y el espesor

Los valores salen negativos porque el desplazamiento vertical que sufre la torre es de compresión, por el peso de la góndola, así, este desplazamiento es en sentido contrario al del eje z de la torre.

La validez de la torre se ha comprobado mediante la condición:

$$|L / (500 \cdot V_z)| > 1$$



Así las torres válidas son las que se encuentren por encima de la línea de aceptación correspondiente al valor 1 en el eje Y de la *Figura 4.7*, puesto que cumplirán la condición de desplazamiento máximo; siendo inválidas las que queden por debajo del mismo.

### LONGITUD/ (500\*DESPLAZAMIENTO VERTICAL MÁXIMO) >1

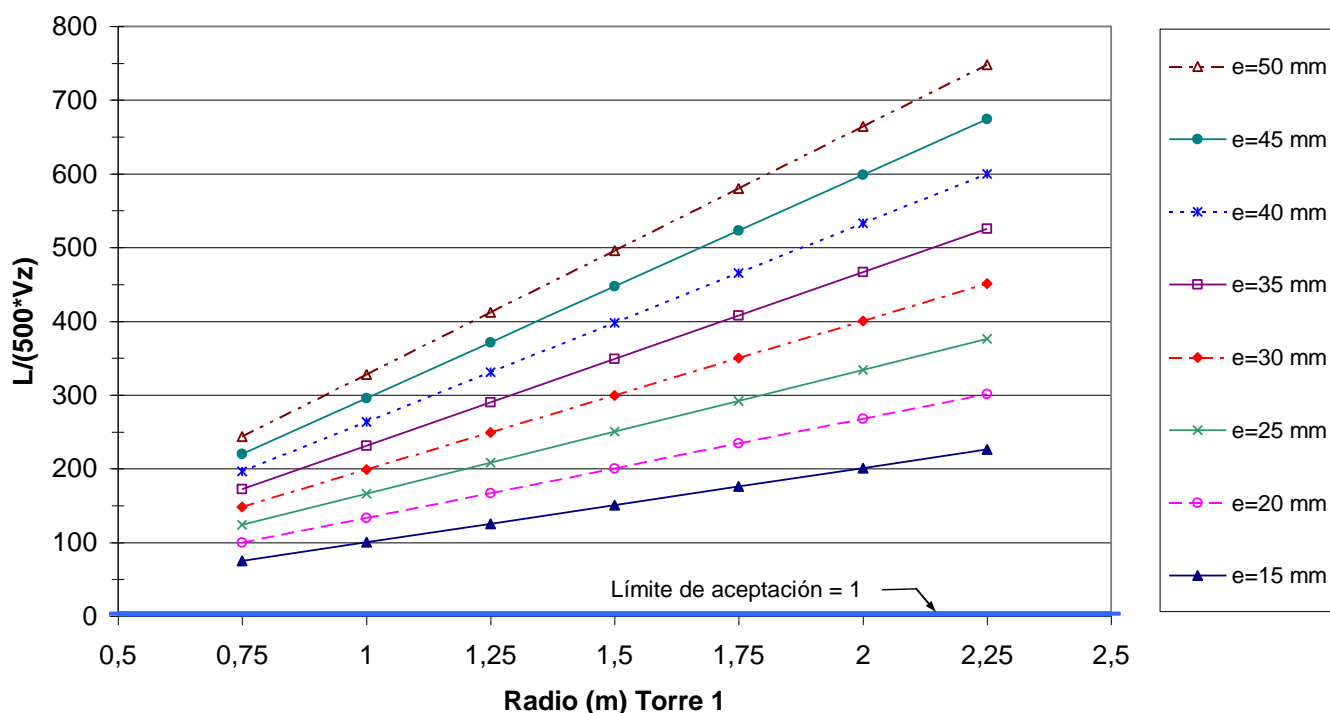


Figura 4.7: Tolerancia de aceptación del desplazamiento vertical máximo de la torre 1

Como se observa en la figura, todas las torres representadas con distintos diámetros y espesores se encuentran por encima de la línea de aceptación, esto significa que todas ellas cumplen la condición anteriormente señalada.

#### ▪ Pandeo

El pandeo se ha obtenido tras una serie de pasos, como se explica en el apartado 4.2 e). En primer lugar se ha calculado la esbeltez mecánica  $\lambda$ , que se resuelve mediante la ecuación (5), y particularizada para el CASO I queda de la siguiente manera:



$$\lambda = \frac{l_K}{i_z} = \frac{\beta \cdot L}{\sqrt{I_z/A_c}} = \frac{\beta \cdot L}{\sqrt{\frac{\pi/2 \cdot (R_2^4 - R_1^4)}{\pi \cdot (R_2^2 - R_1^2)}}}$$

Donde el valor del coeficiente de esbeltez es  $\beta=2$ , como ya se indicó con anterioridad. Así, sustituyendo todas las variables en dicha ecuación se obtiene la *Tabla 9* que representa la esbeltez mecánica del pandeo de la torre 1 de 40 m.

ESBELTEZ MECÁNICA $\lambda$	RADIO DE LA TORRE 1 (m)						
	0.75	1	1.25	1.5	1.75	2	2.25
ESPELOR (mm)							
<b>15</b>	108	81	64	54	46	40	36
<b>20</b>	108	81	65	54	46	40	36
<b>25</b>	108	81	65	54	46	40	36
<b>30</b>	109	81	65	54	46	40	36
<b>35</b>	109	81	65	54	46	40	36
<b>40</b>	110	82	65	54	46	40	36
<b>45</b>	110	82	65	54	46	40	36
<b>50</b>	110	82	65	54	46	41	36

Tabla 9: Esbeltez mecánica de la torre 1





Con estos valores de esbeltez mecánica  $\lambda$  ya se pueden obtener los valores correspondientes del coeficiente de pandeo  $\omega$ , atendiendo a la *Tabla 4*. Así, los resultados de dicho coeficiente se muestran en la *Tabla 10*:

ESBELTEZ MECÁNICA $\lambda$	RADIO DE LA TORRE 1 (m)						
	0.75	1	1.25	1.5	1.75	2	2.25
ESPELOR (mm)							
<b>15</b>	6,4	3,56	2,26	1,69	1,44	1,3	1,16
<b>20</b>	6,4	3,56	2,35	1,69	1,44	1,3	1,16
<b>25</b>	6,4	3,56	2,35	1,69	1,44	1,3	1,16
<b>30</b>	6,46	3,56	2,35	1,69	1,44	1,3	1,16
<b>35</b>	6,46	3,56	2,35	1,69	1,44	1,3	1,16
<b>40</b>	6,6	3,6	2,35	1,69	1,44	1,3	1,16
<b>45</b>	6,6	3,6	2,35	1,69	1,44	1,3	1,16
<b>50</b>	6,6	3,6	2,35	1,69	1,44	1,32	1,16

Tabla 10: Valores de esbeltez mecánica de la torre 1 para distintos valores de radio y espesor



Una vez que ya se han obtenido estos valores de esbeltez se puede pasar a calcular el pandeo de la torre empleando la ecuación (6). Se ha de tener en cuenta que  $N^*$  es el esfuerzo normal ponderado de compresión, es decir, el peso de la góndola multiplicado por un coeficiente de ponderación. Se ha tomado como referencia para este coeficiente la *Tabla 11* que se presenta a continuación tomada de las bases de cálculo de la NBE.

Hipótesis de carga	Clase de acción	Coeficiente de ponderación $\gamma_s$ si el efecto de la acción es:		
		Desfavorable	Favorable	
CASO I Acciones constantes y combinación de dos acciones variables independientes	Acciones constantes	1.33	1.00	
	la (1) Sobrecargas	1.33	0.00	
	Viento	1.50	0.00	
	lb	Acciones constantes	1.33	1.00
		Sobrecargas	1.50	0.00
		Nieve	1.50	0.00
	lc	Acciones constantes	1.33	1.00
		Viento	1.50	0.00
		Nieve	1.50	0.00
	CASO II Acciones constantes y combinación de tres acciones variables independientes	Acciones constantes	1.33	1.00
		Sobrecargas	1.33	0.00
		Viento	1.33	0.00
Nieve		1.33	0.00	
CASO III Acciones constantes y combinación de acciones variables independientes, incluso las acciones sísmicas	Acciones constantes	1.00	1.00	
	Sobrecargas	r (2)	0.00	
	Viento	0.25 (3)	0.00	
	Nieve	0.50 (4)	0.00	
	Acciones sísmicas	1.00	0.00	

- (1) Para el efecto desfavorable se considerarán los valores de las dos columnas.
- (2)  $r$  es el coeficiente reductor para las sobrecargas, de valor:  
Azoteas, viviendas y hoteles (salvo los hoteles de reunión):  $r = 0.50$ .  
Oficinas, comercios, calzadas y garajes:  $r = 0.60$   
Hospitales cárceles, edificios docentes, templos, edificios de reunión y espectáculos y salas de reuniones de hoteles:  $r = 0.80$   
Almacenes:  $r = 1$
- (3) Sólo se considerará en construcciones en situación topográfica expuesta o muy expuesta (Norma básica NBE AE-88)
- (4) Sólo se considerará en caso de lugares en los que la nieve permanece acumulada habitualmente más de treinta días seguidos, en el caso contrario el coeficiente será cero.

Tabla 11: Coeficientes de ponderación.



Atendiendo a esta tabla se ha elegido el caso más desfavorable y se ha tomado un coeficiente de 1.5 para multiplicarlo por el peso de la góndola. Por tanto, sustituyendo las distintas variables en la ecuación (6) se obtienen los valores de la tabla que se presenta a continuación (Tabla 12).

CÁLCULO A PANDEO (Pa)	RADIO DE LA TORRE 1 (m)						
	0.75	1	1.25	1.5	1.75	2	2.25
ESPESOR (mm)							
15	2,67E+04	1,98E+04	1,58E+04	1,42E+04	1,41E+04	1,45E+04	1,46E+04
20	3,55E+04	2,64E+04	2,18E+04	1,89E+04	1,88E+04	1,94E+04	1,95E+04
25	4,42E+04	3,29E+04	2,72E+04	2,35E+04	2,34E+04	2,42E+04	2,43E+04
30	5,33E+04	3,94E+04	3,26E+04	2,82E+04	2,81E+04	2,90E+04	2,91E+04
35	6,20E+04	4,58E+04	3,79E+04	3,28E+04	3,27E+04	3,38E+04	3,39E+04
40	7,21E+04	5,28E+04	4,33E+04	3,75E+04	3,73E+04	3,85E+04	3,87E+04
45	8,09E+04	5,93E+04	4,86E+04	4,21E+04	4,19E+04	4,33E+04	4,35E+04
50	8,96E+04	6,57E+04	5,39E+04	4,67E+04	4,65E+04	4,88E+04	4,83E+04

Tabla 12: Cálculo a pandeo de la torre 1

Las torres resistentes al pandeo serán aquellas cuyo valor calculado de pandeo en la Tabla 11 sea inferior a la tensión límite del material, como se indica en la ecuación (6). De este modo, siendo esta tensión límite 860 MPa (8.6E +08 Pa), se comprueba que todas las torres representadas en la tabla resisten el pandeo, así que este esfuerzo no va a ser crítico en esta torre a la hora de la elección dimensional de la torre.



### ▪ Frecuencia natural de la torre

Como se ha visto en el apartado **4.2 Modelo empleado**, se ha utilizado la ecuación (7) obtenida del libro *RAO, SINGERESU* para el cálculo de la frecuencia natural de la torre. Sustituyendo el parámetro  $\beta \cdot L$ , tomado de la *figura 4.4*, y el resto de parámetros correspondiente a la torre 1, se ha obtenido la siguiente tabla de frecuencias:

FRECUENCIA NATURAL (RAD/S)	RADIO DE LA TORRE 1 (m)						
	0.75	1	1.25	1.5	1.75	2	2.25
ESPELOR (mm)							
15	8,467	11,317	14,168	17,018	19,869	22,719	25,570
20	8,438	11,289	14,139	16,990	19,840	22,691	25,541
25	8,410	11,261	14,111	16,962	19,812	22,663	25,513
30	8,382	11,233	14,083	16,933	19,784	22,634	25,485
35	8,355	11,205	14,055	16,905	19,756	22,606	25,456
40	8,327	11,177	14,027	16,877	19,727	22,578	25,428
45	8,299	11,149	13,999	16,849	19,699	22,550	25,400
50	8,272	11,121	13,971	16,821	19,671	22,521	25,372

Tabla 13: Cálculo de la frecuencia natural de la torre 1

Estos valores de frecuencia no tienen que coincidir con los de la frecuencia del generador y la velocidad de giro del rotor para que no se produzca el efecto indeseado de la resonancia.

$$\omega_{\text{rotor}} = 9\text{-}28 \text{ r.p.m. } (\cong 1\text{-}3 \text{ rad/seg})$$

$$\omega_{\text{generador}} = 900\text{-}1945 \text{ r.p.m. } (\cong 94\text{-}204 \text{ rad/seg})$$

Con respecto a la frecuencia del generador no supone ningún problema, puesto que ésta es mucho mayor que la frecuencia natural de la torre. Existe un momento en el que ambas frecuencias coinciden, desde que arranca el rotor hasta que alcanza su velocidad de trabajo pasa por velocidades intermedias que coincidirán con la frecuencia natural de la viga; pero este momento no es crítico para la torre puesto que empezará a excitarse cuando se acerque a dicha frecuencia pero decrecerá enseguida al pasar de largo, quedando así una leve excitación sin importancia.

Sin embargo, no ocurre lo mismo con la frecuencia del giro del rotor, cuyos valores están muy próximos a la frecuencia natural de la torre. Por ello se ha fijado un rango de frecuencias a partir del cual se considera válida la frecuencia natural, sin que suponga



problemas de excitación. El límite de frecuencia de rotor admisible es 1/3 de la frecuencia natural de la viga:

$$\omega_{\text{rotor}} \leq 1/3 \omega_{\text{natural}}$$

Esto supone que las torres válidas serán aquellas cuya frecuencia natural sea mayor o igual que el triple del máximo valor de las frecuencias del rotor:

$$\omega_{\text{natural}} \geq 3 * \omega_{\text{rotor}} \Rightarrow \omega_{\text{natural}} \geq 3 * 3 \text{ rad/seg} \Rightarrow \omega_{\text{natural}} \geq \mathbf{9 \text{ rad/seg}}$$

En consecuencia, se puede observar en la tabla 12 que los valores de la 1ª columna, es decir, para un radio de torre igual 0.75 m, no son válidos puesto que son menores de 9 rad/seg. Es a partir de la 2ª columna, R=1 m, cuando los valores de la frecuencia de la torre son aceptables. A continuación se muestra el gráfico de los valores de diámetros y espesores aceptables de la torre 1 (*figura 4.8.*)

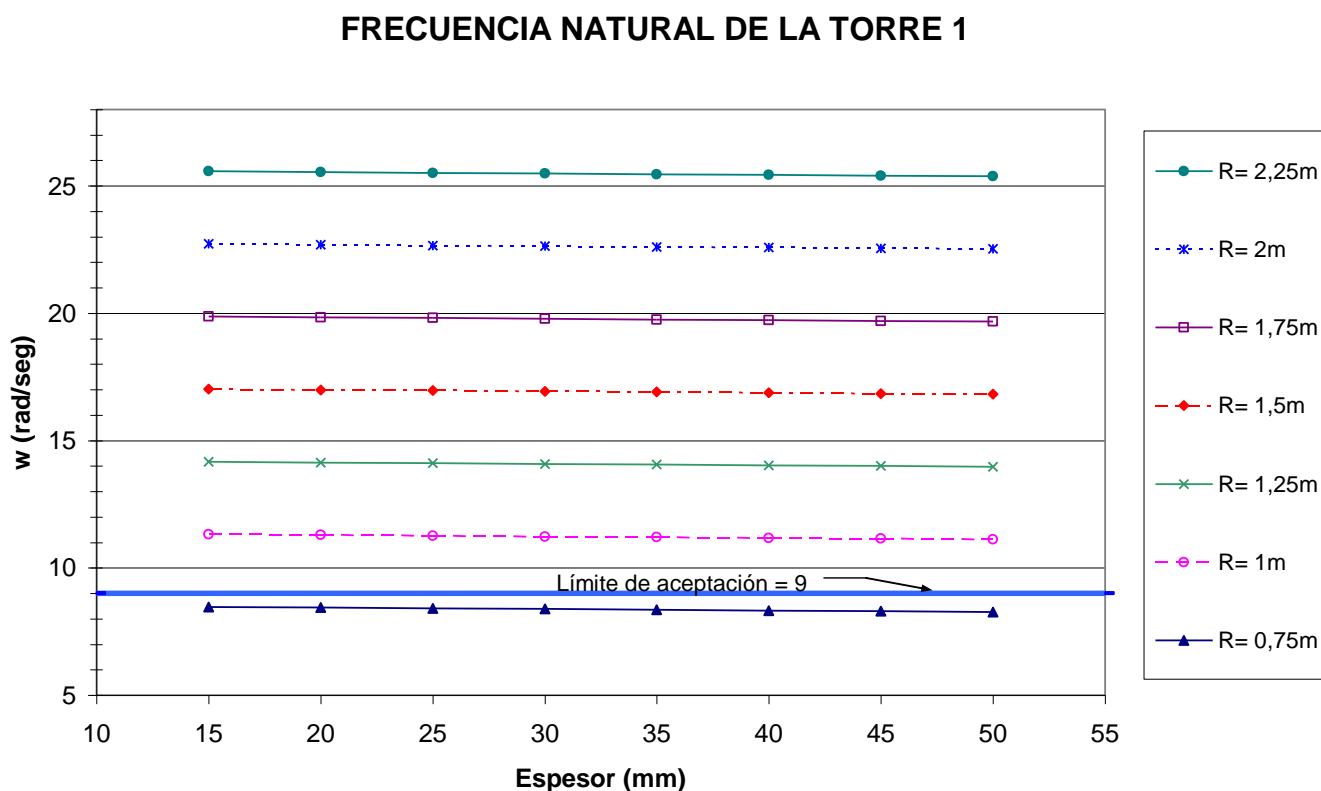


Figura 4.8: Tolerancia de aceptación de la frecuencia natural de la torre 1



En la *figura 4.8* se observa que la torre que no cumple la condición impuesta es aquella que tiene un radio de 0.75 m, como se había indicado anteriormente. Las torres que cumplen esta condición son las que tienen un radio igual o superior a 1 m.

El cálculo de la frecuencia es el único cálculo que ha supuesto una restricción para la torre 1 de 40 m de longitud. Por ello se puede decir que, según el modelo analítico empleado, dicha torre tendrá un radio como mínimo de 1 m, y en principio el mínimo espesor, puesto que esto implica menor peso.

A continuación se presenta la *Tabla 14* con la relación de los pesos de las distintas medidas de torres.

#### ▪ Peso de la torre

Utilizando la ecuación (8) se ha calculado la relación de pesos de las distintas torres, dependiendo del radio y del espesor.

PESO (kg)	RADIO DE LA TORRE 1 (m)						
	0.75	1	1.25	1.5	1.75	2	2.25
ESPESOR (mm)							
15	22113,4	29558,9	37004,5	44450,1	51895,7	59341,2	66786,8
20	29385,2	39312,6	49240,1	59167,5	69094,9	79022,4	88949,8
25	36607,4	49016,7	61426,0	73835,3	86244,6	98653,9	111063,2
30	43780,0	58671,1	73562,3	88453,4	103344,6	118235,7	133126,9
35	50902,9	68275,9	85648,9	103021,9	120394,9	137767,9	155141,0
40	57976,2	77831,1	97685,9	117540,8	137395,7	157250,5	177105,4
45	64999,9	87336,6	109673,3	132010,0	154346,8	176683,5	199020,2
50	71973,9	96792,5	121611,1	146429,6	171248,2	196066,8	220885,4

Tabla 14: Peso de la torre 1 en función del espesor y el radio

Como es de esperar, el peso de las torres va aumentando a medida que aumenta el espesor y el radio. Se ha señalado la primera columna con un color diferente porque esta es la columna de radio 0.75 m que no cumple con las condiciones impuestas, en concreto, es la frecuencia natural la que no cumple, como ya se ha visto en el apartado anterior.



## b) Torre 2

Como recordatorio, la torre 2 de 75 m de altura es cilíndrica, tiene una potencia de 1800 kW y el peso del conjunto góndola-palas es de 150 T.

Para esta torre se ha estudiado un rango de valores de radios comprendidos entre 1.25 m y 3.25 m, pero esta vez no están todos los valores correlativos, para poder abarcar más valores. Y el espesor analizado abarca desde valores de 15 mm hasta 50 mm. A continuación se muestran los resultados de los esfuerzos sufridos por esta torre.

### ▪ Momento flector

Se ha obtenido el momento flector utilizando la ecuación (1) del apartado 4.2, quedando las siguientes variables para sustituir en la misma:

$\rho_{\text{aire}}$ : Densidad del aire	$\Rightarrow$	$\rho_{\text{aire}} = 1 \text{ kg/m}^3$
$v_0$ : Velocidad de referencia del viento	$\Rightarrow$	$v_0 = 40 \text{ m/s}$
$h_0$ : Altura de referencia a la que están tomados los datos de velocidades de los mapas eólicos	$\Rightarrow$	$h_0 = 10 \text{ m}$
$L$ : Longitud de la torre 1	$\Rightarrow$	$L = 75 \text{ m}$
$\gamma$ : Parámetro referente a la topografía	$\Rightarrow$	$\gamma = 0.24$ (Figura 3.9)

El diámetro  $D$  es una de las incógnitas del proyecto. En cuanto al coeficiente de resistencia  $C_D$  ha de elegirse, según la *Tabla 1.*, dependiendo de la relación existente de  $L/D$ . Como en principio no se tiene el diámetro definitivo, puesto que es una de las incógnitas del proyecto, se va a elegir un valor de  $C_D$  aproximado, ya que los valores definitivos del diámetro de la torre variarán probablemente en el rango anteriormente indicado: 1.25 m y 3.25 m de radio, es decir, entre 2.5 m y 6.5 m de diámetro. A priori se tomará un valor de  $C_D$  de 0.82, como en la torre 1, y una vez hechos los cálculos del diámetro definitivo se pondrá el valor de  $C_D$  más adecuado, aunque este valor tiene poca variación en el rango de valores del diámetro, por ello no ejercerá una importante influencia en el resultado final.

Sabiendo que el momento máximo se produce en la base, es decir en  $z = 0$ , se han representado estos valores en la siguiente tabla (*Tabla 15*), por ser los más importantes.





MOMENTO MÁXIMO (N·m)	RADIO DE LA TORRE 2 (m)						
	1.25	1.75	2.25	2.5	2.75	3	3.25
ESPESOR (mm)							
15-50	1,17E+07	1,57E+07	1,76E+07	1,96E+07	2,15E+07	2,35E+07	2,54E+07

Tabla 15: Momento máximo que sufre la Torre 2 en el empotramiento en función del radio

### ▪ Tensión máxima

La tensión máxima de la Torre 2 se ha obtenido de la ecuación (2) del apartado 4.2, particularizando para el *CASO I* las siguientes variables, igual que en la torre 1:

$$I_x: \text{ Momento de inercia en el eje } x \Rightarrow I_x = \pi/2 \cdot (R_2^4 - R_1^4)$$

$$A_c: \text{ Área cortante} \Rightarrow A_c = \pi \cdot (R_2^2 - R_1^2)$$

$R_2$ : Radio exterior de la torre

$R_1$ : Radio interior de la torre

Así, sustituyendo los diferentes radios y espesores en la ecuación obtenemos la *Tabla 16*:

TENSIÓN MÁXIMA (Pa)	RADIO DE LA TORRE 2 (m)						
	1.25	1.75	2.25	2.5	2.75	3	3.25
ESPESOR (mm)							
15	8,02E+07	5,70E+07	4,42E+07	3,98E+07	3,61E+07	3,31E+07	3,05E+07
20	6,05E+07	4,29E+07	3,33E+07	2,99E+07	2,72E+07	2,49E+07	2,30E+07
25	4,87E+07	3,45E+07	2,67E+07	2,40E+07	2,18E+07	2,00E+07	1,84E+07
30	4,08E+07	2,88E+07	2,23E+07	2,01E+07	1,82E+07	1,67E+07	1,54E+07
35	3,51E+07	2,48E+07	1,92E+07	1,72E+07	1,56E+07	1,43E+07	1,32E+07
40	3,09E+07	2,18E+07	1,68E+07	1,51E+07	1,37E+07	1,26E+07	1,16E+07
45	2,76E+07	1,95E+07	1,50E+07	1,35E+07	1,22E+07	1,12E+07	1,03E+07
50	2,50E+07	1,76E+07	1,36E+07	1,22E+07	1,10E+07	1,01E+07	9,30E+06

Tabla 16: Tensión máxima que sufre la Torre 2 en función del espesor y del radio



Pero para saber qué dimensiones de torres cumplen la condición de tensión máxima se ha comprobado mediante la ecuación:

$$\sigma_{LIM} / (1.5 \cdot \sigma_{MAX}) > 1$$

Se ha representado dicha ecuación en la gráfica de la *figura 4.9*, de forma que las torres que queden por encima de la línea de aceptación correspondiente al valor 1 en el eje Y, serán válidas para la condición de tensión máxima, siendo inválidas las que queden por debajo del mismo.

**TENSIÓN LÍMITE / (1.5\*TENSIÓN MÁXIMA)>1**

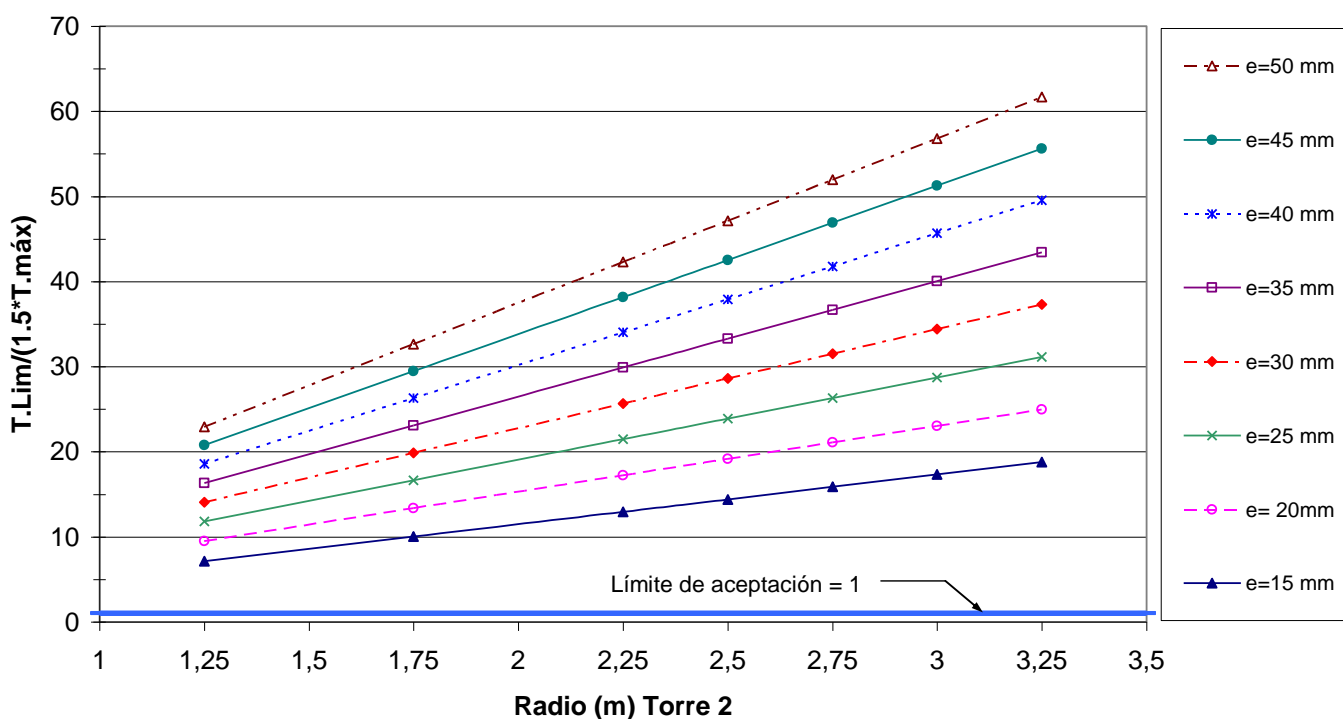


Figura 4.9: Tolerancia de aceptación de la tensión máxima de la torre 2

Como se observa en la figura, todas las torres representadas con distintos diámetros y espesores se encuentran por encima de la línea de aceptación, esto significa que todas ellas cumplen la condición:

$$\text{Tensión límite} / (\text{Tensión máxima} \cdot 1.5) > 1$$



Por esta razón son válidas todas las medidas de torres. Así que esta condición no va a ser la que restrinja valores de diámetros o espesores para la torre 2

### ▪ Desplazamiento horizontal

El desplazamiento horizontal de la torre se ha obtenido de la ecuación (3). Y sustituyendo los distintos radios y espesores en la ecuación se obtiene los resultados de la *Tabla 17*:

DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL (m)	RADIO DE LA TORRE 2 (m)						
	1.25	1.75	2.25	2.5	2.75	3	3.25
ESPESOR (mm)							
15	3,83E-01	1,94E-01	1,17E-01	9,48E-02	7,83E-02	6,58E-02	5,60E-02
20	2,89E-01	1,46E-01	8,82E-02	7,13E-02	5,89E-02	4,94E-02	4,21E-02
25	2,32E-01	1,18E-01	7,08E-02	5,72E-02	4,72E-02	3,97E-02	3,38E-02
30	1,95E-01	9,84E-02	5,92E-02	4,79E-02	3,95E-02	3,31E-02	2,82E-02
35	1,68E-01	8,47E-02	5,09E-02	4,11E-02	3,39E-02	2,85E-02	2,42E-02
40	1,48E-01	7,44E-02	4,47E-02	3,61E-02	2,98E-02	2,50E-02	2,12E-02
45	1,32E-01	6,65E-02	3,99E-02	3,22E-02	2,65E-02	2,23E-02	1,89E-02
50	1,20E-01	6,01E-02	3,60E-02	2,91E-02	2,39E-02	2,01E-02	1,71E-02

Tabla 17: Desplazamiento horizontal que sufre la torre 2 en función del radio y el espesor

Y se ha comprobado la validez de la torre mediante la condición:

$$L / (500 \cdot U_x) > 1$$

Así las torres válidas son las que se encuentren por encima de la línea de aceptación correspondiente al valor 1 en el eje Y de la *Figura 4.10*, puesto que cumplirán la condición de desplazamiento máximo; siendo inválidas las que queden por debajo del mismo.



**LONGITUD/ (500\*DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL MÁXIMO) > 1**

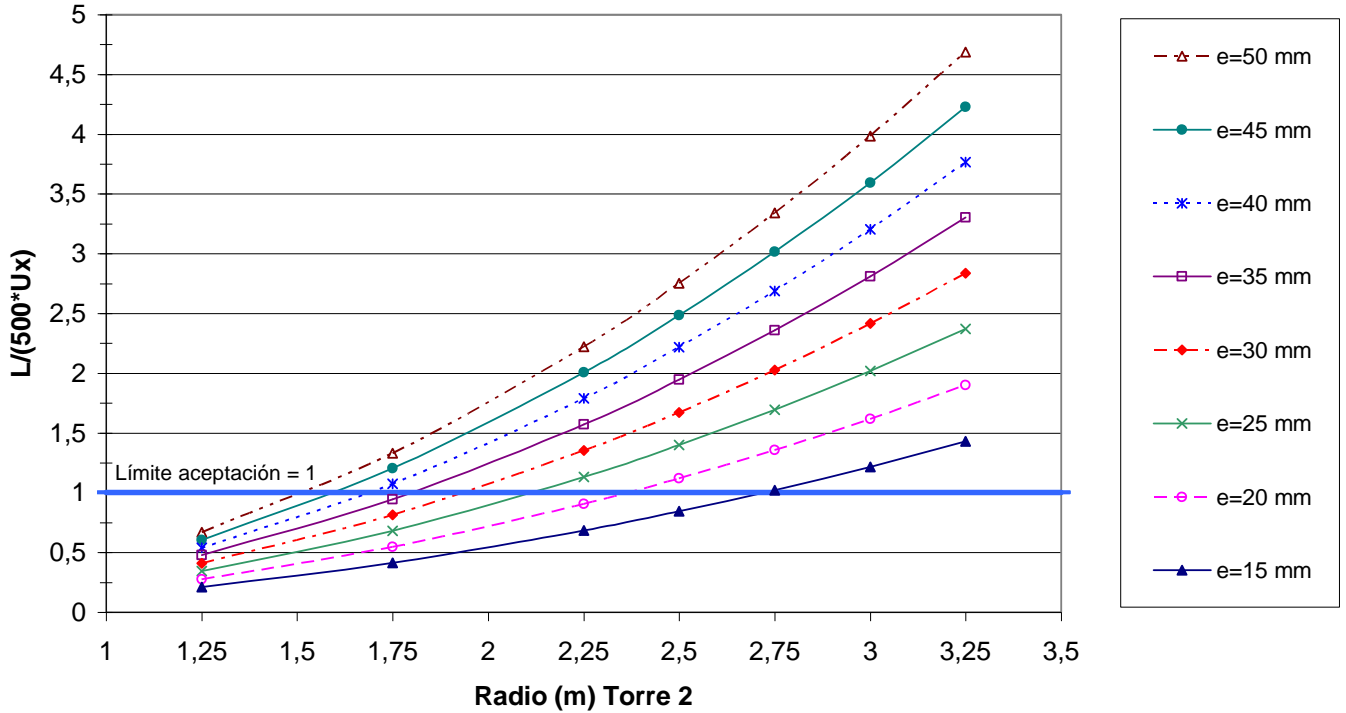


Figura 4.10: Tolerancia de aceptación del desplazamiento horizontal máximo de la torre 2

Para el caso de desplazamiento horizontal esta torre presenta las primeras restricciones, es decir, no todos los valores de radio y espesor cumplen la condición del desplazamiento. Las torres con radios de 1.25 m y 1.5 m, no cumplen la condición de desplazamiento, independientemente del espesor. Sin embargo, a partir del valor de 1.75 m de radio empiezan a cumplir algunas torres, dependiendo del espesor. Por ejemplo, para esta torre de 1.75 m de radio, son válidas las torres que tienen un espesor de pared superior a 40 mm, puesto que este es el primer valor de radio que está por encima de la línea de aceptación. A partir de un radio de 3 m, todas las torres cumplen la condición, independientemente del espesor.



### ▪ Desplazamiento vertical

El desplazamiento vertical de la torre se ha obtenido de la ecuación (4). De este modo, sustituyendo los distintos radios y espesores en la ecuación se obtiene los resultados de la *Tabla 18*:

DESPLAZAMIENTO VERTICAL (m)	RADIO DE LA TORRE 2 (m)						
	1.25	1.75	2.25	2.5	2.75	3	3.25
ESPESOR (mm)							
15	-4,49E-03	-3,20E-03	-2,49E-03	-2,24E-03	-2,03E-03	-1,86E-03	-1,72E-03
20	-3,37E-03	-2,40E-03	-1,87E-03	-1,68E-03	-1,53E-03	-1,40E-03	-1,29E-03
25	-2,70E-03	-1,93E-03	-1,50E-03	-1,34E-03	-1,22E-03	-1,12E-03	-1,03E-03
30	-2,26E-03	-1,61E-03	-1,25E-03	-1,12E-03	-1,02E-03	-9,34E-04	-8,62E-04
35	-1,94E-03	-1,38E-03	-1,07E-03	-9,63E-04	-8,75E-04	-8,01E-04	-7,39E-04
40	-1,70E-03	-1,21E-03	-9,38E-04	-8,43E-04	-7,66E-04	-7,02E-04	-6,47E-04
45	-1,51E-03	-1,08E-03	-8,34E-04	-7,50E-04	-6,81E-04	-6,24E-04	-5,76E-04
50	-1,37E-03	-9,70E-04	-7,52E-04	-6,76E-04	-6,14E-04	-5,62E-04	-5,19E-04

Tabla 18: Desplazamiento vertical que sufre la torre 2 en función del radio y el espesor

Los valores salen negativos porque el desplazamiento vertical que sufre la torre es de compresión, por el peso de la góndola, así, este desplazamiento es en sentido contrario al del eje z de la torre.

Y se ha comprobado la validez de la torre mediante la condición:

$$|L / (500 \cdot V_z)| > 1$$

Así las torres válidas son las que se encuentren por encima de la línea de aceptación correspondiente al valor 1 en el eje Y de la *Figura 4.11*, puesto que cumplirán la condición de desplazamiento máximo; siendo inválidas las que queden por debajo del mismo.



### LONGITUD/ (500\*DESPLAZAMIENTO VERTICAL MÁXIMO) > 1

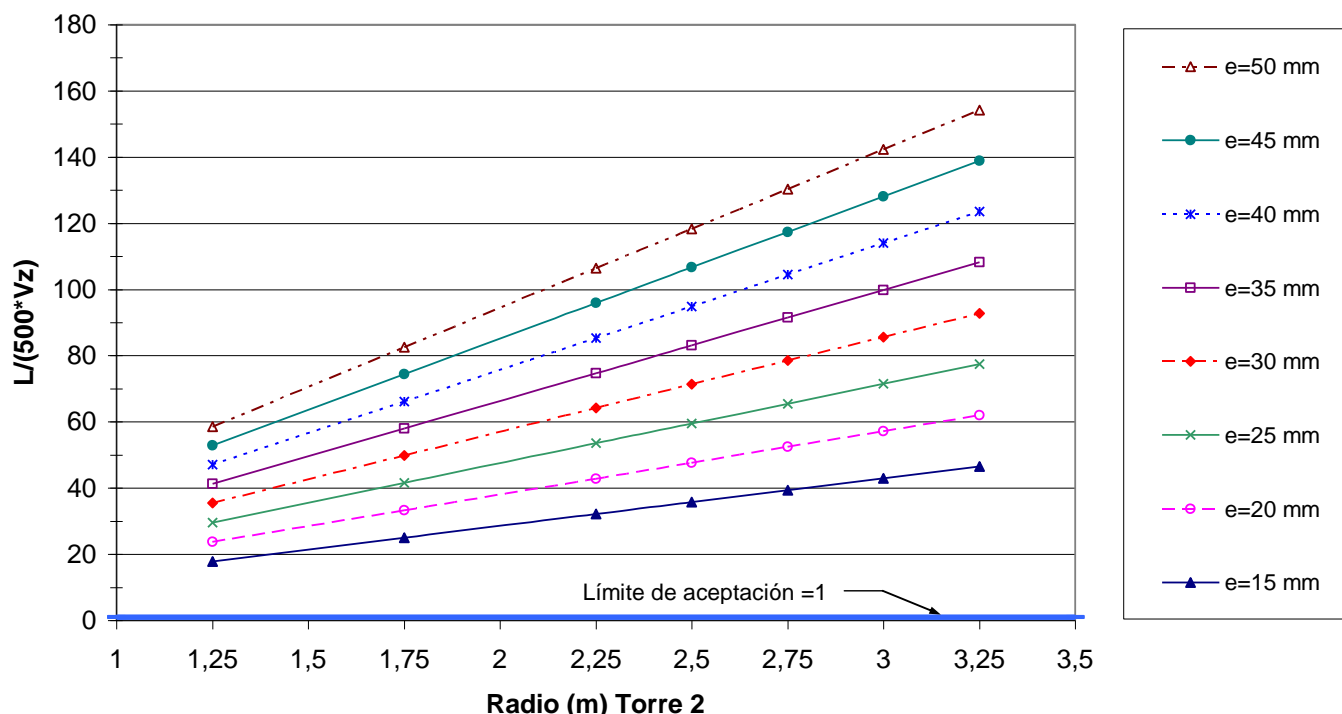


Figura 4.11: Tolerancia de aceptación del desplazamiento vertical máximo de la torre 2

Como se observa en la figura, todas las torres representadas con distintos diámetros y espesores se encuentran por encima de la línea de aceptación, esto significa que todas ellas cumplen la condición anteriormente señalada. Tanto en la torre 1, como en la torre 2 se observa que el desplazamiento vertical no es crítica para el cálculo de las dimensiones de las torres.

#### ▪ Pandeo

Al igual que para la torre 1, el pandeo se ha obtenido tras una serie de pasos, como se explica en el apartado 4.2 e). En primer lugar se ha calculado la esbeltez mecánica  $\lambda$ , que se resuelve mediante la ecuación (5), y particularizada para el CASO I queda de la siguiente manera:

$$\lambda = \frac{l_K}{i_z} = \frac{\beta \cdot L}{\sqrt{I_z / A_c}} = \frac{\beta \cdot L}{\sqrt{\frac{\pi/2 \cdot (R_2^4 - R_1^4)}{\pi \cdot (R_2^2 - R_1^2)}}}$$



Donde el valor del coeficiente de esbeltez es  $\beta = 2$ , como ya se indicó con anterioridad. Así, sustituyendo todas las variables en dicha ecuación se obtiene la *Tabla 19* que representa la esbeltez mecánica del pandeo de la torre 2 de 75 m.

ESBELTEZ MECÁNICA $\lambda$	RADIO DE LA TORRE 2 (m)						
	1.25	1.75	2.25	2.5	2.75	3	3.25
ESPEJOR (mm)							
15	121	86	67	60	55	50	46
20	121	86	67	60	55	50	46
25	121	86	67	60	55	50	46
30	121	86	67	60	55	50	46
35	122	87	67	60	55	50	46
40	122	87	67	60	55	50	46
45	122	87	67	61	55	50	46
50	122	87	67	61	55	50	47

Tabla 19: Esbeltez mecánica de la torre 2

Con estos valores de esbeltez mecánica  $\lambda$  ya se pueden obtener los valores correspondientes del coeficiente de pandeo  $\omega$ , atendiendo a la *Tabla 4*. Así, los resultados de dicho coeficiente se muestran en la *Tabla 20*:





ESBELTEZ MECÁNICA $\lambda$	RADIO DE LA TORRE 2 (m)						
	ESPELOR (mm)	1.25	1.75	2.25	2.5	2.75	3
15	8	4,04	2,44	2	1,78	1,54	1,44
20	8	4,04	2,44	2	1,78	1,54	1,44
25	8	4,04	2,44	2	1,78	1,54	1,44
30	8	4,04	2,44	2	1,78	1,54	1,44
35	8,1	4,17	2,44	2	1,78	1,54	1,44
40	8,1	4,17	2,44	2	1,78	1,54	1,44
45	8,1	4,17	2,44	2,05	1,78	1,54	1,44
50	8,1	4,17	2,44	2,05	1,78	1,54	1,46

Tabla 20: Valores de esbeltez mecánica de la torre 2 para distintos valores de radio y espesor

Una vez que ya se han obtenido estos valores de esbeltez se puede pasar a calcular el pandeo de la torre empleando la ecuación (6). Se ha de tener en cuenta que  $N^*$  es el esfuerzo normal ponderado de compresión, es decir, el peso de la góndola multiplicado por un coeficiente de ponderación, como se hizo en la torre 1. Este coeficiente es 1.5, igual que en el primer caso, es el caso más desfavorable que se presenta en la *Tabla 11*, procedente de las bases de cálculo de la NBE,

Por tanto, sustituyendo las distintas variables en la ecuación (6) se obtienen los valores de la tabla que se presenta a continuación (*Tabla 21*).

CÁLCULO A PANDEO (Pa)	RADIO DE LA TORRE 2 (m)						
	ESPELOR (mm)	1.25	1.75	2.25	2.5	2.75	3
15	2,09E+05	1,48E+05	1,15E+05	1,05E+05	1,03E+05	9,70E+04	9,83E+04
20	2,79E+05	1,97E+05	1,53E+05	1,40E+05	1,37E+05	1,29E+05	1,31E+05
25	3,47E+05	2,46E+05	1,92E+05	1,75E+05	1,71E+05	1,61E+05	1,64E+05
30	4,16E+05	2,95E+05	2,30E+05	2,09E+05	2,05E+05	1,94E+05	1,96E+05
35	4,90E+05	3,55E+05	2,68E+05	2,44E+05	2,39E+05	2,26E+05	2,29E+05
40	5,59E+05	4,05E+05	3,06E+05	2,79E+05	2,73E+05	2,58E+05	2,61E+05
45	6,28E+05	4,55E+05	3,43E+05	3,21E+05	3,07E+05	2,90E+05	2,94E+05
50	6,96E+05	5,05E+05	3,81E+05	3,56E+05	3,40E+05	3,22E+05	3,30E+05

Tabla 21: Cálculo a pandeo de la torre 2



Las torres resistentes al pandeo serán aquellas cuyo valor calculado de pandeo en la *Tabla 21* sea inferior a la tensión límite del material, como se indica en la ecuación (6). De este modo, siendo esta tensión límite 860 MPa (8.6E +08 Pa), se comprueba que todas las torres representadas en la tabla resisten el pandeo, así que este esfuerzo no va a ser crítico en esta torre a la hora de la elección dimensional de la torre.

#### ▪ Frecuencia natural de la torre

Como se ha visto en el apartado *4.2 Modelo empleado*, se ha utilizado la ecuación (7) obtenida del libro *RAO, SINGERESU* para el cálculo de la frecuencia natural de la torre. Sustituyendo el parámetro  $\beta \cdot L$ , tomado de la *Figura 4.4*, y el resto de parámetros correspondiente a la torre 2, se ha obtenido la siguiente tabla de frecuencias:

FRECUENCIA NATURAL (RAD/S)	RADIO DE LA TORRE 2 (m)						
	1.25	1.75	2.25	2.5	2.75	3	3.25
ESPESOR (mm)							
15	4,030	5,652	7,273	8,084	8,895	9,706	10,517
20	4,022	5,643	7,265	8,076	8,887	9,698	10,508
25	4,014	5,635	7,257	8,068	8,879	9,690	10,500
30	4,006	5,627	7,249	8,060	8,871	9,681	10,492
35	3,998	5,619	7,241	8,052	8,863	9,673	10,484
40	3,990	5,611	7,233	8,044	8,855	9,665	10,476
45	3,982	5,603	7,225	8,036	8,846	9,657	10,468
50	3,974	5,595	7,217	8,028	8,838	9,649	10,460

Tabla 22: Cálculo de la frecuencia natural de la torre 2

Estos valores de frecuencia no tienen que coincidir con los de la frecuencia del generador y la velocidad de giro del rotor para que no se produzca el efecto indeseado de la resonancia.

$$\omega_{\text{rotor}} = 9- 28 \text{ r.p.m. } (\cong 1- 3 \text{ rad/seg})$$

$$\omega_{\text{generador}} = 900-1945 \text{ r.p.m. } (\cong 94- 204 \text{ rad/seg})$$



Como ya se dijo para la torre 1, la frecuencia del generador no supone ningún problema, puesto que ésta es mucho mayor que la frecuencia natural de la torre. Sin embargo, no ocurre lo mismo con la frecuencia del giro del rotor, cuyos valores están muy próximos a la frecuencia natural de la torre. Por ello se ha fijado el mismo rango de frecuencias que en el caso anterior, a partir del cual se considera válida la frecuencia natural, sin que suponga problemas de excitación. El límite de frecuencia de rotor admisible es  $1/3$  de la frecuencia natural de la viga:

$$\omega_{\text{rotor}} \leq 1/3 \omega_{\text{natural}}$$

Esto supone que las torres válidas serán aquellas cuya frecuencia natural sea mayor o igual que el triple del máximo valor de las frecuencias del rotor:

$$\omega_{\text{natural}} \geq 3 * \omega_{\text{rotor}} \Rightarrow \omega_{\text{natural}} \geq 3 * 3 \text{ rad/seg} \Rightarrow \omega_{\text{natural}} \geq \mathbf{9 \text{ rad/seg}}$$

En consecuencia, se puede observar en la *Tabla 22* que para los valores de radio desde 1.25 m hasta 2.75 m, no son válidos puesto que son menores de 9 rad/seg. Es a partir un radio de torre  $R= 3 \text{ m}$ , cuando los valores de la frecuencia de la torre son aceptables. A continuación se muestra el gráfico de los valores de diámetros y espesores aceptables de la torre 2 (*Figura 4.12.*)

### FRECUENCIA NATURAL DE LA TORRE 2

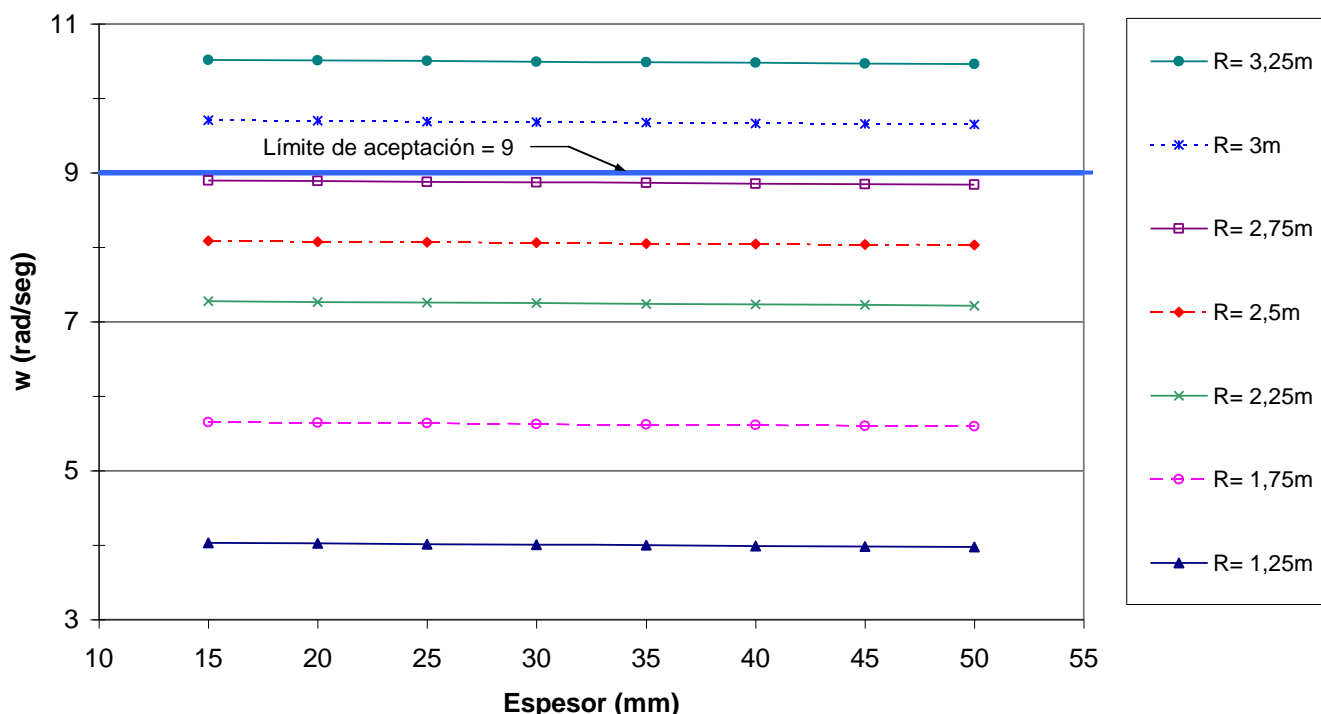


Figura 4.12: Tolerancia de aceptación de la frecuencia natural de la torre 2



En la *figura 4.12* se observa que las torres que no cumplen la condición impuesta son aquellas que tiene un radio inferior a 3 m, como se había indicado anteriormente. Las torres que cumplen esta condición son las que tienen un radio igual o superior al señalado.

En este caso, la torre 2 presenta restricciones en los cálculos para el desplazamiento horizontal y para la frecuencia natural de la torre, y es sin duda esta última la que es más restrictiva. Esto significa que, en principio, para que la torre cumpla con todos los requisitos hay que elegir las dimensiones de ésta según los cálculos de frecuencia. De este modo, la torre ha de tener un radio como mínimo de 3 m y un espesor de 15 mm, para que se cumpla la condición de mínimo peso.

A continuación se presenta la *Tabla 23* con la relación de los pesos de las distintas medidas de torres.

#### ▪ Peso de la torre

Utilizando la ecuación (8) se ha calculado la relación de pesos de las distintas torres, dependiendo del radio y del espesor.

PESO (kg)	RADIO DE LA TORRE 2 (m)						
	1,25	1,75	2,25	2,5	2,75	3	3,25
ESPESOR (mm)							
15	69383,4	97304,4	125225,3	139185,7	153146,2	167106,6	181067,1
20	92325,1	129553,0	166780,9	185394,8	204008,7	222622,7	241236,6
25	115173,7	161708,6	208243,4	231510,8	254778,3	278045,7	301313,1
30	137929,3	193771,1	249612,9	277533,8	305454,7	333375,6	361296,5
35	160591,7	225740,5	290889,3	323463,7	356038,1	388612,5	421186,8
40	183161,1	257616,9	332072,6	369300,5	406528,4	443756,2	480984,1
45	205637,5	289400,2	373162,9	415044,2	456925,6	498807,0	540688,3
50	228020,7	321090,4	414160,1	460694,9	507229,8	553764,6	600299,5

Tabla 23: Peso de la torre 2 en función del espesor y el radio

Como es de esperar, el peso de las torres va aumentando a medida que aumenta el espesor y el radio. Se ha señalado las primeras columnas con un color diferente porque



son las que no cumplen con las condiciones impuestas, en concreto, es la frecuencia natural el parámetro que es más restrictivo.



## 4.4 Resultados *CASO II*

Una vez calculado el *CASO I* se ha pasado a hacer lo mismo para el *CASO II*, calcular los distintos esfuerzos que sufre la estructura. Esta vez la forma de la torre es troncocónica y hay que adaptar las ecuaciones del modelo empleado a esta forma de torre. De este modo, se ha de buscar la que mejor se ajuste a las exigencias, como ya se ha visto anteriormente, que tenga el menor peso posible, mientras que cumpla los requisitos de momento, tensión, desplazamientos, pandeo y frecuencia.

Debido a la peculiar forma esta torre es más complicada el cálculo de los esfuerzos, comparada con el *CASO I*. Esta complicación viene con el diámetro de la torre  $D$  ya que es una de las incógnitas del proyecto, pero en este caso es una incógnita variable, puesto que es una torre troncocónica. Esto significa que no va a existir un único diámetro  $D$ , sino que la torre va a tener un diámetro de base ( $D_0$ ) y un diámetro superior ( $D_1$ ), por ello se ha trabajado con un diámetro variable con la altura  $D(z)$ . Este diámetro queda de la siguiente manera:

$$D(z) = D_0 - \frac{D_0 - D_1}{L} \cdot z$$

Llegado este punto se plantean demasiadas incógnitas para resolverlo de una manera inmediata, ya que lo que antes eran dos incógnitas, espesor ( $e$ ) y diámetro ( $D$ ) ahora se han convertido en tres ( $e$ ,  $D_0$  y  $D_1$ ). Por tanto se ha decidido fijar el diámetro superior ( $D_1$ ) y hacer los cálculos variando el inferior ( $D_0$ ) hasta que se encuentre una torre que cumpla los requisitos. Se ha fijado el diámetro superior teniendo en cuenta que tiene que ser lo más pequeño posible, pero además tiene que ser suficientemente grande para que el área que quede en la parte superior de la torre sea capaz de soportar la góndola. Por ello se han estudiado las dimensiones de las góndolas de los aerogeneradores tomados de referencia, así como también se ha tenido en cuenta los diámetros superiores de dichas torres, con todo ello se ha determinado un diámetro superior de acuerdo con la altura de la torre y las dimensiones de la góndola. Así, para la torre 3 de 40 m se ha elegido un diámetro superior de 2 m, y para la torre 4 de 75 m se ha elegido un diámetro superior de 2.25 m.

Finalmente en los esfuerzos calculados se trabaja con valores de radio, en lugar del diámetro, puesto que se simplifican los cálculos, especialmente para este caso. Por esta razón es importante indicar la ecuación que se va a emplear no sólo para la variación del radio exterior de la torre, sino también para el interior, aunque esta variación del radio sea la misma que la del diámetro, en función de la altura y del espesor. Así los radios quedan de la siguiente manera:

$$\text{Radio exterior: } R(z) = R_0 - \frac{R_0 - R_1}{L} \cdot z$$

$$\text{Radio interior: } r(z) = R(z) - e$$



Siendo:  $R_0$ : Radio inferior o radio en la base de la torre  
 $R_1$ : Radio superior o radio en la parte superior de la torre  
 $e$ : Espesor de la torre

A continuación se muestra el estudio de este caso, realizado para las dos alturas de torres, 40 y 75 m. Estas torres se han estudiado por separado y, por tanto sus resultados se han presentado por separado.

### a) Torre 3

Como recordatorio se ha de decir que la torre 3 de 40 m de altura es troncocónica, tiene una potencia de 500 kW y el peso del conjunto góndola-palas es de 40 T.

Para esta torre se ha tenido en cuenta los resultados obtenidos en el *CASO I* y se ha afinado un poco el rango de valores de trabajo. Así que se ha elegido un rango de radio inferior ( $R_0$ ) comprendido entre 1.375 m y 2 m con una variación de 0.125 m entre ellos. El radio superior ( $R_1$ ), como ya se ha señalado anteriormente, es de 1 m. El espesor de la torre varía entre 15 mm y 50 mm.

A continuación se muestran los resultados de los distintos esfuerzos sufridos por esta torre.

#### ▪ Momento flector

Se ha obtenido el momento flector utilizando la ecuación (1) del apartado 4.2. Esta ecuación (1), al igual que la Tabla 1, hace referencia a la resistencia que ofrece una torre cilíndrica al paso del viento a través de ella. Las torres de este caso no son cilíndricas, son troncocónicas, sin embargo, esto no es significativo para esta ecuación, puesto que el efecto de la esbeltez de las torres es mayor que el ángulo de inclinación de las mismas. Por este motivo, esta resistencia no se ha modificado con respecto al *CASO I*. De este modo, se sustituyen en la ecuación las siguientes variables:

$\rho_{\text{aire}}$ : Densidad del aire	$\Rightarrow$	$\rho_{\text{aire}} = 1 \text{ kg/m}^3$
$v_0$ : Velocidad de referencia del viento	$\Rightarrow$	$v_0 = 40 \text{ m/s}$
$h_0$ : Altura de referencia a la que están tomados los datos de velocidades de los mapas eólicos	$\Rightarrow$	$h_0 = 10 \text{ m}$
$L$ : Longitud de la torre 1	$\Rightarrow$	$L = 40 \text{ m}$
$\gamma$ : Parámetro referente a la topografía	$\Rightarrow$	$\gamma = 0.24$ (Figura 3.9)

El coeficiente de resistencia  $C_D$  ha de elegirse, según la Tabla 1, dependiendo de la relación existente de  $L/D$ . Como en este caso no existe un valor de diámetro único y





tampoco se tiene el valor de diámetro definitivo, puesto que es una de las incógnitas del cálculo, se ha elegido un valor de  $C_D$  aproximado. Se ha tenido en cuenta que el diámetro superior de la torre tendrá un valor de 2 m, y el diámetro inferior variará probablemente en el rango anteriormente indicado: 1.375 m y 2 m de radio, es decir, entre 2.75 m y 4 m de diámetro. Por tanto se ha hecho un cálculo aproximado de un radio equivalente y, a priori, se ha tomado un valor de  $C_D$  de **0.91**. Una vez hechos los cálculos de los diámetros definitivos se rectificará este valor por otro más adecuado. Este valor tiene poca variación en el rango de valores del diámetro, por ello no ejercerá una importante influencia en el resultado final.

Sabiendo que el momento máximo se produce en la base, es decir en  $z = 0$ , se han representado estos valores en la siguiente tabla (*Tabla 24*), por ser los más importantes.

MOMENTO MÁXIMO (N·m)	RADIO DE LA TORRE 3 (m)					
	1,375	1,5	1,625	1,75	1,875	2
ESPESOR (mm)						
15-50	2,02E+06	2,09E+06	2,16E+06	2,22E+06	2,29E+06	2,35E+06

Tabla 24: Momento máximo que sufre la Torre 3 en el empotramiento en función del radio

### ▪ Tensión máxima

La tensión máxima de la Torre 3 se ha obtenido de la ecuación (2) del apartado 4.2. Como esta ecuación es función del radio interior y radio exterior de la torre, y en este caso no existe un valor constante para cada uno, puesto que son variables, se ha trabajado con cada uno de ellos en función de la altura y el espesor, como se ha indicado anteriormente:

$$\text{Radio exterior: } R(z) = R_0 - \frac{R_0 - R_1}{L} \cdot z$$

$$\text{Radio interior: } r(z) = R(z) - e$$

Por tanto, teniendo en cuenta esto se ha particularizado la ecuación (2) para el CASO II con las siguientes variables:

$$I_x: \quad \text{Momento de inercia en el eje x} \quad \Rightarrow \quad I_x = \pi/2 \cdot [R(z)^4 - (R(z)-e)^4]$$

$$A_C: \quad \text{Área cortante} \quad \Rightarrow \quad A_C = \pi \cdot [R(z)^2 - (R(z)-e)^2]$$



Como la tensión máxima se produce en  $z = 0$ , el momento de inercia y el área cortante quedan de la siguiente manera:

$$I_x = \pi/2 \cdot [R_0^4 - (R_0 - e)^4]$$

$$A_c = \pi \cdot [R_0^2 - (R_0 - e)^2]$$

Así, sustituyendo los diferentes radios y espesores en la ecuación obtenemos la *Tabla 25*:

TENSIÓN MÁXIMA (Pa)	RADIO DE LA TORRE 3 (m)					
	1,375	1,5	1,625	1,75	1,875	2
ESPESOR (mm)						
15	1,46E+07	1,28E+07	1,14E+07	1,02E+07	9,21E+06	8,40E+06
20	1,10E+07	9,64E+06	8,55E+06	7,67E+06	6,93E+06	6,32E+06
25	8,84E+06	7,74E+06	6,87E+06	6,16E+06	5,57E+06	5,07E+06
30	7,40E+06	6,48E+06	5,75E+06	5,15E+06	4,65E+06	4,24E+06
35	6,37E+06	5,58E+06	4,94E+06	4,43E+06	4,00E+06	3,65E+06
40	5,60E+06	4,90E+06	4,34E+06	3,89E+06	3,51E+06	3,20E+06
45	5,00E+06	4,38E+06	3,88E+06	3,47E+06	3,13E+06	2,85E+06
50	4,52E+06	3,96E+06	3,50E+06	3,13E+06	2,83E+06	2,58E+06

Tabla 25: Tensión máxima que sufre la Torre 3 en función del espesor y del radio

Pero para saber qué dimensiones de torres cumplen la condición de tensión máxima se ha comprobado mediante la ecuación:

$$\sigma_{LIM} / (1.5 \cdot \sigma_{MAX}) > 1$$



Se ha representado dicha ecuación en la gráfica de la *figura 4.13*, de forma que las torres que queden por encima de la límite de aceptación correspondiente al valor 1 en el eje Y, serán válidas para la condición de tensión máxima, siendo inválidas las que queden por debajo del mismo.

### TENSIÓN LÍMITE / (1.5\*TENSIÓN MÁXIMA) > 1

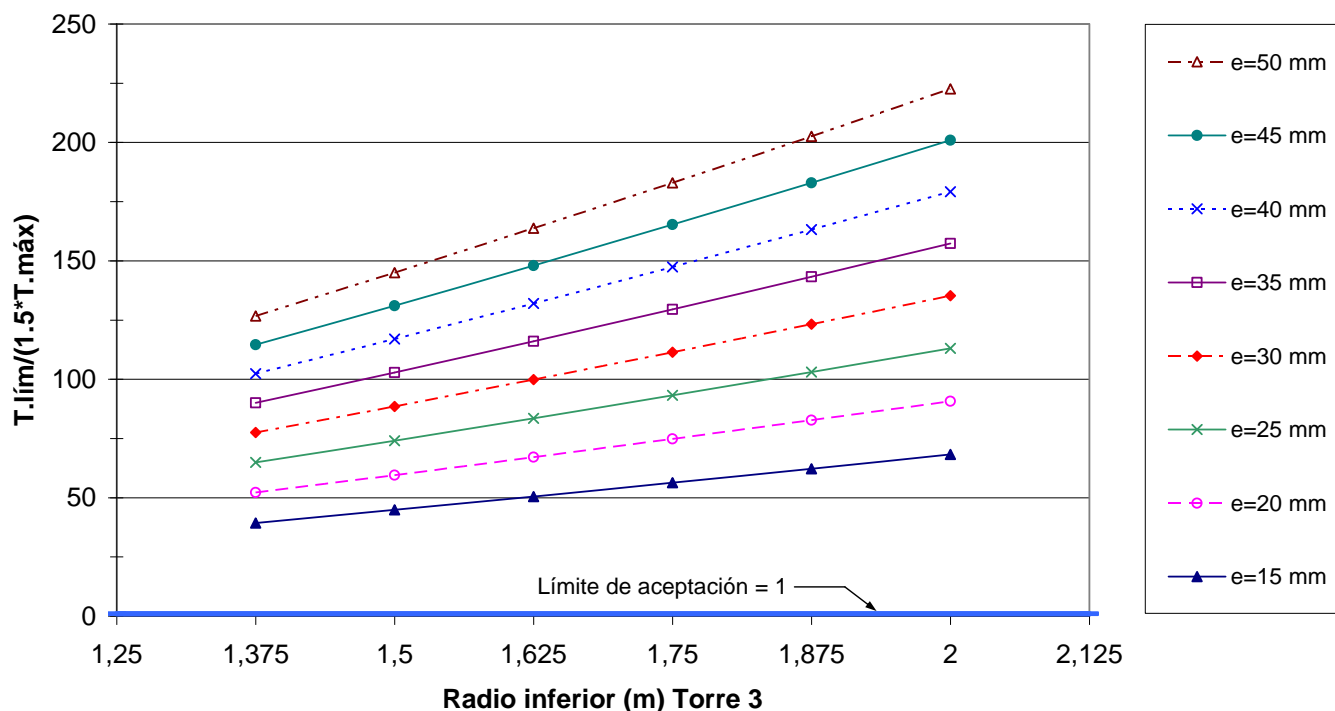


Figura 4.13: Tolerancia de aceptación de la tensión máxima de la torre 3

Como se observa en la figura, todas las torres representadas con distintos diámetros y espesores se encuentran por encima del límite de aceptación, esto significa que todas ellas cumplen la condición:

$$\text{Tensión límite} / (\text{Tensión máxima} * 1.5) > 1$$

Por esta razón son válidas todas las medidas de torres. Así que esta condición no va a ser la que restrinja valores de diámetros o espesores para la torre 3



### ▪ Desplazamiento horizontal

El desplazamiento horizontal de la torre se ha obtenido de la ecuación (3). Y sustituyendo los distintos radios y espesores en la ecuación se obtiene los resultados de la *Tabla 26*:

DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL (m)	RADIO DE LA TORRE 3 (m)					
	1,375	1,5	1,625	1,75	1,875	2
ESPESOR (mm)						
15	2,00E-02	1,66E-02	1,40E-02	1,19E-02	1,03E-02	8,92E-03
20	1,51E-02	1,25E-02	1,05E-02	8,97E-03	7,73E-03	6,72E-03
25	1,22E-02	1,01E-02	8,47E-03	7,21E-03	6,21E-03	5,40E-03
30	1,02E-02	8,44E-03	7,09E-03	6,04E-03	5,20E-03	4,52E-03
35	8,79E-03	7,27E-03	6,11E-03	5,20E-03	4,48E-03	3,89E-03
40	7,74E-03	6,40E-03	5,37E-03	4,57E-03	3,93E-03	3,42E-03
45	6,92E-03	5,72E-03	4,80E-03	4,08E-03	3,51E-03	3,05E-03
50	6,27E-03	5,18E-03	4,34E-03	3,69E-03	3,18E-03	2,76E-03

Tabla 26: Desplazamiento horizontal que sufre la torre 3 en función del radio y el espesor

Y se ha comprobado la validez de la torre mediante la condición:

$$L / (500 \cdot U_x) > 1$$

Así las torres válidas son las que se encuentren por encima del límite de aceptación correspondiente al valor 1 en el eje Y de la *Figura 4.14*, puesto que cumplirán la condición de desplazamiento máximo; siendo inválidas las que queden por debajo del mismo.



**LONGITUD/ (500\*DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL) > 1**

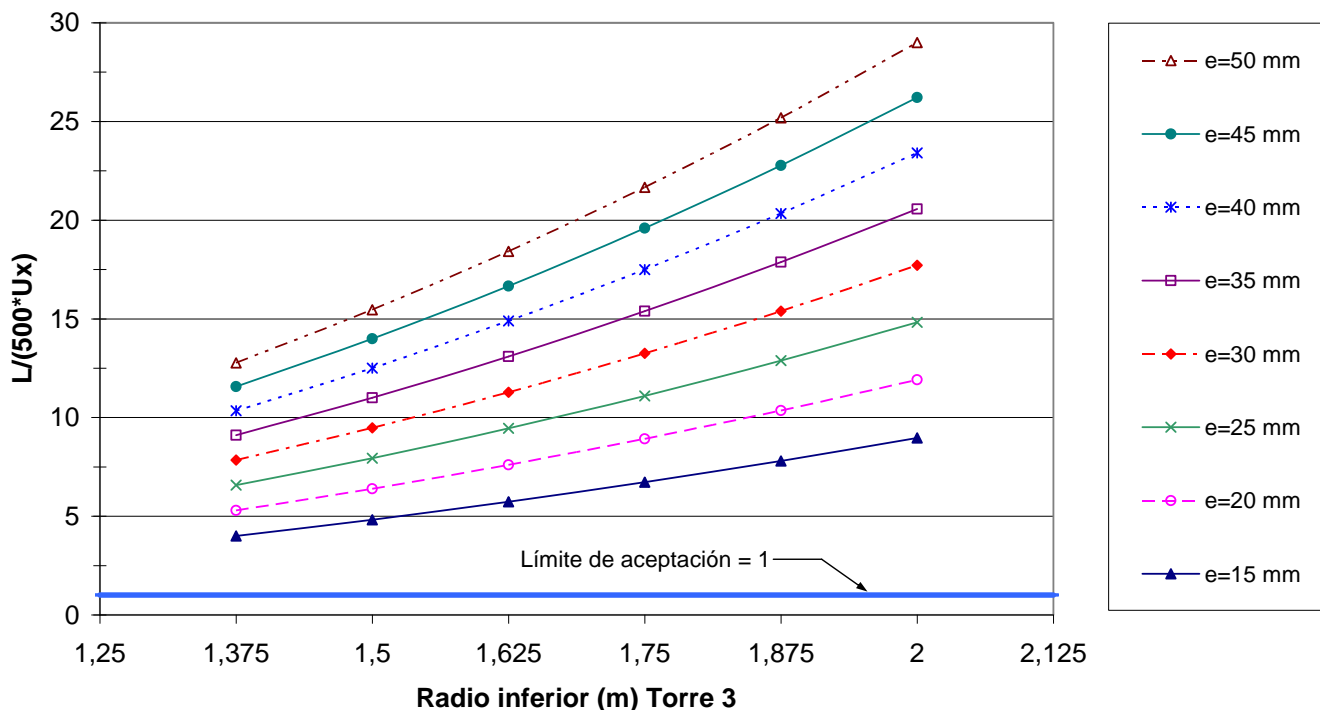


Figura 4.14: Tolerancia de aceptación del desplazamiento horizontal máximo de la torre 3

Como se observa en la figura, todas las torres representadas con distintos diámetros y espesores se encuentran por encima del límite de aceptación, esto significa que todas ellas cumplen la condición anteriormente señalada.

▪ **Desplazamiento vertical**

El desplazamiento vertical de la torre se ha obtenido de la ecuación (4). De este modo, sustituyendo los distintos radios y espesores en la ecuación se obtiene los resultados de la *Tabla 27*:



DESPLAZAMIENTO VERTICAL (m)	RADIO DE LA TORRE 3 (m)					
	1,375	1,5	1,625	1,75	1,875	2
ESPESOR (mm)						
15	-2,94E-04	-2,81E-04	-2,69E-04	-2,58E-04	-2,49E-04	-2,40E-04
20	-2,21E-04	-2,11E-04	-2,02E-04	-1,94E-04	-1,87E-04	-1,80E-04
25	-1,77E-04	-1,69E-04	-1,62E-04	-1,56E-04	-1,50E-04	-1,44E-04
30	-1,48E-04	-1,41E-04	-1,35E-04	-1,30E-04	-1,25E-04	-1,21E-04
35	-1,27E-04	-1,21E-04	-1,16E-04	-1,12E-04	-1,07E-04	-1,04E-04
40	-1,11E-04	-1,06E-04	-1,02E-04	-9,78E-05	-9,41E-05	-9,07E-05
45	-9,93E-05	-9,48E-05	-9,07E-05	-8,71E-05	-8,38E-05	-8,08E-05
50	-8,96E-05	-8,55E-05	-8,18E-05	-7,85E-05	-7,56E-05	-7,29E-05

Tabla 27: Desplazamiento vertical que sufre la torre 3 en función del radio y el espesor

Los valores salen negativos porque el desplazamiento vertical que sufre la torre es de compresión, por el peso de la góndola, así, este desplazamiento es en sentido contrario al del eje z de la torre.

La validez de la torre se ha comprobado mediante la condición:

$$|L / (500 \cdot V_z)| > 1$$

Así las torres válidas son las que se encuentren por encima del límite de aceptación correspondiente al valor 1 en el eje Y de la *Figura 4.15*, puesto que cumplirán la condición de desplazamiento máximo; siendo inválidas las que queden por debajo del mismo.



### LONGITUD/(500\*DESPLAZAMIENTO VERTICAL MÁXIMO) > 1

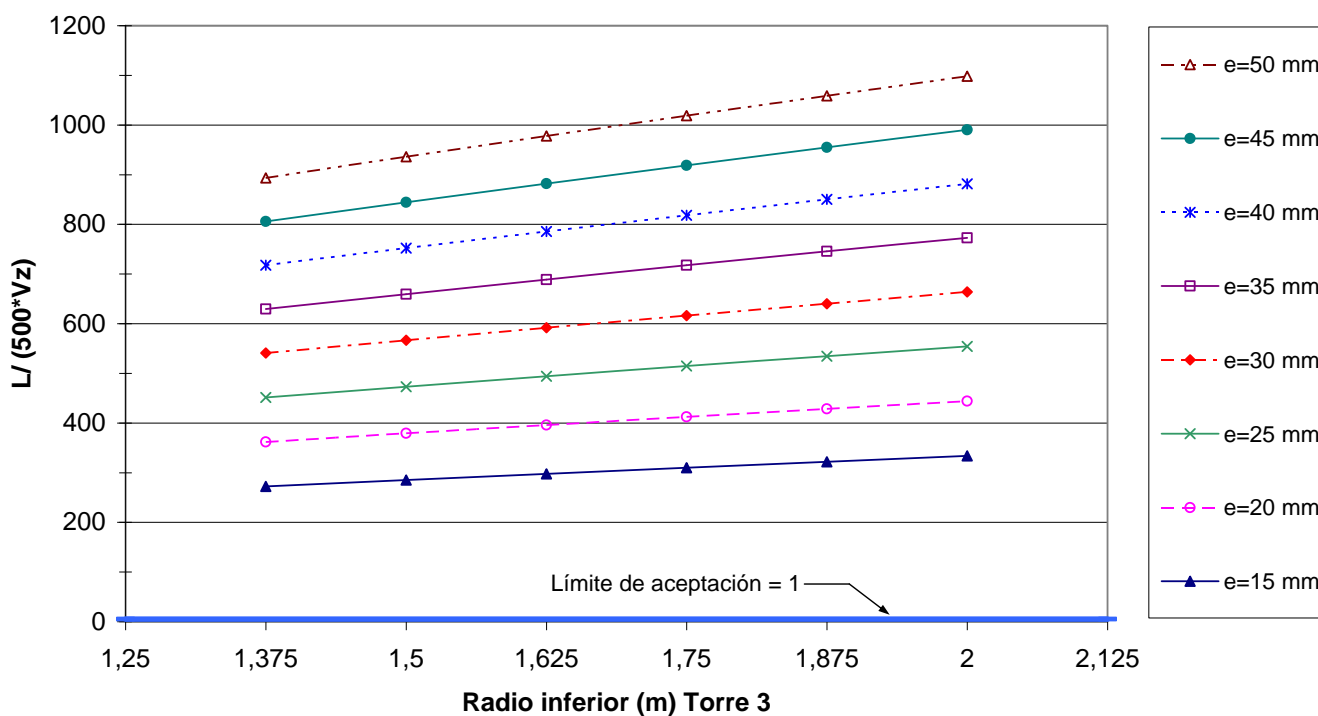


Figura 4.15: Tolerancia de aceptación del desplazamiento vertical máximo de la torre 3

Como se observa en la figura, todas las torres representadas con distintos diámetros y espesores se encuentran por encima de la línea de aceptación, esto significa que todas ellas cumplen la condición anteriormente señalada.

#### ▪ Pandeo

En cuanto al cálculo de pandeo para la modelización analítica resulta demasiado complicado para este tipo de torre. Por ello esta parte se va a resolver directamente en la modelización numérica.

#### ▪ Frecuencia natural de la torre

Como se ha visto en el apartado 4.2 *Modelo empleado*, se ha utilizado la ecuación (7) obtenida del libro RAO, SINGERESU para el cálculo de la frecuencia natural de la



torre. Sustituyendo el parámetro  $\beta \cdot L$ , tomado de la *figura 4.4*, y el resto de parámetros correspondiente a la torre 3, se ha obtenido la siguiente tabla de frecuencias:

FRECUENCIA NATURAL (RAD/SEG)	RADIO DE LA TORRE 3 (m)					
	1,375	1,5	1,625	1,75	1,875	2
ESPESOR (mm)						
15	13,9011	14,9181	15,9656	17,0399	18,1380	19,2572
20	13,8738	14,8911	15,9389	17,0136	18,1120	19,2316
25	13,8466	14,8642	15,9123	16,9873	18,0861	19,2061
30	13,8195	14,8374	15,8858	16,9612	18,0603	19,1806
35	13,7925	14,8106	15,8593	16,9350	18,0345	19,1552
40	13,7655	14,7839	15,8329	16,9090	18,0088	19,1298
45	13,7386	14,7572	15,8066	16,8829	17,9832	19,1045
50	13,7117	14,7307	15,7803	16,8570	17,9576	19,0793

Tabla 28: Cálculo de la frecuencia natural de la torre 3

Estos valores de frecuencia no tienen que coincidir con los de la frecuencia del generador y la velocidad de giro del rotor para que no se produzca el efecto indeseado de la resonancia.

$$\omega_{\text{rotor}} = 9- 28 \text{ r.p.m. } (\cong 1- 3 \text{ rad/seg})$$

$$\omega_{\text{generador}} = 900-1945 \text{ r.p.m. } (\cong 94- 204 \text{ rad/seg})$$

Como ya se dijo en las anteriores torres, la frecuencia del generador no supone ningún problema, puesto que ésta es mucho mayor que la frecuencia natural de la torre. Existe un momento en el que ambas frecuencias coinciden, desde que arranca el rotor hasta que alcanza su velocidad de trabajo pasa por velocidades intermedias que coincidirán con la frecuencia natural de la viga; pero este momento no es crítico para la torre puesto que empezará a excitarse cuando se acerque a dicha frecuencia pero decrecerá enseguida al pasar de largo, quedando así una leve excitación sin importancia.





Sin embargo, no ocurre lo mismo con la frecuencia del giro del rotor, cuyos valores están muy próximos a la frecuencia natural de la torre. Por ello se ha fijado el mismo rango de frecuencias que en los casos anteriores, a partir del cual se considera válida la frecuencia natural, sin que suponga problemas de excitación. El límite de frecuencia de rotor admisible es 1/3 de la frecuencia natural de la viga:

$$\omega_{\text{rotor}} \leq 1/3 \omega_{\text{natural}}$$

Esto supone que las torres válidas serán aquellas cuya frecuencia natural sea mayor o igual que el triple del máximo valor de las frecuencias del rotor:

$$\omega_{\text{natural}} \geq 3 * \omega_{\text{rotor}} \Rightarrow \omega_{\text{natural}} \geq 3 * 3 \text{ rad/seg} \Rightarrow \omega_{\text{natural}} \geq 9 \text{ rad/seg}$$

En consecuencia, se puede observar en la *Tabla 28* que para todos los valores de radio y espesor, la frecuencia de la torre es aceptable. A continuación, se muestra el gráfico con el rango de valores aceptables de radios y espesores de la torre (*figura 4.16.*)

### FRECUENCIA NATURAL DE LA TORRE 3

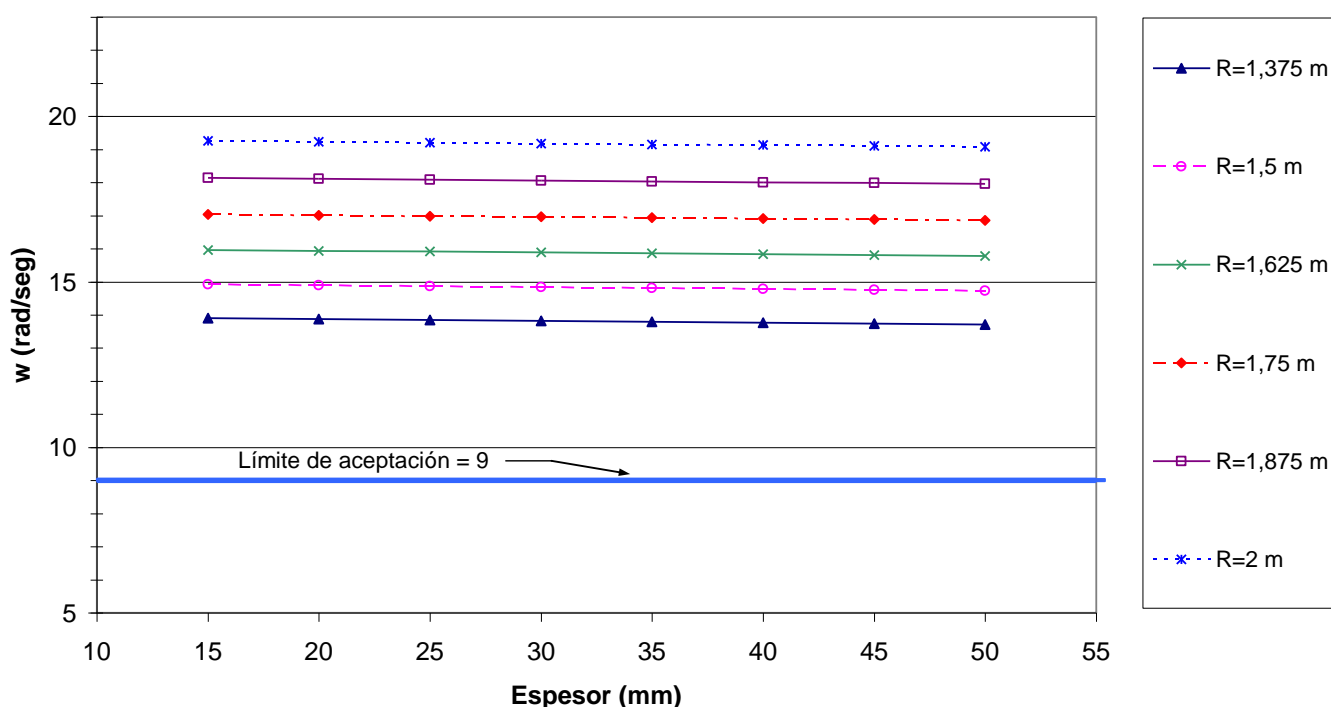


Figura 4.16: Tolerancia de aceptación de la frecuencia natural de la torre 3



En la *figura 4.16* se observa que todos los valores de torres están por encima del límite de aceptación, por ello, en principio, todas cumplen la condición de la frecuencia natural de la torre.

Como conclusión se puede decir que a priori no hay restricciones para esta torre. Esto significa que, en principio, tendría que valer una torre con un radio inferior de 1.375m, un radio superior de 1 m y un espesor de 15 mm. Posteriormente en la modelización numérica se verá si se cumple esto.

A continuación se presenta la *Tabla 29* con la relación de los pesos de las distintas medidas de torres.

#### ▪ Peso de la torre

Utilizando la ecuación (8) se ha calculado la relación de pesos de las distintas torres, dependiendo del radio y del espesor.

PESO (kg)	RADIO DE LA TORRE 3 (m)					
	1,375	1,5	1,625	1,75	1,875	2
ESPELOR (mm)						
15	1405724,5	1480180,2	1554636,0	1629091,7	1703547,5	1778003,2
20	1870328,3	1969602,7	2068877,0	2168151,3	2267425,6	2366700,0
25	2332946,7	2457039,6	2581132,5	2705225,4	2829318,3	2953411,3
30	2793579,6	2942491,1	3091402,6	3240314,1	3389225,6	3538137,0
35	3252227,0	3425957,1	3599687,1	3773417,2	3947147,3	4120877,3
40	3708888,9	3907437,5	4105986,2	4304534,9	4503083,5	4701632,2
45	4163565,3	4386932,5	4610299,8	4833667,0	5057034,3	5280401,5
50	4616256,2	4864442,1	5112627,9	5360813,7	5608999,5	5857185,3

Tabla 29: Peso de la torre 3 en función del espesor y el radio

Como es de esperar, el peso de las torres va aumentando a medida que aumenta el espesor y el radio.



## b) Torre 4

La torre 4 de 75 m de altura es troncocónica, tiene una potencia de 1800 kW y el peso del conjunto góndola-palas es de 150 T.

Se ha elegido un rango de valores para el radio inferior ( $R_0$ ) comprendido entre 1.75 m y 3 m con una variación de 0.25 m entre ellos. El radio superior ( $R_1$ ) para esta torre se ha fijado en 1.125 m, como ya se señaló anteriormente. El espesor de la torre varía entre 15 mm y 50 mm.

A continuación se muestran los resultados de los distintos esfuerzos sufridos por esta torre.

### ▪ Momento flector

Se ha obtenido el momento flector utilizando la ecuación (1) del apartado 4.2. Como ya se señaló en el apartado anterior, esta ecuación (1), al igual que la Tabla 1, hacen referencia a la resistencia que ofrece una torre cilíndrica al paso del viento a través de ella. Y a pesar de que las torres de este caso no son cilíndricas, sino que son troncocónicas, se han empleado para este caso, puesto que el efecto de la esbeltez de las torres es mayor que el ángulo de inclinación de las mismas. Por este motivo, esta resistencia no se ha modificado con respecto al *CASO I*. De este modo, se sustituyen en la ecuación las siguientes variables:

$\rho_{\text{aire}}$ : Densidad del aire	$\Rightarrow$	$\rho_{\text{aire}} = 1 \text{ kg/m}^3$
$v_0$ : Velocidad de referencia del viento	$\Rightarrow$	$v_0 = 40 \text{ m/s}$
$h_0$ : Altura de referencia a la que están tomados los datos de velocidades de los mapas eólicos	$\Rightarrow$	$h_0 = 10 \text{ m}$
$L$ : Longitud de la torre 1	$\Rightarrow$	$L = 75 \text{ m}$
$\gamma$ : Parámetro referente a la topografía	$\Rightarrow$	$\gamma = 0.24$ (Figura 3.9)

El coeficiente de resistencia  $C_D$  ha de elegirse, según la Tabla 1, dependiendo de la relación existente de  $L/D$ . Como en este caso no existe un valor de diámetro único y tampoco se tiene el valor de diámetro definitivo, puesto que es una de las incógnitas del cálculo, se ha elegido un valor de  $C_D$  aproximado. Se ha tenido en cuenta que el diámetro superior de la torre tendrá un valor de 2.25 m, y el diámetro inferior variará probablemente en el rango anteriormente indicado: 1.75 m y 3 m de radio, es decir, entre 3.25 m y 6 m de diámetro. Por tanto se ha hecho un cálculo aproximado de un radio equivalente y, a priori, se ha tomado un valor de  $C_D$  de **0.84**. Una vez hechos los cálculos de los diámetros definitivos se rectificará este valor por otro más adecuado;



aunque, como ya se ha señalado en repetidas ocasiones, este valor tiene poca variación en el rango de valores del diámetro, por ello no ejercerá una importante influencia en el resultado final.

Sabiendo que el momento máximo se produce en la base, es decir en  $z = 0$ , se han representado estos valores en la siguiente tabla (*Tabla 30*), por ser los más importantes.

MOMENTO MÁXIMO (N·m)	RADIO DE LA TORRE 4 (m)						
	1.75	2.25	2.5	2.75	3	3.25	3.5
ESPESOR (mm)							
15-50	1,05E+07	1,16E+07	1,22E+07	1,28E+07	1,33E+07	1,39E+07	1,45E+07

Tabla 30: Momento máximo que sufre la Torre 4 en el empotramiento en función del radio

#### ▪ Tensión máxima

La tensión máxima de la Torre 4 se ha obtenido de la ecuación (2) del apartado 4.2. Como esta ecuación es función del radio interior y radio exterior de la torre, y en este caso no existe un valor constante para cada uno, puesto que son variables, se ha trabajado con cada uno de ellos en función de la altura y el espesor, como se ha indicado anteriormente:

$$\text{Radio exterior: } R(z) = R_0 - \frac{R_0 - R_1}{L} \cdot z$$

$$\text{Radio interior: } r(z) = R(z) - e$$

Así, sustituyendo los diferentes radios y espesores en las ecuaciones obtenemos la *Tabla 31*:



TENSIÓN MÁXIMA (Pa)	RADIO DE LA TORRE 4 (m)						
	1.75	2.25	2.5	2.75	3	3.25	3.5
ESPESOR (mm)							
15	4,57E+07	3,15E+07	2,71E+07	2,38E+07	2,11E+07	1,89E+07	1,71E+07
20	3,44E+07	2,37E+07	2,04E+07	1,79E+07	1,58E+07	1,42E+07	1,29E+07
25	2,76E+07	1,90E+07	1,64E+07	1,43E+07	1,27E+07	1,14E+07	1,03E+07
30	2,31E+07	1,59E+07	1,37E+07	1,20E+07	1,06E+07	9,50E+06	8,60E+06
35	1,99E+07	1,37E+07	1,18E+07	1,03E+07	9,10E+06	8,16E+06	7,38E+06
40	1,75E+07	1,20E+07	1,03E+07	9,01E+06	7,98E+06	7,15E+06	6,47E+06
45	1,56E+07	1,07E+07	9,19E+06	8,03E+06	7,11E+06	6,37E+06	5,76E+06
50	1,41E+07	9,65E+06	8,29E+06	7,24E+06	6,41E+06	5,74E+06	5,20E+06

Tabla 31: Tensión máxima que sufre la Torre 4 en función del espesor y del radio

Pero para saber qué dimensiones de torres cumplen la condición de tensión máxima se ha comprobado mediante la ecuación:

$$\sigma_{LIM} / (1.5 \cdot \sigma_{MAX}) > 1$$

Se ha representado dicha ecuación en la gráfica de la *figura 4.17*, de forma que las torres que queden por encima de la límite de aceptación correspondiente al valor 1 en el eje Y, serán válidas para la condición de tensión máxima, siendo inválidas las que queden por debajo del mismo.



**TENSIÓN LÍMITE / (1.5\*TENSIÓN MÁXIMA) > 1**

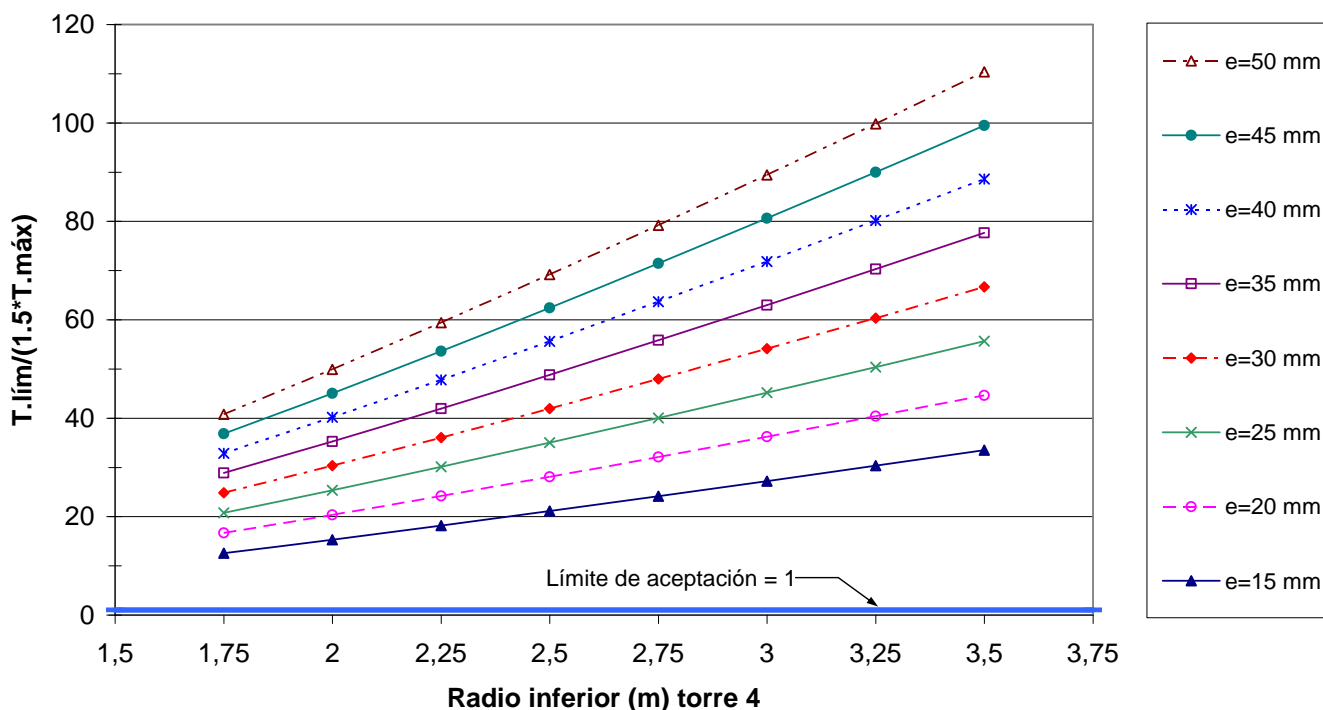


Figura 4.17: Tolerancia de aceptación de la tensión máxima de la torre 4

Como se observa en la figura, todas las torres representadas con distintos diámetros y espesores se encuentran por encima del límite de aceptación, esto significa que todas ellas cumplen la condición:

$$\text{Tensión límite} / (\text{Tensión máxima} * 1.5) > 1$$

Por esta razón son válidas todas las medidas de torres. Así que esta condición no va a ser la que restrinja valores de diámetros o espesores para la torre 4

▪ **Desplazamiento horizontal**

El desplazamiento horizontal de la torre se ha obtenido de la ecuación (3). Y sustituyendo los distintos radios y espesores en la ecuación se obtiene los resultados de la *Tabla 32*:



DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL (m)	RADIO DE LA TORRE 4 (m)						
	1.75	2.25	2.5	2.75	3	3.25	3.5
ESPESOR (mm)							
15	1,87E-01	1,09E-01	8,65E-02	7,04E-02	5,84E-02	4,91E-02	4,19E-02
20	1,41E-01	8,17E-02	6,51E-02	5,30E-02	4,39E-02	3,70E-02	3,15E-02
25	1,13E-01	6,56E-02	5,23E-02	4,25E-02	3,52E-02	2,97E-02	2,53E-02
30	9,47E-02	5,49E-02	4,37E-02	3,56E-02	2,95E-02	2,48E-02	2,11E-02
35	8,16E-02	4,73E-02	3,76E-02	3,06E-02	2,53E-02	2,13E-02	1,82E-02
40	7,17E-02	4,15E-02	3,30E-02	2,69E-02	2,22E-02	1,87E-02	1,59E-02
45	6,41E-02	3,70E-02	2,95E-02	2,39E-02	1,98E-02	1,67E-02	1,42E-02
50	5,79E-02	3,35E-02	2,66E-02	2,16E-02	1,79E-02	1,50E-02	1,28E-02

Tabla 32: Desplazamiento horizontal que sufre la torre 4 en función del radio y el espesor

Y se ha comprobado la validez de la torre mediante la condición:

$$L / (500 \cdot U_x) > 1$$

Así las torres válidas son las que se encuentren por encima del límite de aceptación correspondiente al valor 1 en el eje Y de la *Figura 4.18*, puesto que cumplirán la condición de desplazamiento máximo; siendo inválidas las que queden por debajo del mismo.



**LONGITUD / (500\*DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL MÁXIMO) > 1**

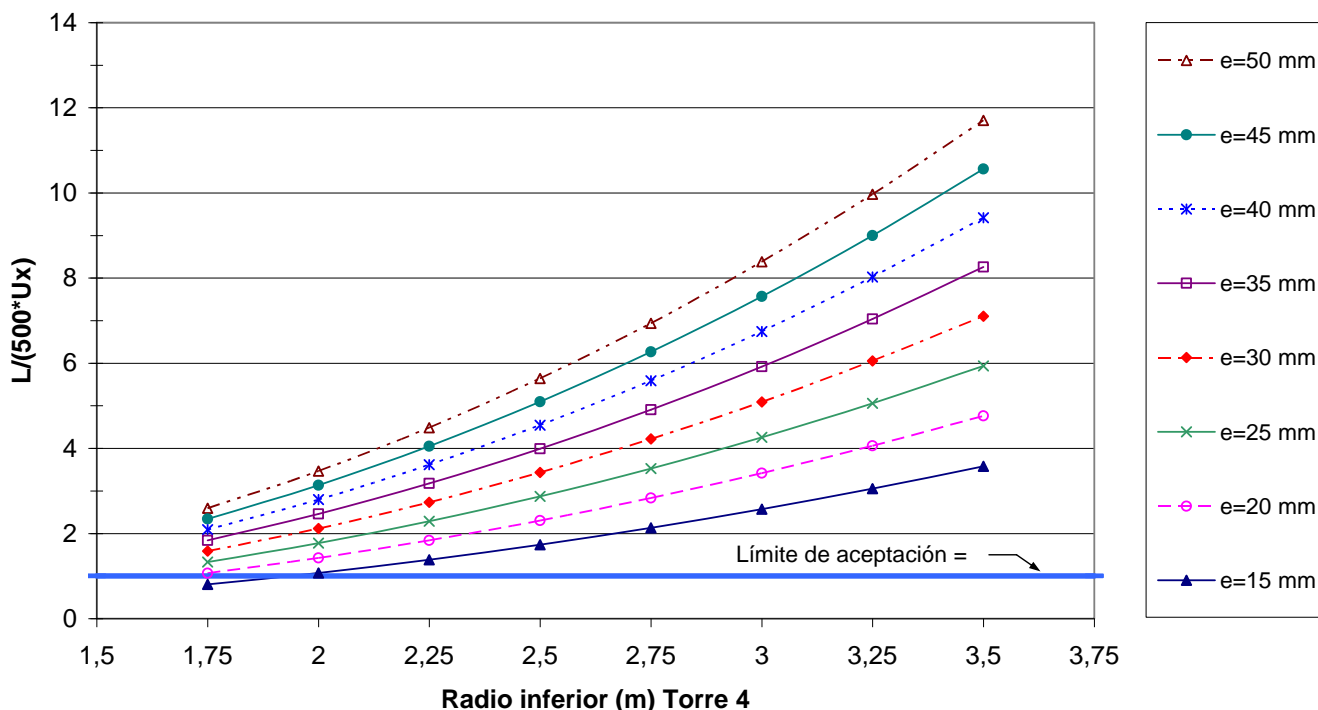


Figura 4.18: Tolerancia de aceptación del desplazamiento horizontal máximo de la torre 4

Como se observa en la figura, la única torre que no cumple la condición de desplazamiento horizontal es la de diámetro inferior 1.75 m y espesor 15 mm. Por lo tanto todas las demás torres cumplen dicha condición.

▪ **Desplazamiento vertical**

El desplazamiento vertical de la torre se ha obtenido de la ecuación (4). De este modo, sustituyendo los distintos radios y espesores en la ecuación se obtiene los resultados de la *Tabla 33*:





DESPLAZAMIENTO VERTICAL (m)	RADIO DE LA TORRE 4 (m)							
	ESPESOR (mm)	1.75	2.25	2.5	2.75	3	3.25	3.5
15		1,72E-03	1,50E-03	1,41E-03	1,34E-03	1,27E-03	1,21E-03	1,16E-03
20		1,29E-03	1,13E-03	1,06E-03	1,00E-03	9,55E-04	9,11E-04	8,72E-04
25		1,04E-03	9,02E-04	8,49E-04	8,04E-04	7,65E-04	7,30E-04	6,98E-04
30		8,64E-04	7,53E-04	7,09E-04	6,71E-04	6,38E-04	6,09E-04	5,83E-04
35		7,42E-04	6,46E-04	6,09E-04	5,76E-04	5,48E-04	5,23E-04	5,00E-04
40		6,51E-04	5,66E-04	5,33E-04	5,05E-04	4,80E-04	4,58E-04	4,38E-04
45		5,79E-04	5,04E-04	4,75E-04	4,50E-04	4,27E-04	4,08E-04	3,90E-04
50		5,22E-04	4,54E-04	4,28E-04	4,05E-04	3,85E-04	3,67E-04	3,52E-04

Tabla 33: Desplazamiento vertical que sufre la torre 4 en función del radio y el espesor

Los valores salen negativos porque el desplazamiento vertical que sufre la torre es de compresión, por el peso de la góndola, así, este desplazamiento es en sentido contrario al del eje z de la torre.

La validez de la torre se ha comprobado mediante la condición:

$$|L / (500 \cdot V_z)| > 1$$

Así las torres válidas son las que se encuentren por encima del límite de aceptación correspondiente al valor 1 en el eje Y de la *Figura 4.19*, puesto que cumplirán la condición de desplazamiento máximo; siendo inválidas las que queden por debajo del mismo.



### LONGITUD/(500\*DESPLAZAMIENTO VERTICAL MÁXIMO) > 1

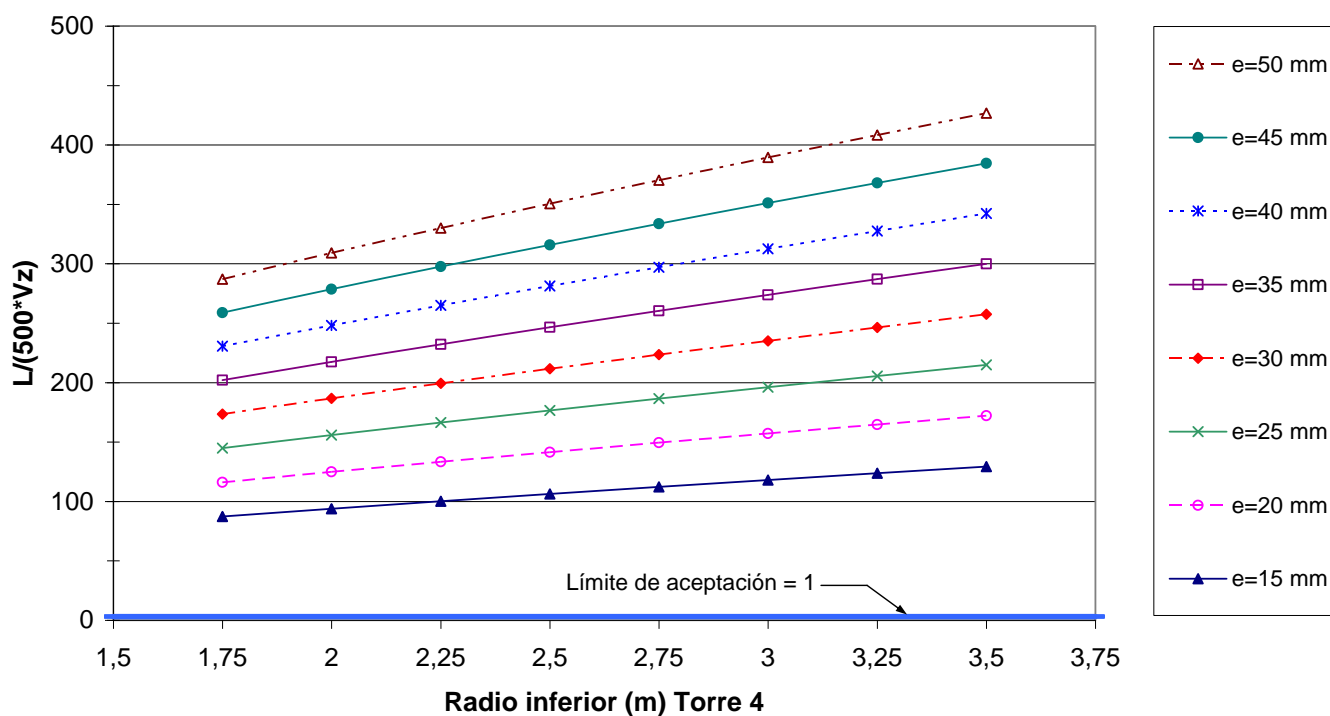


Figura 4.19: Tolerancia de aceptación del desplazamiento vertical máximo de la torre 4

Como se observa en la figura, todas las torres representadas con distintos diámetros y espesores se encuentran por encima del límite de aceptación, esto significa que todas ellas cumplen la condición anteriormente señalada.

#### ▪ Pandeo

En cuanto al cálculo de pandeo para la modelización analítica resulta demasiado complicado para este tipo de torre. Por ello esta parte se va a resolver directamente en la modelización numérica.

#### ▪ Frecuencia natural de la torre

Como se ha visto en el apartado **4.2 Modelo empleado**, se ha utilizado la ecuación (7) obtenida del libro *RAO, SINGERESU* para el cálculo de la frecuencia natural de la



torre. Sustituyendo el parámetro  $\beta \cdot L$ , tomado de la *figura 4.4*, y el resto de parámetros correspondiente a la torre 4, se ha obtenido la siguiente tabla de frecuencias:

FRECUENCIA NATURAL (RAD/SEG)	RADIO DE LA TORRE 4 (m)						
	1.75	2.25	2.5	2.75	3	3.25	3.5
ESPESOR (mm)							
15	4,924	6,165	6,816	7,483	8,163	8,854	9,555
20	4,917	6,158	6,809	7,476	8,156	8,848	9,549
25	4,909	6,150	6,802	7,469	8,150	8,841	9,542
30	4,902	6,143	6,795	7,462	8,143	8,835	9,536
35	4,894	6,136	6,788	7,455	8,136	8,828	9,530
40	4,886	6,129	6,781	7,449	8,130	8,822	9,523
45	4,879	6,122	6,774	7,442	8,123	8,815	9,517
50	4,871	6,114	6,767	7,435	8,116	8,809	9,511

Tabla 34: Cálculo de la frecuencia natural de la torre 4

Estos valores de frecuencia no tienen que coincidir con los de la frecuencia del generador y la velocidad de giro del rotor para que no se produzca el efecto indeseado de la resonancia.

$$\omega_{\text{rotor}} = 9-28 \text{ r.p.m. } (\cong 1-3 \text{ rad/seg})$$

$$\omega_{\text{generador}} = 900-1945 \text{ r.p.m. } (\cong 94-204 \text{ rad/seg})$$

Como ya se dijo en las anteriores torres, la frecuencia del generador no supone ningún problema, puesto que ésta es mucho mayor que la frecuencia natural de la torre. Sin embargo, no ocurre lo mismo con la frecuencia del giro del rotor, cuyos valores están muy próximos a la frecuencia natural de la torre. Por ello se ha fijado el mismo rango de frecuencias que en los casos anteriores, a partir del cual se considera válida la frecuencia natural, sin que suponga problemas de excitación. El límite de frecuencia de rotor admisible es 1/3 de la frecuencia natural de la viga:

$$\omega_{\text{rotor}} \leq 1/3 \omega_{\text{natural}}$$

Esto supone que las torres válidas serán aquellas cuya frecuencia natural sea mayor o igual que el triple del máximo valor de las frecuencias del rotor:

$$\omega_{\text{natural}} \geq 3 \cdot \omega_{\text{rotor}} \Rightarrow \omega_{\text{natural}} \geq 3 \cdot 3 \text{ rad/seg} \Rightarrow \omega_{\text{natural}} \geq 9 \text{ rad/seg}$$



En consecuencia, se puede observar en la *Tabla 34* que para todos los valores de radio y espesor, la frecuencia de la torre es aceptable. A continuación, se muestra el gráfico con el rango de valores aceptables de radios y espesores de la torre (*Figura 4.20*)

### FRECUENCIA NATURAL DE LA TORRE 4

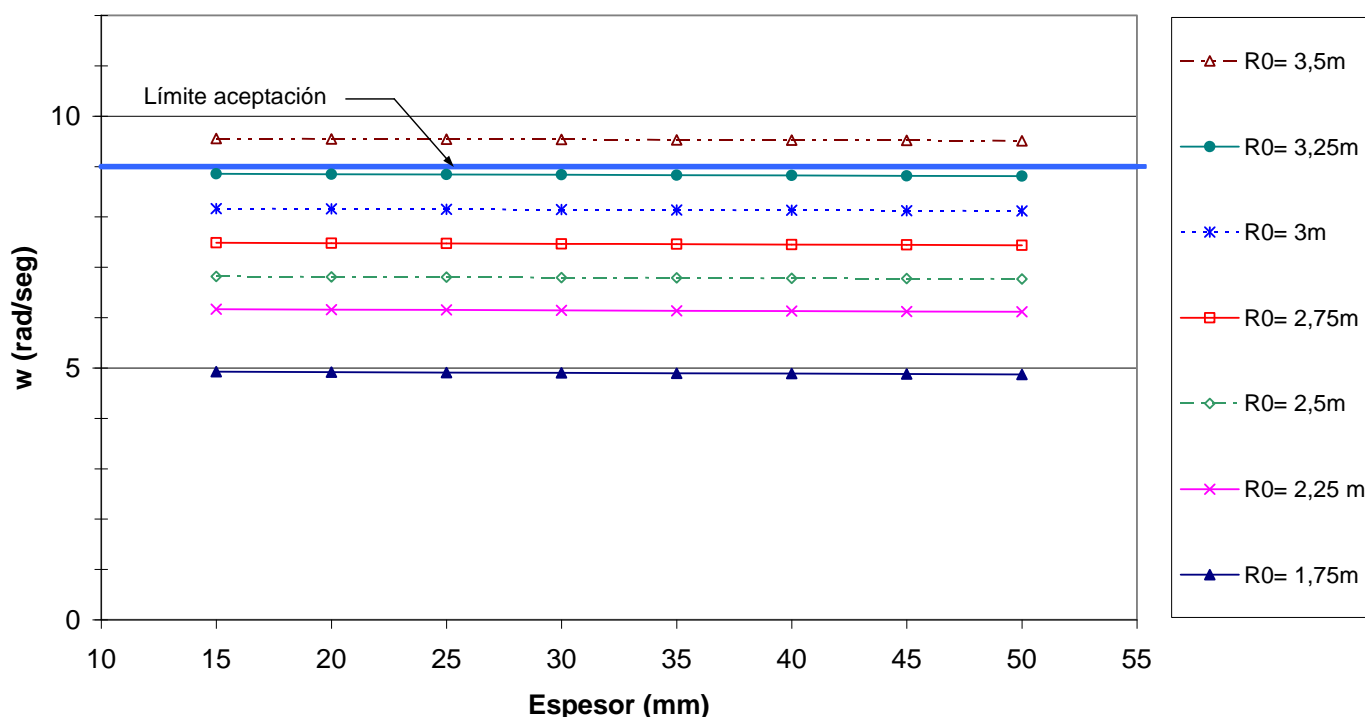


Figura 4.20: Tolerancia de aceptación de la frecuencia natural de la torre 4

La frecuencia natural de la viga es el parámetro más restrictivo para esta torre 4, por tanto las conclusiones para el apartado de frecuencia natural de la torre son las mismas que las conclusiones generales de la torre. Para que esta torre sea válida su frecuencia tiene que ser superior a 9 rad/seg y la única torre que cumple esta condición es aquella que tiene un radio inferior ( $R_0$ ) de 3,5 m, o lo que es lo mismo, 7 m de diámetro. Esto significa que para que esta torre cumpla con todos los requisitos tiene que tener dicho radio inferior y un espesor de 15 mm.

A continuación se presenta la *Tabla 35* con la relación de los pesos de las distintas medidas de torres.



### ▪ Peso de la torre

Utilizando la ecuación (8) se ha calculado la relación de pesos de las distintas torres, dependiendo del radio y del espesor.

PESO (kg)	RADIO DE LA TORRE 4 (m)						
ESPESOR (mm)	1.75	2.25	2.5	2.75	3	3.25	3.5
15	5989034,1	7036068,0	7559584,9	8083101,9	8606618,9	9130135,8	9653652,8
20	7971418,3	9367463,5	10065486,1	10763508,8	11461531,4	12159554,0	12857576,6
25	9946822,3	11691878,8	12564407,1	13436935,4	14309463,7	15181991,9	16054520,2
30	11915246,1	14009313,9	15056347,9	16103381,8	17150415,7	18197449,6	19244483,6
35	13876689,6	16319768,8	17541308,4	18762848,0	19984387,5	21205927,1	22427466,7
40	15831153,0	18623243,4	20019288,7	21415333,9	22811379,1	24207424,4	25603469,6
45	17778636,1	20919737,9	22490288,7	24060839,6	25631390,5	27201941,4	28772492,3
50	19719139,0	23209252,0	24954308,6	26699365,1	28444421,7	30189478,2	31934534,8

Tabla 35: Peso de la torre 4 en función del espesor y el radio

Como es de esperar, el peso de las torres va aumentando a medida que aumenta el espesor y el radio. Se ha señalado las primeras columnas con un color diferente porque son las que no cumplen con las condiciones impuestas, en concreto, es la frecuencia natural el parámetro que es más restrictivo.



## 4.5 Resumen de resultados

Por último se han recopilado en un único apartado los resultados de las 4 torres analizadas, facilitando así las conclusiones de la modelización analítica realizada a lo largo de este apartado.

La *torre 1*, cilíndrica, con una altura de 40 m, que cumple las condiciones impuestas es aquella que tiene un radio exterior mínimo de 1 m y un espesor de 15 mm. Esta restricción es impuesta por la frecuencia natural de la torre, que no tiene que coincidir con la frecuencia del rotor ni del generador.

La *torre 2*, también de estructura cilíndrica pero con una altura de 75 m, tiene sus restricciones más críticas en el desplazamiento horizontal y la frecuencia natural; pero es esta última la que obliga a establecer un radio exterior de torre de 3 m y un espesor mínimo de 15 mm.

En la *torre 3*, con una estructura troncocónica y 40 m de altura, se ha predeterminado 1 radio superior de 1m y hallado el radio inferior y espesor para facilitar los cálculos. Esta torre no presenta ninguna restricción en el rango de datos estudiados, por lo que el radio inferior puede tener un valor de 1.375 m y un espesor de 15 mm.

En cuanto a la *torre 4*, de estructura troncocónica, 75 m de altura y un radio superior predeterminado de 1.125 m, presenta las restricciones más críticas en el desplazamiento horizontal pero sobre todo en la frecuencia natural de la torre. Así, esta torre cumple todos los requisitos con un radio inferior de 3.5 m y 15 mm de espesor.

Se ha realizado una tabla resumen en la que se indican estos mismos valores de las distintas torres

TORRE	ALTURA	RADIO SUP	RADIO INF	ESPESOR
1	40 m	1 m	1 m	15 mm
2	75 m	3 m	3 m	15 mm
3	40 m	1 m	1.375 m	15 mm
4	75 m	1.125 m	3.5 m	20 mm

Tabla 36. : Tabla resumen de las conclusiones del apartado 4



## 5. MODELIZACIÓN NUMÉRICA

### 5.1 Introducción

Una vez realizada la modelización analítica de las torres y obteniendo un dimensionamiento previo de las mismas ya se puede pasar a la modelización numérica. Con este estudio más amplio y detallado es posible comprobar la validez de la estructura definitiva, ratificando así los resultados dimensionales obtenidos en el apartado anterior. El programa que se ha empleado para llevar a cabo esta modelización numérica es el Cosmos/M.

Para llevar a cabo este planteamiento se ha hecho una modelización de la estructura en el programa indicado, partiendo de las dimensiones obtenidas en la modelización analítica. Después de introducir los datos y correr el programa se ha comprobado si los resultados obtenidos son válidos para la estructura. Si no fuera así se redimensiona la torre y se vuelven a introducir los nuevos datos en el programa. Se realiza este proceso iterativo tantas veces como fuese necesario hasta obtener resultados concluyentes y definitivos para la estructura.

A continuación, se define el proceso de la modelización de la estructura en el programa Cosmos/M.



## 5.2 Modelización de la Estructura

El primer paso a la hora de realizar un análisis, es simplificar el problema real y discretizarlo convenientemente, adoptando las hipótesis necesarias para hacerlo abordable matemáticamente. Esto posibilita el estudio concreto del problema, teniendo en cuenta la validez de las hipótesis adoptadas y las limitaciones que aquellas suponen a la hora de generalizar los resultados del estudio.

### 5.2.1 Método de Elementos Finitos (M.E.F.)

El Método de Análisis por Elementos Finitos es de aplicación inmediata en las diferentes disciplinas de la Ingeniería: por ejemplo, en Ingeniería Civil permite calcular desplazamientos y tensiones en muros, puentes o edificios, en Ingeniería Eléctrica permite calcular campos magnéticos o eléctricos en motores o transformadores y en Ingeniería Mecánica calcular tensiones y temperaturas en componentes de máquinas o estructuras. Además, el gran desarrollo de la informática, tanto en su aspecto del hardware como del software, permite afrontar la resolución de complejos problemas físico-matemáticos cuyo cálculo manual resultaría imposible.

Básicamente, consiste en dividir la estructura en una red de elementos geométricos simples y asociar a cada elemento ecuaciones describiendo características físicas, tales como tensión y deformación o propiedades térmicas y magnéticas. A continuación se resuelve el sistema de ecuaciones simultáneas resultantes. Por tanto, el Análisis por Elementos Finitos reproduce la realidad a partir de la resolución numérica por ordenador de las ecuaciones matemáticas que describen dicha realidad. Esto permite un conocimiento mucho más profundo del producto antes de que exista físicamente, siendo posible detectar a priori muchos de los problemas que, de otro modo, hubieran aparecido en servicio real y eliminando también la necesidad de construir costosos prototipos físicos.

Existen diferentes tipos de análisis a realizar. El análisis Lineal maneja problemas donde la relación tensión-deformación del material es lineal y las deformaciones de la estructura son relativamente pequeñas. El análisis No Lineal resuelve problemas donde los materiales, la geometría o las condiciones de contorno no se comportan de forma lineal y requieren un procedimiento de solución iterativo. Por ejemplo, con un análisis lineal se puede calcular el efecto de la presión sobre una estructura de acero, pero solo mediante un análisis no lineal podremos conocer las reacciones en una pieza de plástico bajo cargas de presión.

Los problemas pueden también clasificarse como estáticos, en donde todas las fuerzas están en equilibrio; dinámicos, en donde el método se usa para calcular frecuencias naturales y modos propios de vibración; de análisis dinámico avanzado, para calcular la respuesta del sistema en el dominio del tiempo o de la frecuencia, o la respuesta a una sollicitación transitoria; térmicos, donde se calculan temperaturas en problemas de transferencia de calor en régimen permanente y/o transitorio; de fluidos, para calcular temperatura, presión y velocidad en fluidos; de fatiga, para determinar la





vida a fatiga del modelo y las regiones críticas en componentes mecánicos; de impacto, en donde se determina la habilidad de una estructura para soportar cargas mecánicas o inerciales súbitas; o electromagnéticos, para calcular la distribución de campos eléctricos y magnéticos o parámetros tales como fuerzas, pérdidas de carga, corrientes inducidas e inductancia.

Las fases del análisis son:

- Identificar el problema, geometría y propiedades de los materiales
- Definir la geometría del modelo
- Mallar el modelo con elementos finitos
- Aplicar condiciones de contorno al modelo
- Aplicar cargas
- Definir las propiedades del material
- Someter el modelo al análisis correspondiente
- Representar, interpretar y evaluar gráfica y numéricamente los resultados del análisis
- Modificar el modelo si fuera necesario, y repetir el análisis

El análisis por elementos finitos se inicia con la fase de preprocesado donde el modelo se construye con toda la información necesaria para el análisis: geometría, cargas, condiciones de contorno y propiedades de los materiales.

La geometría se crea al estilo CAD en 2 ó 3 dimensiones, dividiendo el modelo en una serie de elementos conectados por puntos llamados nodos. Este proceso, llamado Mallado, es una fase crítica en el análisis por elementos finitos. El tipo y colocación de cada elemento, así como la densidad de malla utilizada tiene profundos efectos en la velocidad y precisión del análisis.

El número y tamaño de los elementos determina la densidad del modelo. Mallas bastas (pocos nodos y elementos) determinan tiempos de análisis muy cortos, pero la precisión es limitada. Para lograr resultados más exactos se puede discretizar todo el modelo con malla muy fina, o bien usar sólo alta densidad de malla en zonas de concentración de tensiones aumentando así la exactitud del cálculo sin alargar los tiempos de resolución.

Para acortar tiempos de mallado, están disponibles las rutinas de mallado automático, en donde el usuario especifica la geometría y densidad de malla general y el software genera la malla. La densidad de malla está bajo control del usuario, permitiendo usar mallas más finas donde sea necesario. Otro posible proceso, llamado “mallado adaptativo”, consiste en refinar mallas bastas a partir de los resultados del análisis previo hasta obtener una malla satisfactoria para el usuario.

La elección del elemento, entre las docenas de tipos disponibles, está restringida por la propia geometría. Así, por ejemplo, las superficies se podrán mallar con láminas,



membranas o placas, pero no con elementos sólidos o tetraedros. Los tipos de elementos se pueden clasificar en las siguientes categorías:

- Elementos 1-D, para modelar vigas, columnas, barras y cables. En este caso, una de las dimensiones, la longitud, es muy larga comparada con las otras dos. Se usan en la construcción de celosías, pórticos, torres de transmisión, puentes y redes de tuberías.
- Elementos membrana o placa axilimétricos 1-D, para discretizar estructuras laminares y recipientes a presión axilimétricos de pequeño espesor.
- Elementos 2-D, para modelar estructuras planas (sólidos planos en donde todas las fuerzas y desplazamientos actúan en el plano del elemento) o espaciales 3D (membranas, placas y láminas en general). Estos elementos pueden tener forma triangular y de cuadrilátero.
- Elementos sólidos axilimétricos 2-D, para discretizar estructuras sólidas axilimétricas. Estos elementos pueden tener forma triangular y de cuadrilátero.
- Elementos 3-D, que sirven para discretizar estructuras sólidas que no pueden modelarse mediante otro elemento más simple. Tienen un alto coste de computación y de preparación de datos y se utilizan en tres tipologías básicas: tetraedros, pentaedros y hexaedros.
- Elementos especiales, como muelles, amortiguador, contacto/fricción, tubería, etc.

Los elementos pueden también clasificarse por la situación de sus nodos, que determinan el tipo de análisis que se puede realizar. Los elementos lineales tienen sólo nodos en los vértices, representando deformación constante. Los elementos cuadráticos o de segundo orden tienen nodos intermedios, representando una variación lineal de la deformación, así como los elementos de tercero y cuarto orden e isoparamétricos de lados curvados.

La forma en la que una estructura puede moverse son los grados de libertad (GDL) y viene determinada por los tipos de elementos usados en el modelo. Un simple elemento muelle 2D tiene 2 GDL, mientras que un elemento sólido 3D de 8 nodos tiene 24 GDL. El número total de GDL de un modelo determina totalmente el tiempo de procesado: cuantos más GDL, mayor tiempo de cálculo.

La última fase en el preprocesado, es la definición de cargas y condiciones de contorno. Las condiciones de contorno establecen la dirección en la que un modelo puede moverse y las cargas son las fuerzas aplicadas al modelo. Los modelos pueden reducirse en tamaño y complejidad (requiriendo así menor tiempo de resolución) en caso de existir simetría de carga y de geometría.

Toda la información creada en la fase de preprocesado se envía al módulo de cálculo que se ocupa de plantear y resolver el sistema de ecuaciones resultantes. La naturaleza de dichas ecuaciones, así como los resultados obtenidos, dependen del tipo de análisis especificado.



El postprocesado recoge los resultados generados por el módulo de cálculo y los elabora y representa de la forma más adecuada. Una manera especialmente útil de representar gráficamente diferentes resultados es mediante mapas de colores que permiten detectar rápidamente áreas críticas sobre el modelo. También es muy útil comparar la deformada del modelo con el original o animar dinámicamente los movimientos vibratorios de la estructura.

En conclusión, el Método de los Elementos Finitos constituye una herramienta de análisis de gran valor que permite mejorar en gran manera el conocimiento del producto incluso antes de que exista físicamente. Utilizado correctamente, constituye una de las herramientas de simulación más potentes que existen en la actualidad.

### 5.2.2 Malla utilizada

COSMOS/M está diseñado para proporcionar al usuario un set completo de elementos finitos para analizar problemas estructurales, térmicos, fluidomecánicos y electromagnéticos. Los elementos están agrupados en la librería de elementos de COSMOS/M bajo 6 diferentes clasificaciones. Los tres primeros grupos son usados para elementos estructurales y se refieren a análisis Estructural Lineal, análisis Estructural No Lineal y Optimización de problemas. Los últimos tres grupos son usados para problemas de tipo térmico, fluidomecánico y electromagnético, los cuales no son del interés de este proyecto. Todos los elementos son designados con nombres de identificación que son usados para especificar los tipos de elementos en el modelo de elementos finitos (MEF).

El elemento escogido es denominado *SHELL 3*. Es un elemento para el análisis de modelos 3D con 6 grados de libertad por nodo (3 translaciones y 3 rotaciones). Es un elemento triangular, con tres nodos (uno en cada vértice), laminar y con capacidad para la torsión en el análisis de modelos estructurales de tres dimensiones. Estos elementos no tienen en cuenta los efectos de deformación cortante estando dirigidos a modelizar estructuras *shell finas*. Los elementos shell finos se basan en la Teoría Discreta de Kirchoff (D.K.T.) cuyos resultados siempre convergen a la teoría de placas finas. El elemento asume propiedades isotrópicas con espesor constante.

La teoría de láminas se basa en los siguientes supuestos:

- 1.- La deformada de la superficie media de la placa es pequeña en comparación con el espesor de la placa.
- 2.- Las tensiones normales transversales son despreciables.
- 3.- Las normales al plano medio de la placa en la configuración inicial (sin carga) permanecen rectas pero no necesariamente normales a la superficie media después de la deformación.

El tamaño de elemento elegido va en función del tamaño de torre. Se ha hecho un pequeño estudio analizando distintos tamaños de elementos para cada una de las torres y se ha observado cuándo convergían los resultados. De este modo, se ha concluido que,



para las torres de menor tamaño era necesario y suficiente un tamaño de elemento de 0.35 m; y para las torres mayores bastaba con un tamaño de elemento de 0.7 m. No ha sido necesario en ninguno de los casos afinar la malla en alguna zona especial porque la geometría de la torre es muy sencilla.

### 5.2.3 Propiedades del material

Se ha elegido un comportamiento lineal elástico para el material. Se ha seleccionado un acero aleado para aplicaciones estructurales ASTM A 148, 135-125 con las siguientes propiedades: Módulo de elasticidad: 2.1 E11 Pa., Coeficiente de Poisson: 0.3 y Densidad del material: 7900 kg/m<sup>3</sup>.

### 5.2.4 Cargas y condiciones de contorno

Las torres se han modelizado como una superficie cilíndrica, para el *CASO I*, y una superficie troncocónica, para el *CASO II*. No se han diseñado con volumen debido al reducido espesor que tienen comparado con su tamaño. De este modo se aplica el mallado a una sola superficie, siendo el elemento el que proporciona espesor a la torre.

Una vez construida la torre y aplicado el mallado con los elementos descritos anteriormente, el siguiente paso es la definición de cargas y condiciones de contorno. La única condición de contorno que se impone es el empotramiento en la base de la torre. Esta restricción impide el giro y el movimiento de la base en cualquier dirección.

En cuanto a las cargas, hay que distinguir entre la carga del viento y el peso de la góndola. La carga del viento es una fuerza distribuida no uniforme que aumenta desde la parte más baja de la torre hasta la más alta siguiendo la ecuación que ya se vio en el apartado 3.6.1:

$$dF_R(z) = \frac{1}{2} \cdot C_D \cdot \rho \cdot [v_0 \cdot (z/h_0)^\gamma]^2 \cdot D \cdot dz$$

Esta fuerza ha de aplicarse como una presión sólo en la mitad de la torre, reproduciendo así la disposición del viento al soplar sobre la misma. Debido a la complejidad de la fórmula y a la imposibilidad de encontrar un método sencillo para representarla en el Cosmos se ha aplicado una presión triangular. Esta presión se aplica en el centro de los elementos y en una misma dirección. Es nula en la base de la torre y máxima en la parte superior, y ha sido calculada para cada caso de modo que su momento y su resultante sean lo más similares posibles a la carga del viento. Esto se ha hecho integrando la función de la carga aplicada a lo largo de la torre, para el caso de la fuerza resultante, e integrando esta misma función multiplicada por la variable  $z$ , para el caso del momento aplicado.

$$\text{Fuerza resultante: } F = \int_0^L q(z) dz = \int_0^L \frac{1}{2} \cdot C_D \cdot \rho \cdot \left[ v_0 \cdot \left( \frac{z}{h_0} \right)^\gamma \right]^2 \cdot D \cdot dz$$



$$\text{Momento resultante: } M = \int_0^L q(z) \cdot z \cdot dz = \int_0^L \frac{1}{2} \cdot C_D \cdot \rho \cdot \left[ v_0 \cdot \left( \frac{z}{h_0} \right)^\gamma \right]^2 \cdot D \cdot z \cdot dz$$

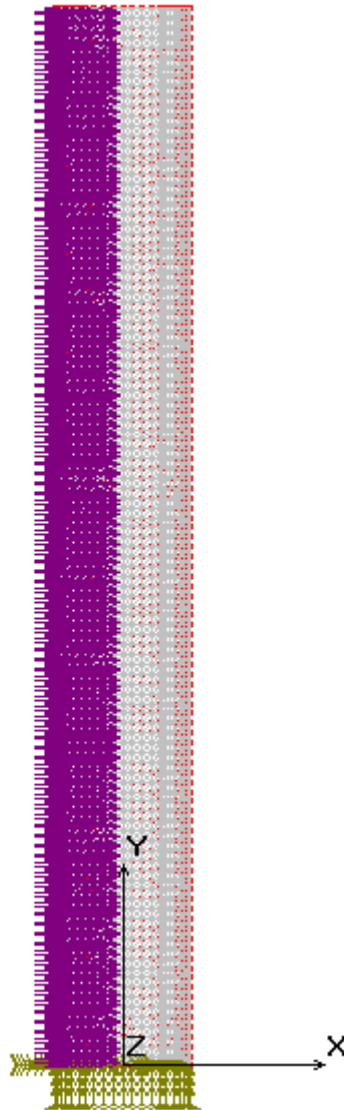


Figura 5.1: Torre con la carga del viento aplicada

Así se ha conseguido aplicar una carga del viento similar, aunque en todos los casos más desfavorable que en la modelización analítica. Esto es porque el pico de presión que supone la carga triangular en la última parte de la torre es mayor que la forma redondeada que adopta la verdadera carga del viento sobre esta última zona, produciendo así mayores desplazamientos horizontales de la torre. Por esta razón el dimensionamiento de las torres aumentará con respecto al apartado anterior.



La carga de la góndola no supone ningún problema porque es posible aplicar esta carga mediante una fuerza distribuida a lo largo de la superficie que queda en la parte superior de la torre, como se indica en la *Figura 5.2*.

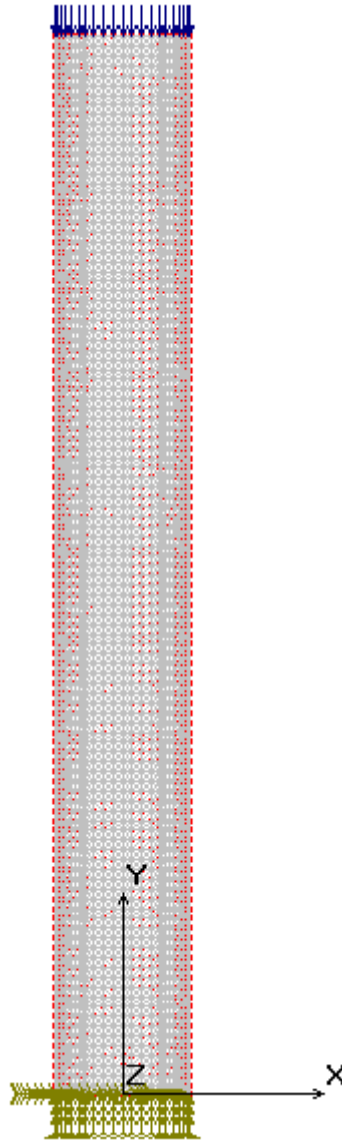


Figura 5.2: Torre con la carga de la góndola aplicada

Esta fuerza se aplica en los nodos y su valor ha sido obtenido dividiendo el peso de la góndola por el perímetro de la circunferencia. Esto se ha hecho para cada torre.

$$q = \frac{P.Góndola}{2 \cdot \pi \cdot R}$$



Una vez finalizada esta etapa del preprocesado se chequean los datos introducidos y se envían al módulo de cálculo para resolver el sistema de ecuaciones resultantes. En el postprocesado se recogen los resultados generados por el módulo de cálculo que los elabora para representarlos de la forma más adecuada.

### 5.3 Resultados preliminares

Se ha modelizado cada una de las torres como se ha descrito a lo largo de este apartado, imponiendo las condiciones de contorno, aplicando las cargas, chequeando los datos y procesando las ecuaciones. Este proceso ha sido repetido varias veces hasta obtener las torres que cumpliesen las condiciones impuestas. Estudiando los resultados se observan desplazamientos máximos horizontales muy grandes y frecuencias naturales muy bajas respecto al modelo analítico, lo que implicaba aumentar las dimensiones desmesuradamente para que cumpliera con las condiciones impuestas. Uno de los motivos del gran desplazamiento obtenido está en la deformación de la sección transversal de la torre, que adquiere una forma de ocho, como se muestra en la *figura 5.3*.

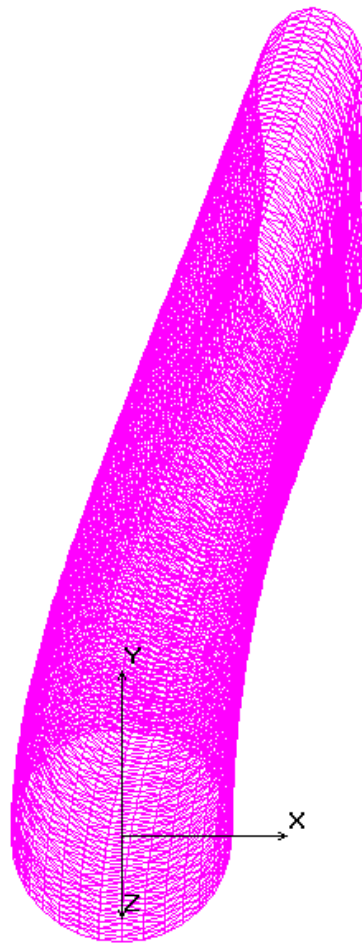


Figura 5.3: Deformada de la estructura





La explicación de esta deformada radica en la aplicación de la carga del viento, pues ésta se distribuye a lo largo de la mitad derecha de la superficie de la torre y la forma es triangular, como ya se ha señalado en el apartado anterior. El efecto que produce combina el desplazamiento de la torre y el aplastamiento de la misma por la zona en la que se aplica la carga, especialmente en la zona superior de la torre, pues la carga triangular del viento aplicada es más desfavorable en este último tramo que la carga real del mismo. Por esta razón, los desplazamientos máximos horizontales obtenidos son tan grandes en comparación con la modelización analítica, puesto que ésta última no tiene en cuenta las deformaciones de la sección, al tomar la torre como una viga y los desplazamientos horizontales máximos se refieren al centro de la sección. Si a este desplazamiento máximo horizontal se le sumara un valor similar al del radio de la torre, que es aproximadamente lo que se deforma la sección en la parte central, se obtendría un valor de desplazamiento horizontal máximo similar al que se obtiene en esta modelización numérica.

Atendiendo a este desplazamiento horizontal que sufren las torres y la baja frecuencia natural que presentan, se ha llegado a la conclusión que este modelo es poco rígido. A fin de aumentar esta rigidez se ha decidido poner un refuerzo interior que consiste en una cruceta situada a lo largo de toda la torre. Esta solución está pensada para simular aproximadamente unas barras rigidizadoras situadas en el perímetro de la torre y a lo largo de la misma, como se muestra en la *figura 5.4*.

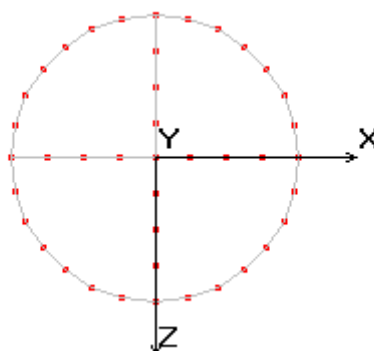


Figura 5.4: Sección de la torre con cruceta

Una vez planteado este problema y analizado en Cosmos se han obtenido resultados más satisfactorios, a pesar de ser mayores que los obtenidos en el apartado de modelización analítica, ya que, como se ha explicado, este análisis en CosmosM es mucho más completo y tiene en cuenta, entre otras cosas, las deformaciones de las secciones para el desplazamiento horizontal máximo, cosa que la modelización analítica no.

A continuación se muestran los resultados de este estudio en las diferentes torres a lo largo de los siguientes apartados.





## 5.4 Resultados Torre 1

Una vez modelizada la estructura definitiva en CosmosM (torre cilíndrica con cruceta interior), se muestran los resultados obtenidos.

La torre 1, con forma cilíndrica y una altura de 40 metros, ha sido modelizada con un radio exterior de 1 m y un espesor de 15 mm, como se concluyó en el apartado de *resultados* de la *modelización analítica*. Los resultados de este estudio no han sido satisfactorios porque la torre no cumplía las condiciones impuestas, así que ha sido necesario repetir el proceso con distintos radios y espesores hasta encontrar aquella torre que cumpliera todas las condiciones. Los distintos estudios realizados se presentan en la *Tabla 37*.

ESTUDIO	ALTURA	RADIO	ESPESOR
1.1	40 m	1 m	15 mm
1.2	40 m	1.15 m	20 mm
1.3	40 m	1.30 m	25 mm
1.4	40 m	1.40 m	30 mm

Tabla 37: Estudios realizados en CosmosM para la Torre 1

Los resultados críticos para comprobar si la torre estudiada cumple las condiciones impuestas son: el desplazamiento horizontal, tensión de Von Mises y la 1ª Frecuencia natural. Estos resultados se han definido como críticos porque a causa de alguno o algunos de ellos es necesario modificar las dimensiones de la torre por no cumplir las condiciones impuestas. En la *Tabla 38* se muestran dichos resultados para cada estudio realizado.

ESTUDIO	DESPLAZAMIENTO HORIZONT. MÁX.	TENSIÓN VON MISES	1ª FRECUENCIA NATURAL	CUMPLE/ NO CUMPLE
1.1	205.8 mm	95.81 MPa	6.81 rad/seg	NO CUMPLE
1.2	151.8 mm	84.32 MPa	7.85 rad/seg	NO CUMPLE
1.3	109.3 mm	77.50 MPa	8.86 rad/seg	NO CUMPLE
1.4	79.7 mm	63.87 MPa	9.54 rad/seg	CUMPLE

Tabla 38: Resultados obtenidos de los distintos estudios realizados para la Torre 1



Finalmente, el estudio que se ha analizado con profundidad es el 1.4, es decir, la torre cilíndrica de 40 m de altura, 1.40 m de radio exterior y un espesor de 30 mm, ya que ésta es la que cumple todos los requisitos. Esta torre tiene un peso de 83.39 T.

Para este análisis se ha elegido un tamaño de elemento definitivo de 0.35 m, puesto que al probar distintos tamaños de elementos es aproximadamente alrededor de este tamaño en el cuál los resultados son muy similares, sin cambios significativos. De este modo se obtiene un total de 4756 nodos y 10120 elementos. La torre, una vez aplicadas las cargas del viento y la carga repartida de la góndola, queda como se muestra en la *Figura 5.5*

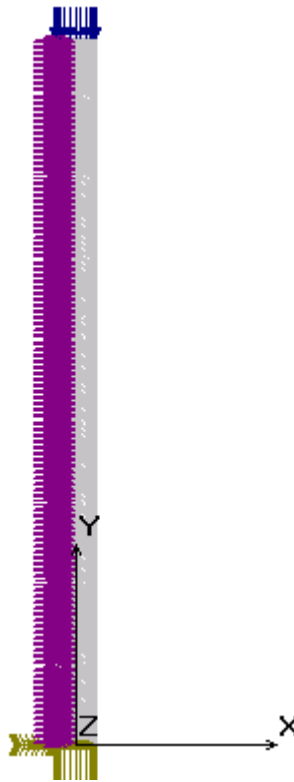


Figura 5.5: Torre 1 con cargas aplicadas



### ▪ Desplazamientos máximos

El *desplazamiento vertical máximo* para esta torre es -4.4 mm, y se produce en el nodo 117. Este nodo se encuentra en el área superior de la torre, sobre el eje x, pero diametralmente opuesto a la superficie donde se ha ubicado la carga del viento. Es negativo porque la carga vertical es de compresión y por tanto, el desplazamiento. El desplazamiento vertical no ha presentado en ninguno de los casos problemas ni restricciones por ser de orden menor que el desplazamiento horizontal, pero aún así se demuestra que este desplazamiento es válido para la estructura si cumple la condición del apartado anterior:

$$|L / (500 \cdot V_z)| > 1$$

$$\Rightarrow |40 / (500 \cdot -4.4 \cdot 10^{-3})| = 18.18 > 1$$

Como se puede observar, esta condición se cumple sobradamente; por lo tanto este desplazamiento no representa ningún tipo de restricción para el problema, como ya se ha señalado anteriormente.

En cuanto al *desplazamiento horizontal máximo* para esta torre es 79.7 mm y se produce en el nodo 2555. Este nodo se encuentra en el área superior de la torre, sobre el eje x, concretamente en la superficie donde se ha ubicado la carga del viento. Este desplazamiento es válido porque cumple la condición señalada anteriormente:

$$L / (500 \cdot U_x) > 1$$

$$\Rightarrow 40 / (500 \cdot 79.7 \cdot 10^{-3}) = 1.004 > 1$$

Como se puede observar el desplazamiento horizontal es un resultado crítico porque aunque cumple la condición impuesta, lo hace con muy poco margen. Esto es, que en estudios anteriores el desplazamiento horizontal no cumplía la condición impuesta y, por tanto, ha sido uno de los parámetros decisivos para aumentar las dimensiones de las torres en los distintos estudios.



De este modo, tras los resultados de los desplazamientos se ha representado la deformada de la torre calculada por Cosmos, que queda como se muestra en la *Figura 5.6*.



Figura 5.6: Deformada de la Torre 1



### ▪ Tensiones máximas

Seguidamente se han obtenido las tensiones de Von Mises que sufre la estructura. Así, atendiendo a las tensiones máximas sufridas para la Torre 1, se producen en el nodo 1 y tienen un valor de 63.87 MPa, Este nodo se encuentra en un lateral de la torre, en la zona inferior de la misma, pegando prácticamente al empotramiento, en el lado opuesto de dónde sopla el viento. Esto se puede ver en la *figura 5.7*, que representa el mapa de tensiones.

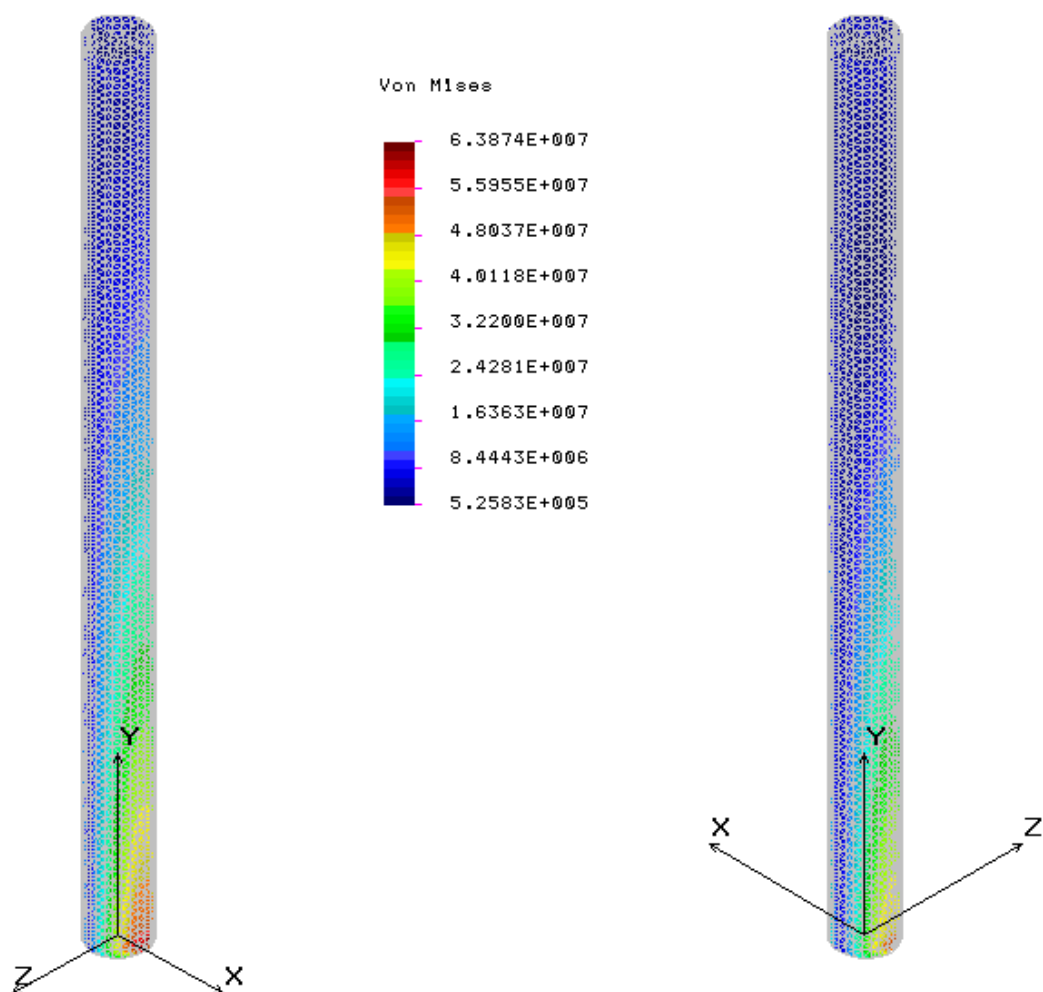


Figura 5.7: Mapa de tensiones de la Torre 1



La validez de la torre se comprueba con la tensión límite del material. Si ésta cumple la condición impuesta en el apartado 4 de modelización analítica, entonces será válida:

$$\sigma_{\text{LIM}} / (1.5 \cdot \sigma_{\text{MAX}}) > 1$$

$$\Rightarrow 8.6 \cdot 10^8 \text{ Pa} / (1.5 \cdot 63.87 \cdot 10^6 \text{ Pa}) = 8.98 > 1$$

Esta condición se cumple con mucho margen, por ello se concluye que esta tensión es admisible para la torre y que queda muy lejos de influir negativamente a la validez de ésta.

### ▪ Frecuencias propias

Las frecuencias propias es otro parámetro importante a tener en cuenta porque, como ya se dijo en apartados anteriores, si la frecuencia natural coincide con la del aerogenerador o la velocidad de giro de las palas puede romperse la estructura debido al pandeo. Se han obtenido las 10 primeras frecuencias propias, aunque es la primera la más crítica. A continuación se muestra en la *Tabla 39* estas 10 primeras frecuencias.

Nº Frecuencia	Frecuencia (rad/seg)	Frecuencia (Hz)	Periodo (seg)
1	9.54	1.518	6.585 e-001
2	9.54	1.519	6.584 e-001
3	57.59	9.166	1.090 e-001
4	57.59	9.167	1.090 e-001
5	108.22	17.22	5.805 e-002
6	110.31	17.56	5.695 e-002
7	112.09	17.84	5.605 e-002
8	122.56	19.51	5.126 e-002
9	151.58	24.13	4.145 e-002
10	151.59	24.13	4.144 e-002

Tabla 39: Frecuencias propias de la Torre 1



La condición impuesta para que la torre fuese válida era que la frecuencia natural debía ser mayor o igual que 9. En la tabla se observa que la 1ª frecuencia cumple esta condición aunque con poco margen, es decir que la torre es válida pero la frecuencia es una característica crítica de esta torre. En estudios anteriores la frecuencia quedaba por debajo de 9

En la gráfica de la *figura 5.8* se ha representado un esquema de los dos primeros modos de vibración de la estructura.

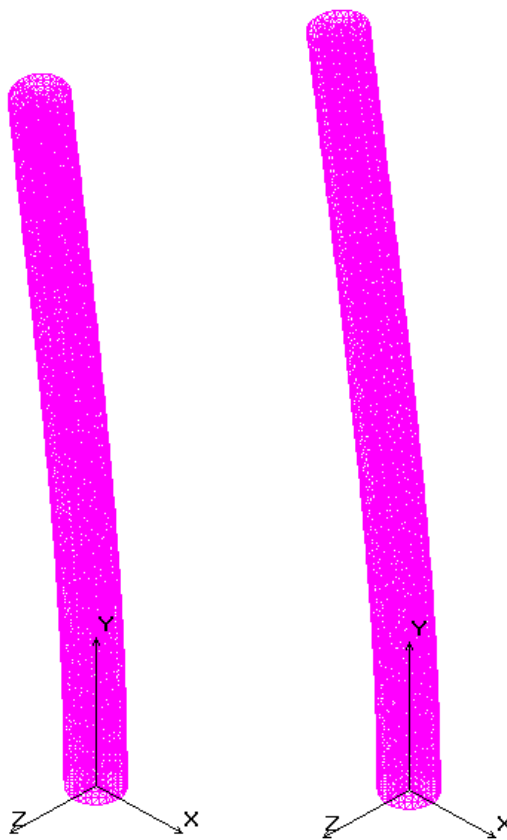


Figura 5.8 Dos primeros modos de vibración para la torre 1



### ▪ Pandeo

El Cosmos proporciona un factor de pandeo que indica que:

- Si este factor es igual que uno significa que la carga que se ha aplicado es justo la necesaria para que la estructura pandee.
- Si este factor es mayor que uno significa que es necesario aplicar tantas veces esa carga como indica el factor para que la estructura pandee.
- Si este factor es negativo indica que hay que aplicar la carga en sentido contrario y tantas veces como indica el valor absoluto del factor para que la estructura pandee.
- Por último, si el valor del factor se encuentra entre 0 y 1 significa que con el valor de carga aplicada la estructura pandea.

El factor de pandeo para este caso es 1.518, así que la torre se encuentra en el segundo caso de los descritos anteriormente. Esto significa que la torre cumple esta condición y no pandea, haría falta una carga 1.518 veces mayor para que pandeara la torre. Este parámetro tiene poco margen pero no se puede considerar crítico, puesto que en estudios anteriores también ha resultado ser mayor que 1. Es decir, que las dimensiones de la torre no se han variado a causa de éste.





## 5.5 Resultados Torre 2

La torre 2, con forma también cilíndrica y una altura de 75 m, ha sido modelizada con un radio exterior de 3 m y un espesor de 15 mm, como se concluyó en el apartado de *resultados* de la *modelización analítica*. Los resultados de este estudio no han sido satisfactorios porque la torre no cumplía las condiciones impuestas, así que ha sido necesario repetir el proceso con distintos radios y espesores hasta encontrar aquella torre que cumpliera todas las condiciones. Esta torre ha tenido más complicaciones a la hora de modelizarla, y encontrar la torre válida definitiva, ya que han hecho falta hasta 6 estudios para llegar hasta ella. Estos estudios se detallan en la *Tabla 40*:

ESTUDIO	ALTURA	RADIO	ESPESOR
2.1	75 m	3 m	15 mm
2.2	75 m	3.25 m	25 mm
2.3	75 m	3.6 m	40 mm
2.4	75 m	4.15 m	60 mm
2.5	75 m	4.5 m	70 mm
2.6	75 m	4.75 m	75 mm

Tabla 40: Estudios realizados en CosmosM para la Torre 2

Los resultados críticos para comprobar si la torre estudiada cumple las condiciones impuestas son: el desplazamiento horizontal, tensión de Von Mises y la 1ª Frecuencia natural. Estos resultados se han definido como críticos porque a causa de alguno o algunos de ellos es necesario modificar las dimensiones de la torre por no cumplir las condiciones impuestas. En la *Tabla 41* se muestran dichos resultados para cada estudio realizado.

ESTUDIO	DESPLAZAMIENTO HORIZONT. MÁX.	TENSIÓN VON MISES	1ª FRECUENCIA NATURAL	CUMPLE/ NO CUMPLE
2.1	953.8 mm	477.3 MPa	5.79 rad/seg	NO CUMPLE
2.2	641.2 mm	327.8 MPa	6.26 rad/seg	NO CUMPLE
2.3	385.6 mm	211.5 MPa	6.92 rad/seg	NO CUMPLE
2.4	219.4 mm	142.4 MPa	7.94 rad/seg	NO CUMPLE
2.5	160.7 mm	128.6 MPa	8.59 rad/seg	NO CUMPLE
2.6	148.7 mm	120.4 MPa	9.05 rad/seg	CUMPLE

Tabla 41: Resultados obtenidos de los distintos estudios realizados para la Torre 2



Finalmente, el estudio que se ha analizado con profundidad es el 2.6, es decir, la torre cilíndrica de 75 m de altura, 4.75 m de radio exterior y un espesor de 75 mm, ya que ésta es la que cumple todos los requisitos. Esta torre tiene un peso de 1326.24 T.

El tamaño de elemento elegido para esta torre es de 0.7 m, puesto que es un tamaño adecuado a la altura de la torre en cuanto a la obtención de resultados satisfactorios. Con este tamaño de elemento se cuenta con un total de 7521 nodos y 15552 elementos. La torre una vez aplicadas las cargas del viento y la carga repartida de la góndola queda como se muestra en la *figura 5.9*

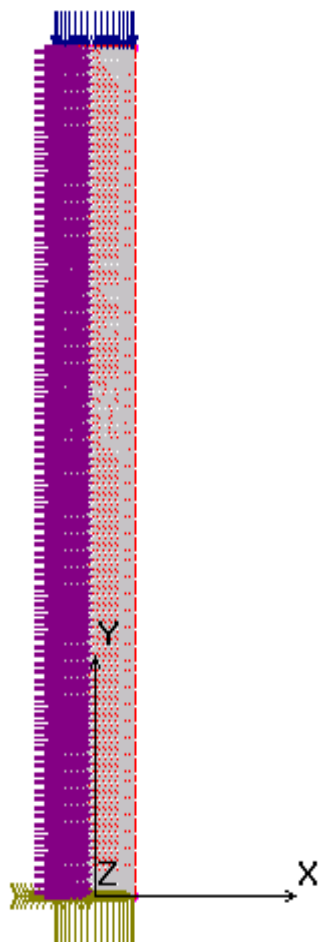


Figura 5.9: Torre 2 con cargas aplicadas



### ▪ Desplazamientos máximos

El desplazamiento vertical máximo para esta torre es -12.68 mm, y se produce en el nodo 107. Este nodo se encuentra en el área superior de la torre, sobre el eje x, pero diametralmente opuesto a la superficie donde se ha ubicado la carga del viento. Es negativo porque la carga vertical es de compresión y por tanto, el desplazamiento. El desplazamiento vertical no ha presentado en ninguno de los casos problemas ni restricciones por ser de orden menor que el desplazamiento horizontal, pero aún así se demuestra que este desplazamiento es válido para la estructura si cumple la condición del apartado de modelización analítica:

$$\begin{aligned} |L / (500 \cdot V_z)| > 1 \\ \Rightarrow |75 / (500 \cdot -12.68 \cdot 10^{-3})| = 11.83 > 1 \end{aligned}$$

Como se puede observar, esta condición se cumple sobradamente; por lo tanto este desplazamiento no representa ningún tipo de restricción para el problema, como ya se ha señalado anteriormente.

En cuanto al desplazamiento horizontal máximo para esta torre es 148.7 mm y se produce en el nodo 2512, que se encuentra en el área superior de la torre, en la zona izquierda, que es dónde se ha ubicado la carga del viento. Este desplazamiento es válido porque cumple la misma condición:

$$\begin{aligned} L / (500 \cdot U_x) > 1 \\ \Rightarrow 75 / (500 \cdot 148.7 \cdot 10^{-3}) = 1.009 > 1 \end{aligned}$$

Como se puede observar el desplazamiento horizontal es un resultado crítico porque aunque cumple la condición impuesta, lo hace con muy poco margen. Esto es, que en estudios anteriores el desplazamiento horizontal no cumplía la condición impuesta y, por tanto, ha sido uno de los parámetros decisivos para aumentar las dimensiones de las torres en los distintos estudios.



De este modo, tras los resultados de los desplazamientos se ha representado la deformada de la torre calculada por Cosmos, que queda como se muestra en la *figura 5.10*.

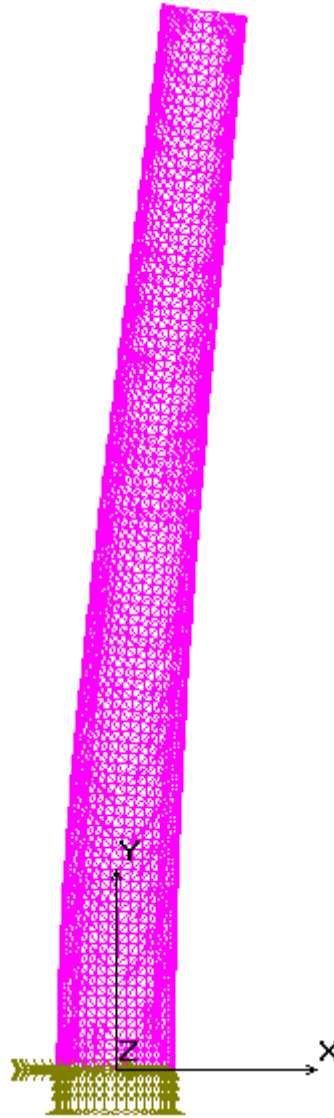


Figura 5.10: Deformada de la Torre 2.



### ▪ Tensiones máximas

Seguidamente se han obtenido las tensiones de Von Mises que sufre la estructura. Así, atendiendo a las tensiones máximas sufridas para la Torre 2, se producen en el nodo 1 y tienen un valor de 120.43 MPa, Este nodo se encuentra en un lateral de la torre, en la zona inferior de la misma, pegando prácticamente al empotramiento, en el lado opuesto de dónde sopla el viento. Esto se puede ver en la *figura 5.11*, que representa el mapa de tensiones.

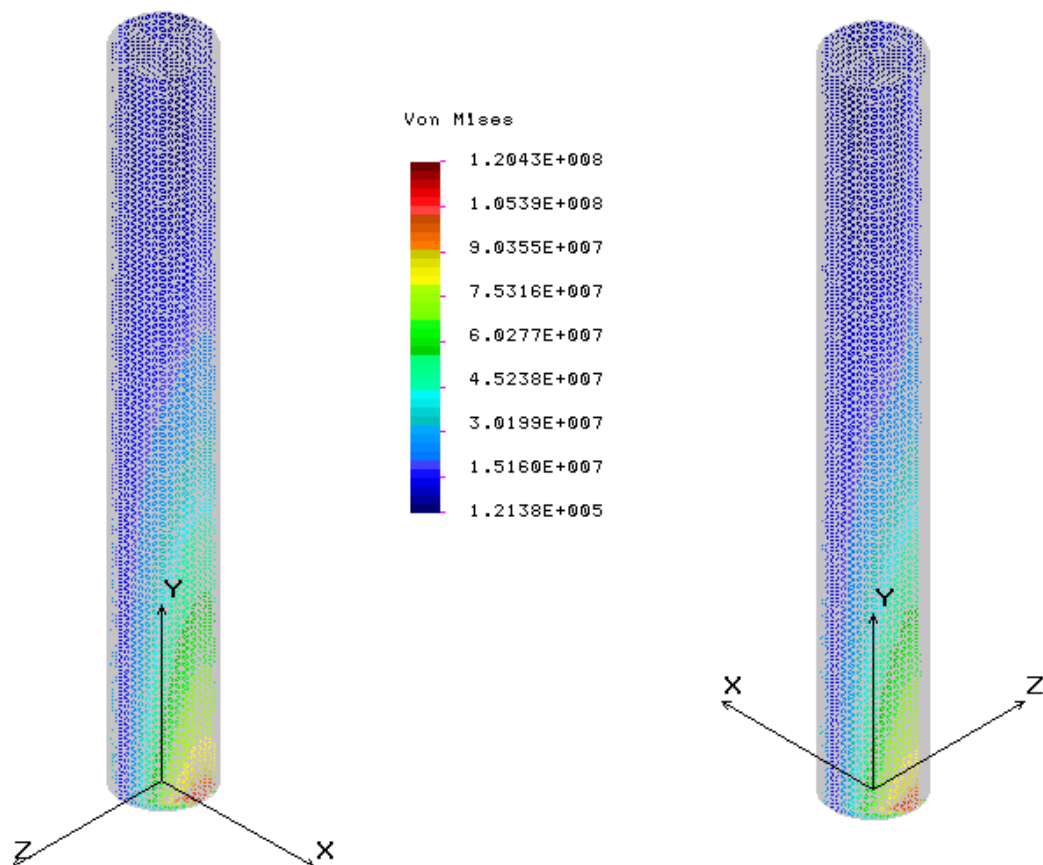


Figura 5.11: Mapa de tensiones de la Torre 2

La validez de la torre se comprueba con la tensión límite del material. Si ésta cumple la condición impuesta en el apartado 4 de modelización analítica, entonces será válida:

$$\sigma_{\text{LIM}} / (1.5 \cdot \sigma_{\text{MAX}}) > 1$$

$$\Rightarrow 8.6 \cdot 10^8 \text{ Pa} / (1.5 \cdot 1.204 \cdot 10^8 \text{ Pa}) = 4.76 > 1$$



Esta condición se cumple con bastante margen, por ello se concluye que esta tensión es admisible para la torre y que queda relativamente lejos de influir negativamente a la validez de ésta.

### ▪ Frecuencias propias

Las frecuencias propias es otro parámetro importante a tener en cuenta porque, como ya se dijo en apartados anteriores, si la frecuencia natural coincide con la del aerogenerador o la velocidad de giro de las palas puede romperse la estructura debido al pandeo. Se han obtenido las 10 primeras frecuencias propias, aunque es la primera la más crítica. A continuación se muestra en la *tabla 42* estas 10 primeras frecuencias.

Nº Frecuencia	Frecuencia (rad/seg)	Frecuencia (Hz)	Periodo (seg)
1	9.04	1.438	6.949 e-001
2	9.04	1.438	6.949 e-001
3	23.67	3.767	2.654 e-001
4	30.39	4.837	2.067 e-001
5	48.32	7.691	1.300 e-001
6	48.33	7.691	1.300 e-001
7	50.01	7.959	1.256 e-001
8	50.03	7.963	1.255 e-001
9	52.39	8.339	1.199 e-001
10	55.72	8.869	1.127 e-001

Tabla 42: Frecuencias propias de la Torre 2

La condición impuesta para que la torre fuese válida era que la frecuencia natural debía ser mayor o igual que 9. En la tabla se observa que la 1ª frecuencia cumple esta condición aunque con poquísimo margen, es decir, que la torre es válida pero la frecuencia es una característica crítica de esta torre. En estudios anteriores la frecuencia quedaba por debajo de 9.



En la gráfica de la *figura 5.12* se ha representado un esquema de los dos primeros modos de vibración.

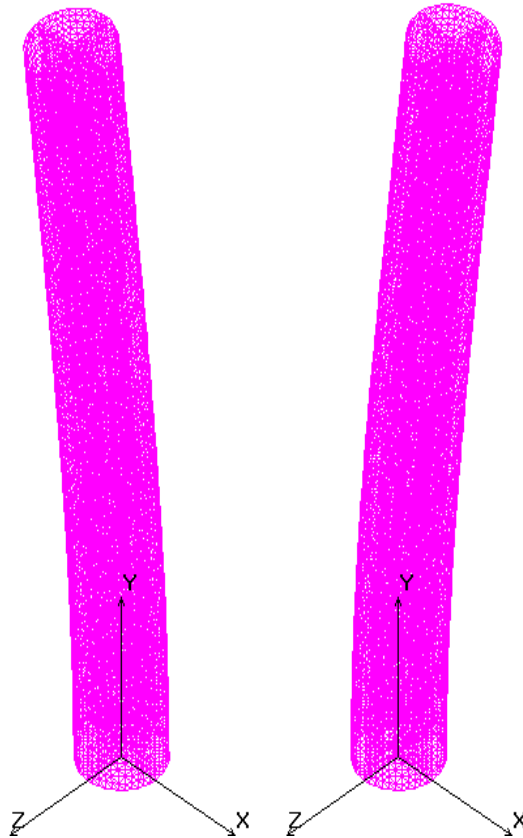


Figura 5.12 Dos primeros modos de vibración para la torre 2.

#### ▪ Pandeo

El factor de pandeo para este caso es 1.44. Esto significa que es necesario una carga 1.44 veces mayor que la que está puesta para que la estructura pandee. Por ello, la torre con la carga actual no pandea, es decir, que cumple esta condición.



## 5.6 Resultados Torre 3

La torre 3, con forma esta vez troncocónica y una altura de 40 m de altura ha sido modelizada con un radio superior de 1m, un radio inferior de 1.375 m y un espesor de 15 mm, como se concluyó en el apartado de *resultados* de la *modelización analítica*. Los resultados de este estudio no han sido satisfactorios porque la torre no cumplía las condiciones impuestas, así que ha sido necesario repetir el proceso con distintos radios y espesores hasta encontrar aquella torre que cumpliera todas las condiciones. Los estudios realizados se detallan en la *Tabla 43*.

ESTUDIO	ALTURA	RADIO SUPERIOR	RADIO INFERIOR	ESPESOR
3.1	40 m	1 m	1.375 m	15 mm
3.2	40 m	1 m	1.5 m	15 mm
3.3	40 m	1 m	1.5 m	25 mm

Tabla 43: Estudios realizados en CosmosM para la Torre 3

Los resultados críticos para comprobar si la torre estudiada cumple las condiciones impuestas son: el desplazamiento horizontal, tensión de Von Misses y la 1ª Frecuencia natural. Estos resultados se han definido como críticos porque a causa de alguno o algunos de ellos es necesario modificar las dimensiones de la torre por no cumplir las condiciones impuestas. En la *Tabla 44* se muestran dichos resultados para cada estudio realizado.

ESTUDIO	DESPLAZAMIENTO HORIZONT. MÁX.	TENSIÓN VON MISSES	1ª FRECUENCIA NATURAL	CUMPLE/ NO CUMPLE
3.1	134.7 mm	114.31 MPa	9.46 rad/seg	NO CUMPLE
3.2	115.5 mm	83.66 MPa	10.7 rad/seg	NO CUMPLE
3.3	69.16 mm	49.91 MPa	10.73 rad/seg	CUMPLE

Tabla 44: Resultados obtenidos de los distintos estudios realizados para la Torre 3

De este modo, el estudio en el que se ha hecho hincapié es el 3.3, puesto que es la torre que cumple todos los requisitos. Así, la torre 3 definitiva tiene las dimensiones siguientes: Altura de 40 m, radio superior de 1 m, radio inferior de 1.5 m y espesor de 25 mm. Esta torre tiene un peso de 62.05 T.





Para el análisis se ha elegido un tamaño de elemento de 0.35 m, después de probar entre otros tamaños y comprobar que este es el tamaño necesario para obtener la exactitud requerida. Por tanto, se obtiene 10542 elementos y 5077 nodos. En la *figura 5.13* se muestra como queda la torre 3 una vez aplicadas las cargas del viento y la góndola.

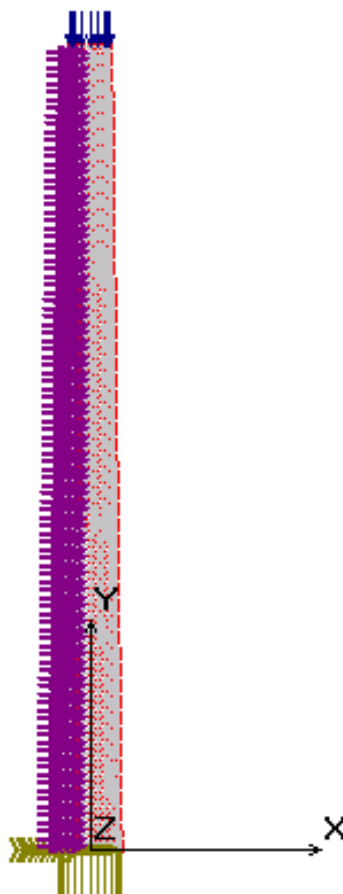


Figura 5.13: Torre 3 con cargas aplicadas

#### ▪ Desplazamientos máximos

El desplazamiento vertical máximo para esta torre es -3.27 mm, y se produce en el nodo 100. Este nodo se encuentra en el área superior de la torre, sobre el eje x, pero diametralmente opuesto a la superficie donde se ha ubicado la carga del viento. Es negativo porque la carga vertical es de compresión y por tanto, el desplazamiento. El desplazamiento vertical no ha presentado en ninguno de los casos problemas ni restricciones por ser de orden menor que el desplazamiento horizontal, pero aún así se



demuestra que este desplazamiento es válido para la estructura si cumple la condición del apartado anterior:

$$|L / (500 \cdot V_z)| > 1$$
$$\Rightarrow |40 / (500 \cdot 3.27 \cdot 10^{-3})| = 24.46 > 1$$

Como se puede observar, cumple sobradamente esta condición; por lo tanto este desplazamiento no representa ningún tipo de restricción para el problema, como ya se ha señalado anteriormente.

En cuanto al desplazamiento horizontal máximo para esta torre es 69.16 mm y se produce en el nodo 100, que se encuentra en el área superior de la torre, en la zona izquierda, que es dónde se ha ubicado la carga del viento. Este desplazamiento es válido porque cumple la misma condición:

$$L / (500 \cdot U_x) > 1$$
$$\Rightarrow 40 / (500 \cdot 69.16 \cdot 10^{-3}) = 1.157 > 1$$

Como se puede observar el desplazamiento horizontal es un resultado crítico porque aunque cumple la condición impuesta, lo hace con muy poco margen. Esto es, que en estudios anteriores el desplazamiento horizontal no cumplía la condición impuesta y, por tanto, ha sido uno de los parámetros decisivos para aumentar las dimensiones de las torres en los distintos estudios.



De este modo, tras los resultados de los desplazamientos se ha representado la deformada de la torre calculada por Cosmos, que queda como se muestra en la *figura 5.14*

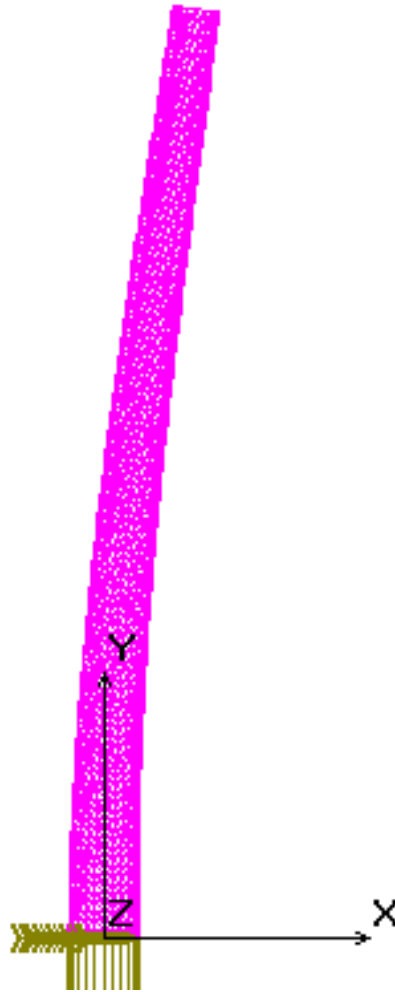


Figura 5.14: Deformada de la Torre 3



### ▪ Tensiones máximas

Seguidamente se han obtenido las tensiones de Von Mises que sufre la estructura. Así, atendiendo a las tensiones máximas sufridas para la Torre 3, se producen en el nodo 1 y tienen un valor de 49.91 MPa. Este nodo se encuentra en un lateral de la torre, en la zona inferior de la misma, pegando prácticamente al empotramiento, en el lado opuesto de dónde sopla el viento. Esto se puede ver en la *figura 5.15*, que representa el mapa de tensiones.

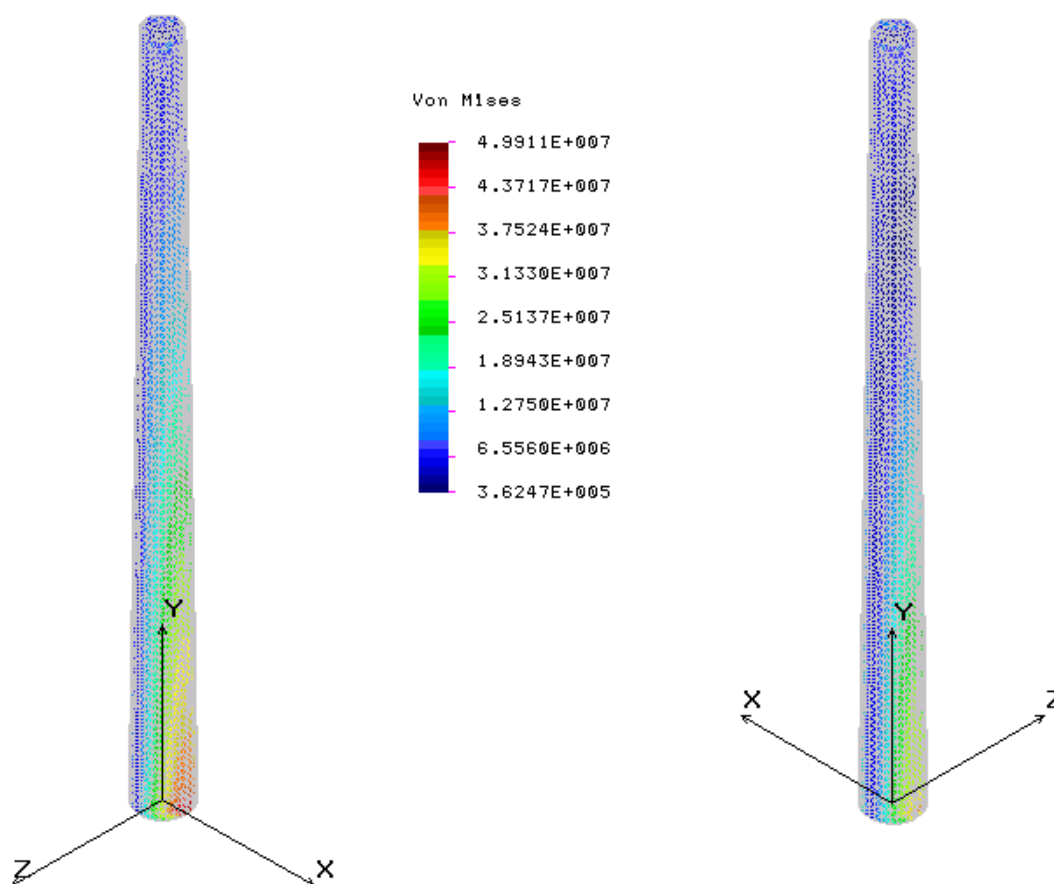


Figura 5.15: Mapa de tensiones de la Torre 3

La validez de la torre se comprueba con la tensión límite del material. Si ésta cumple la condición impuesta en el apartado 4 de *modelización analítica*, entonces será válida:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{LIM}} / (1.5 \cdot \sigma_{\text{MAX}}) &> 1 \\ \Rightarrow 8.6 \cdot 10^8 \text{ Pa} / (1.5 \cdot 4.991 \cdot 10^7 \text{ Pa}) &= 11.48 > 1 \end{aligned}$$



Esta condición se cumple con bastante margen, por ello se concluye que esta tensión es admisible para la torre y que queda lejos de influir negativamente a la validez de ésta.

### ▪ Frecuencias propias

Las frecuencias propias es el siguiente parámetro importante a tener en cuenta porque, como ya se dijo en apartados anteriores, si la frecuencia natural coincide con la del aerogenerador o la velocidad de giro de las palas puede romperse la estructura debido al pandeo. Se han obtenido las 10 primeras frecuencias propias, aunque es la primera la más crítica. A continuación se muestra en la *Tabla 45* estas 10 primeras frecuencias.

Nº Frecuencia	Frecuencia (rad/seg)	Frecuencia (Hz)	Periodo (seg)
1	10.73	1.707	5.855 e-001
2	10.73	1.707	5.855 e-001
3	54.03	8.599	1.163 e-001
4	54.03	8.599	1.163 e-001
5	85.57	13.62	7.342 e-002
6	85.57	13.62	7.342 e-002
7	89.95	14.32	6.984 e-002
8	90.69	14.43	6.927 e-002
9	90.69	14.43	6.927 e-002
10	97.03	15.44	6.475 e-002

Tabla 45: Frecuencias propias de la Torre 3

La condición impuesta para que la torre fuese válida era que la frecuencia natural debía ser mayor o igual que 9. En la tabla se observa que la 1ª frecuencia cumple esta condición con algo de margen, es decir, que la torre es válida y esta vez la frecuencia no es una característica crítica de esta torre.



En la gráfica de la figura 5.16 se ha representado un esquema de los dos primeros modos de vibración.

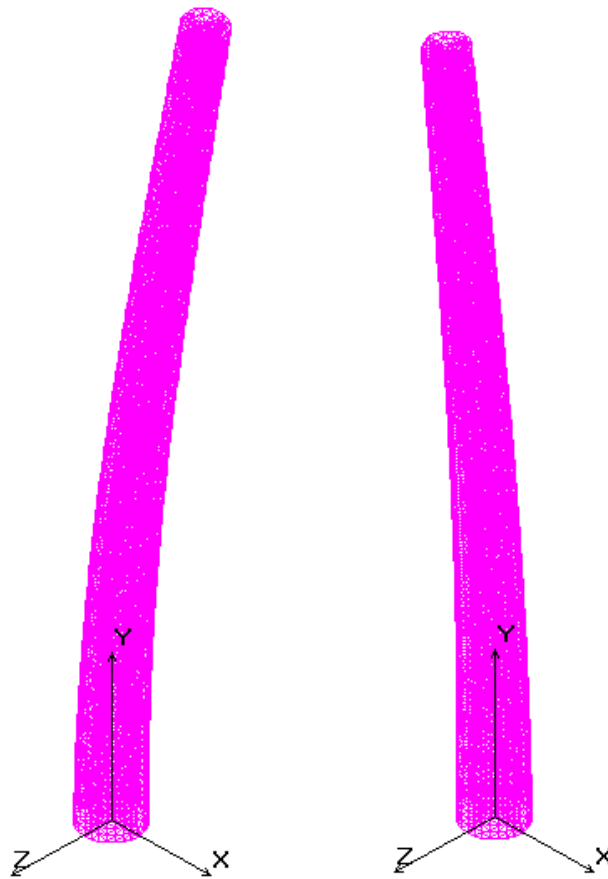


Figura 5.16: Dos primeros modos de vibración para la torre 3

#### ▪ Pandeo

El programa CosmosM proporciona un factor de pandeo que en este caso tiene un valor de 11.46. Al ser mayor que 1 significa que sería necesario aplicar una carga 11.46 veces mayor que la se ha aplicado para que la estructura pandee, por tanto, la estructura cumple la condición de pandeo, puesto que con la carga actual no pandea.



## 5.7 Resultados Torre 4

Finalmente se ha analizado numéricamente la torre 4. Dicha torre con forma troncocónica y 75 metros de altura ha sido modelizada inicialmente con un radio superior de 1.125 m, un radio inferior de 2 m y un espesor de 20 mm, como se concluyó en el apartado de *resultados* de la *modelización analítica*. Los resultados de este estudio no han sido satisfactorios porque la torre no cumplía las condiciones impuestas, así que ha sido necesario repetir el proceso con distintos radios y espesores hasta encontrar aquella torre que cumpliera todas las condiciones. Esta torre ha tenido más complicaciones que la anterior debido a su altura, es decir han sido necesarios hasta 6 estudios para dar con la torre adecuada. Los distintos estudios se recogen en la *Tabla 46*.

ESTUDIO	ALTURA	RADIO SUPERIOR	RADIO INFERIOR	ESPESOR
4.1	75 m	1.125 m	2 m	20 mm
4.2	75 m	1.15 m	3.5 m	35 mm
4.3	75 m	1.35 m	3.5 m	35 mm
4.4	75 m	1.5 m	3.5 m	50 mm
4.5	75 m	1.75 m	4 m	55 mm
4.6	75 m	1.75 m	4.25 m	55 mm

Tabla 46: Estudios realizados en CosmosM para la Torre 4.

En principio, el radio superior se iba a quedar fijo y variar tan sólo el inferior, pero se decidió aumentar éste viendo que era imprescindible para mejorar las condiciones de la torre. A continuación se muestra, en la *Tabla 47*, los resultados críticos para comprobar si la torre estudiada cumple las condiciones impuestas; estos son: el desplazamiento horizontal, tensión de Von Misses y la 1ª Frecuencia natural.

ESTUDIO	DESPLAZAMIENTO HORIZONT. MÁX.	TENSIÓN VON MISSES	1ª FRECUENCIA NATURAL	CUMPLE/ NO CUMPLE
4.1	329.2 mm	121.71 MPa	4.03 rad/seg.	NO CUMPLE
4.2	268.9 mm	99.39 MPa	4.87 rad/seg.	NO CUMPLE
4.3	236.4 mm	79.96 MPa	7.52 rad/seg.	NO CUMPLE
4.4	177.8 mm	65.38 MPa	7.63 rad/seg.	NO CUMPLE
4.5	149.1 mm	64.37 MPa	8.56 rad/seg.	NO CUMPLE
4.6	134.8 mm	62.53 MPa	9.14 rad/seg.	CUMPLE

Tabla 47: Resultados obtenidos de los distintos estudios realizados para la Torre 4



Finalmente, el estudio que se ha analizado con profundidad es el 4.6, es decir, la torre troncocónica de 75 m de altura, 1.75 m de radio superior, 4.25 m de radio en la base o radio superior, y un espesor de 55 mm, ya que ésta es la que cumple todos los requisitos. Esta torre tiene un peso de 614.60 T.

El tamaño de elemento empleado en el análisis es de 0.7 m, puesto que este valor es suficiente para obtener resultados concisos. Con ello se obtiene un total de 5346 nodos y 11036 elementos. La torre una vez aplicadas las cargas del viento y la carga repartida de la góndola queda como se muestra en la *figura 5.17*.

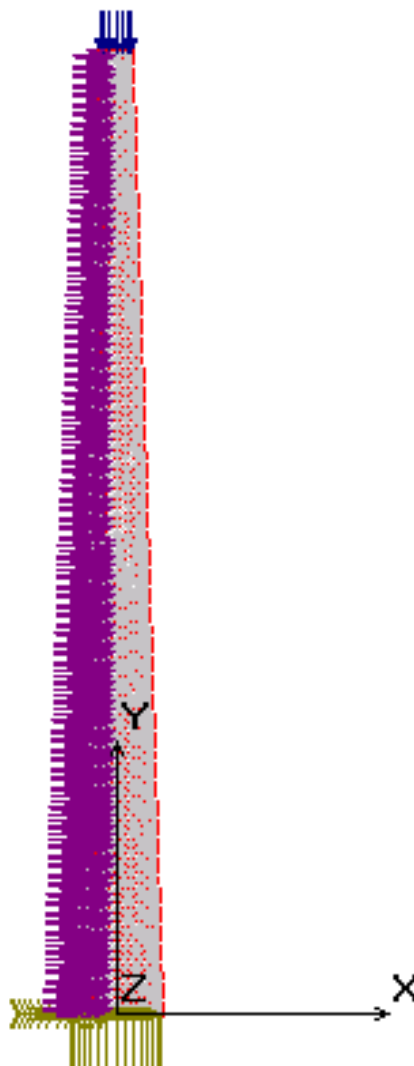


Figura 5.17: Torre 4 con cargas aplicadas





### ▪ Desplazamientos máximos

El desplazamiento vertical máximo para esta torre es -6.49 mm, y se produce en el nodo 82. Este nodo se encuentra en el área superior de la torre, sobre el eje x, pero diametralmente opuesto a la superficie donde se ha ubicado la carga del viento. Es negativo porque la carga vertical es de compresión y por tanto, el desplazamiento. El desplazamiento vertical no ha presentado en ninguno de los casos problemas ni restricciones por ser de orden menor que el desplazamiento horizontal, pero aún así se demuestra que este desplazamiento es válido para la estructura si cumple la condición que se ha señalado en el apartado de *modelización analítica*:

$$\begin{aligned} |L / (500 \cdot V_z)| > 1 \\ \Rightarrow |75 / (500 \cdot -6.49 \cdot 10^{-3})| = 23.11 > 1 \end{aligned}$$

Como se puede observar, cumple sobradamente esta condición; por lo tanto este desplazamiento no representa ningún tipo de restricción para el problema, como ya se ha señalado anteriormente.

En cuanto al desplazamiento horizontal máximo para esta torre es 134.8 mm y se produce en el nodo 4398, que se encuentra en el área superior de la torre, en la zona izquierda, que es donde se ha ubicado la carga del viento. Este desplazamiento es válido porque cumple la misma condición:

$$\begin{aligned} L / (500 \cdot U_x) > 1 \\ \Rightarrow 75 / (500 \cdot 134.8 \cdot 10^{-3}) = 1.112 > 1 \end{aligned}$$

Como se puede observar el desplazamiento horizontal es un resultado crítico porque aunque cumple la condición impuesta, lo hace con muy poco margen. Esto es, que en estudios anteriores el desplazamiento horizontal no cumplía la condición impuesta y, por tanto, ha sido uno de los parámetros decisivos para aumentar las dimensiones de las torres en los distintos estudios.



De este modo, tras los resultados de los desplazamientos se ha representado la deformada de la torre calculada por Cosmos, que queda como se muestra en la *figura 5.18*

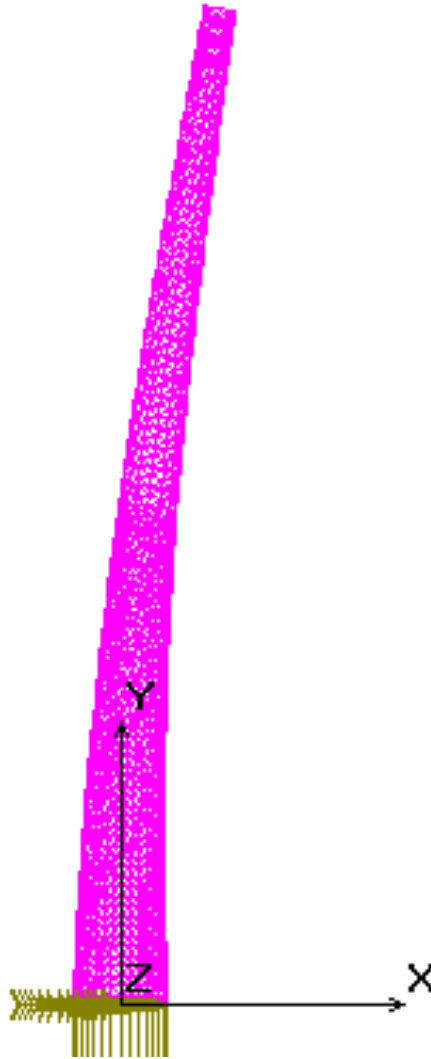


Figura 5.18: Deformada de la Torre 4



### ▪ Tensiones máximas

Seguidamente se han obtenido las tensiones de Von Mises que sufre la estructura. Así, atendiendo a las tensiones máximas sufridas para la Torre 4, se producen en el nodo 1 y tienen un valor de 62.53 MPa. Este nodo se encuentra en un lateral de la torre, en la zona inferior de la misma, pegando prácticamente al empotramiento, en el lado opuesto de dónde sopla el viento. Esto se puede ver en la *figura 5.19*, que representa el mapa de tensiones.

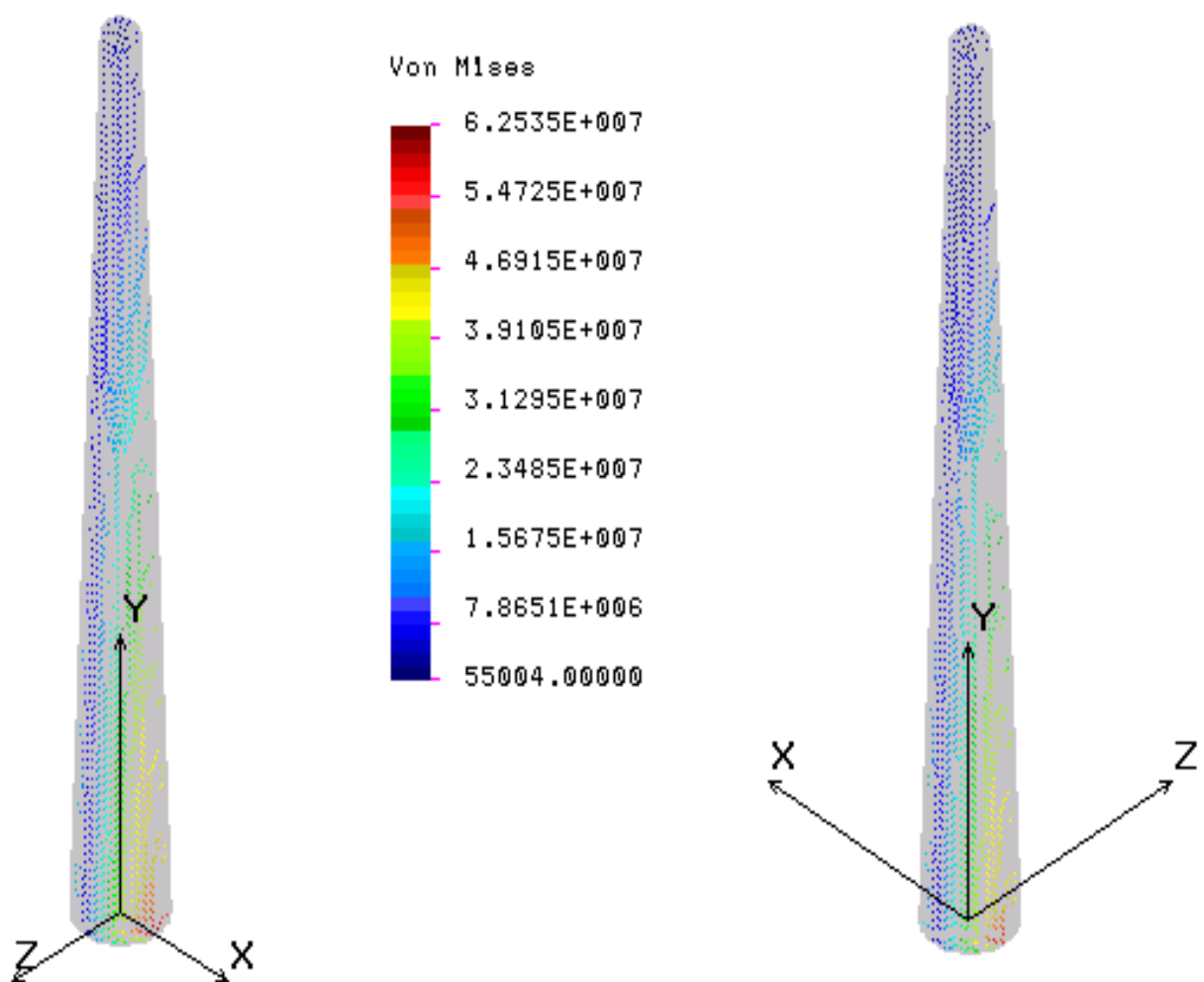


Figura 5.19: Mapa de tensiones de la Torre 4



La validez de la torre se comprueba con la tensión límite del material. Si ésta cumple la condición impuesta en el apartado 4 de *modelización analítica*, entonces será válida:

$$\sigma_{LIM} / (1.5 \cdot \sigma_{MAX}) > 1$$

$$\Rightarrow 8.6 \cdot 10^8 \text{ Pa} / (1.5 * 6.253 \cdot 10^7 \text{ Pa}) = 9.169 > 1$$

Esta condición se cumple con bastante margen, por ello se concluye que esta tensión es admisible para la torre y que queda lejos de influir negativamente a la validez de ésta.

### ▪ Frecuencias propias

Las frecuencias propias es el siguiente parámetro importante a tener en cuenta porque, como ya se dijo en apartados anteriores, si la frecuencia natural coincide con la del aerogenerador o la velocidad de giro de las palas puede romperse la estructura debido al pandeo. Se han obtenido las 10 primeras frecuencias propias, aunque es la primera la más crítica. A continuación se muestra en la *Tabla 48* estas 10 primeras frecuencias.

Nº Frecuencia	Frecuencia (rad/seg.)	Frecuencia (Hz)	Periodo (seg.)
1	9.14	1.454	6.876 e-001
2	9.14	1.454	6.876 e-001
3	25.38	4.039	2.475 e-001
4	25.38	4.039	2.475 e-001
5	28.50	4.536	2.204 e-001
6	28.50	4.536	2.204 e-001
7	31.90	5.077	1.969 e-001
8	31.90	5.077	1.969 e-001
9	35.15	5.594	1.787 e-001
10	35.15	5.594	1.787 e-001

Tabla 48: Frecuencias propias de la Torre 4

La condición impuesta para que la torre fuese válida era que la frecuencia natural debía ser mayor o igual que 9. En la tabla se observa que la 1ª frecuencia cumple esta condición aunque con poco margen, es decir que la torre es válida pero la frecuencia es una característica crítica de esta torre. En estudios anteriores la frecuencia quedaba por debajo de 9



En la gráfica de la *figura 5.20* se ha representado un esquema de los dos primeros modos de vibración.

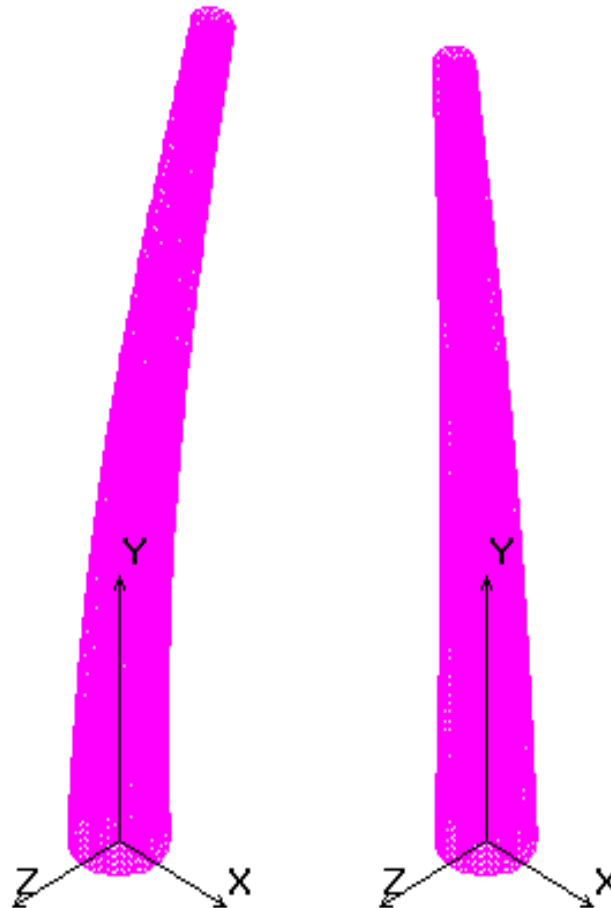


Figura 5.20 Dos primeros modos de vibración para la torre 4

#### ▪ Pandeo

El programa CosmosM proporciona un factor de pandeo que en este caso tiene un valor de 8.17. Al ser mayor que 1 significa que sería necesario aplicar una carga 8.17 veces mayor que la se ha aplicado para que la estructura pandee, por tanto, la estructura cumple la condición de pandeo, puesto que con la carga actual no pandea.



## 5.8 Resumen de Resultados

Por último se han recopilado en un único apartado los resultados de las 4 torres analizadas, facilitando así las conclusiones de la modelización numérica realizada a lo largo de este apartado.

Empezando por el primer caso, la *torre 1*, cilíndrica y con una altura de 40 m, presenta finalmente un radio de 1.40 m y un espesor de 30 mm. Esta torre tiene un peso de 83.39 T. Los parámetros críticos para esta torre son el desplazamiento horizontal y la frecuencia natural de la torre, pues tiene que ser mayor que 9 para no coincidir con la frecuencia del rotor ni del generador. Estos parámetros críticos coinciden con la modelización analítica. Como ya se ha señalado en otra ocasión, con parámetros críticos se hace referencia a aquellos valores a causa de los cuales ha sido necesario modificar las dimensiones de la torre porque no cumplía las condiciones impuestas. El pandeo tiene poco margen pero no se puede considerar crítico, porque en los estudios anteriores también se obtenía un valor mayor que 1, que es lo importante.

La *torre 2* es una torre cilíndrica y de 75 m de altura. El radio que finalmente presenta la estructura es de 3.25 m y el espesor es 25 mm. Con estas dimensiones el peso que tiene la torre es de 1326.24 T. Los parámetros críticos para esta torre son, al igual que la anterior, el desplazamiento horizontal y la frecuencia natural de la torre.

En cuanto a la torre 3, tiene estructura troncocónica y una altura de 40 m. Las dimensiones que finalmente presenta es 1m de radio en la parte superior de la torre y 1.5 m de radio en su base, con un espesor constante a lo largo de la misma de 25 mm. El peso de esta torre es 62.05 T. Esta vez es sólo el desplazamiento horizontal el valor crítico para esta torre.

Para finalizar la torre 4, con estructura también troncocónica pero una altura de 75 m. Esta torre presenta grandes dimensiones, que son: Radio en la parte superior de la torre de 1.75 m, radio en la base de la misma de 4.25 m y espesor de 55 mm. Esta torre tiene un peso de 614.60 T. La frecuencia y el desplazamiento horizontal máximo vuelven a ser de nuevo los valores críticos para esta torre.

Esto mismo que se ha explicado se presenta a continuación en la *Tabla 49*, dónde se muestra de una manera muy esquemática las dimensiones definitivas que presentan las torres y el peso.

TORRE	ALTURA	RADIO SUP	RADIO INF	ESPESOR	PESOS
1	40 m	1.40 m	1.40 m	30 mm	83.390 T
2	75 m	3.25 m	3.25 m	25 mm	1326.243 T
3	40 m	1 m	1.5 m	25 mm	62.051 T
4	75 m	1.75 m	4.25 m	55 mm	614.601 T

Tabla 49. : Tabla resumen de las conclusiones del apartado 5.



## 6. RESUMEN DEL PROYECTO

La idea de diseñar la torre de un aerogenerador se ha llevado a cabo con éxito tras la solución de los distintos objetivos planteados:

En primer lugar, la región seleccionada como emplazamiento es el Cabo de Gata, en Almería, ya que es una zona ventosa pero no tiene gran cantidad de parques eólicos, como ocurre en otras regiones. La velocidad media del viento oscila entre 5 y 6 m/s pero en el proyecto se ha trabajado con una velocidad máxima de 40 m/s para asegurar que la estructura aguante.

El material elegido es un acero aleado para aplicaciones estructurales: Acero ASTM A 148, 135-125. La tensión límite es 860 MPa y su densidad 7900 kg/m<sup>3</sup>.

En cuanto a la geometría de la torre se han escogido dos tipologías estructurales: cilíndrica y troncocónica. Éstas son las dos formas más habituales en el mercado, siendo la segunda la más usada gracias a su forma, más ancha en la base y estrecha en la parte superior, que permite a la torre soportar mayores esfuerzos con el mismo material que una estructura simplemente cilíndrica. Esto implica un ahorro de material, con respecto a la estructura cilíndrica, y por tanto, disminución del peso de la torre, que al fin y al cabo es uno de los objetivos del proyecto.

Para cada tipo de torre se han estudiado dos alturas de torre: 40 m y 75 m, representando un aerogenerador de media y alta potencia, respectivamente. Dichas potencias son 500 kW y 1800 kW.

Las cargas que se han aplicado a las torres son: la carga del viento, creciente con la altura de la torre, y el peso que ejerce la góndola en la parte superior de la torre, constante para cada una. Se han predeterminado los pesos de las góndolas para las dos alturas de torres utilizando datos de torres de aerogeneradores de empresas importantes



como Gamesa y Made Endesa, entre otras. Las torres medianas ( $H= 40$  m) tienen una góndola de 40 T de peso, y las torres grandes ( $H= 75$  m) tienen una góndola de 150 T.

Una vez llegado a este punto se han modelizado las torres de una manera sencilla y se ha realizado un cálculo analítico de las mismas. Se han analizado las distintas tipologías de torre y obtenido las dimensiones de cada una de ellas en base a los esfuerzos sufridos, los desplazamientos de la estructura, el pandeo y la frecuencia natural de la torre, la cual no debe coincidir con la frecuencia del generador ni del giro del rotor, intentando siempre minimizar el peso. Al ser la primera toma de contacto con las dimensiones e ignorar su valor aproximado se hizo el análisis para cada torre con un amplio rango de valores tanto de diámetros como de espesores.

Seguidamente se han empleado los resultados obtenidos en el apartado de modelización numérica para realizar un estudio más conciso en el programa de elementos finitos CosmosM. Se han impuesto las condiciones de contorno y aplicado las cargas como se hizo en el apartado anterior, con la salvedad de que en esta modelización la carga del viento se ha aplicado como una presión triangular debido a la complejidad de la fórmula, resultando siempre más desfavorable que en la modelización analítica.

A pesar de que el problema estaba más acotado, han hecho falta varias pruebas para cada una de las torres hasta dar con la torre que cumpliera todas las condiciones. Durante el proceso de modelización numérica se ha detectado que la rigidez que presentaban las torres era muy baja, esto se ha observado en los resultados obtenidos para el desplazamiento horizontal y la frecuencia natural. Se decidió solventar este problema colocando una cruceta interior a lo largo de cada torre. A pesar de no ser una solución que refleje una modelización real de la estructura, está pensada para simular de una manera aproximativa unas barras rigidizadoras situadas en el perímetro de la torre y a lo largo de la misma. De este modo, se consiguió el aumento de rigidez de la estructura buscado. Los resultados de la modelización numérica tras la modificación muestran las dimensiones definitivas de las torres que cumplen con las condiciones impuestas. Estas dimensiones definitivas son mayores que las obtenidas en la modelización analítica. Esto es debido a la carga del viento aplicada, puesto que el pico de presión que supone esta carga en la última parte de la torre es mayor que la forma redondeada que adopta la verdadera carga del viento sobre esta última zona, produciendo así mayores desplazamientos horizontales de la torre.

A continuación se indican las dimensiones definitivas para cada torre.





## **TORRE 1**

La *torre 1*, cilíndrica y con una altura de 40 m, presenta un radio de 1.40 m y un espesor de 30 mm. Se puede comparar estas dimensiones con las obtenidas analíticamente y efectivamente se observa la diferencia:

<b>TORRE</b>	<b>MODELIZACIÓN</b>	<b>ALTURA</b>	<b>RADIO</b>	<b>ESPESOR</b>
1	ANALÍTICA	40 m	1 m	15 mm
1	NUMÉRICA	40 m	1.40 m	30 mm

Tabla 50: Comparación de resultados entre modelización analítica y numérica para la Torre 1

Los parámetros que han resultado críticos para esta torre son el desplazamiento horizontal y la frecuencia natural de la torre, pues tiene que ser mayor que 9 para no coincidir con la frecuencia del rotor ni del generador. Estos parámetros críticos coinciden con la modelización analítica. Como ya se ha señalado en otra ocasión, con parámetros críticos se hace referencia a aquellos valores a causa de los cuales ha sido necesario modificar las dimensiones de la torre porque no cumplía las condiciones impuestas. Esta torre tiene un peso de 83.39 T.

## **TORRE 2**

La *torre 2* es una torre cilíndrica y de 75 m de altura. El radio que finalmente presenta la estructura es de 3.25 m y el espesor es 25 mm. Se puede comparar estas dimensiones con las obtenidas analíticamente y efectivamente se observa la diferencia:

<b>TORRE</b>	<b>MODELIZACIÓN</b>	<b>ALTURA</b>	<b>RADIO</b>	<b>ESPESOR</b>
2	ANALÍTICA	75 m	3 m	15 mm
2	NUMÉRICA	75 m	3.25 m	25 mm

Tabla 51: Comparación de resultados entre modelización analítica y numérica para la Torre 2

Los parámetros críticos para esta torre son, al igual que la anterior, el desplazamiento horizontal y la frecuencia natural de la torre. Con estas dimensiones el peso que tiene la torre es de 1326.24 T.



### **TORRE 3**

En cuanto a la torre 3, tiene estructura troncocónica y una altura de 40 m. Las dimensiones que finalmente presenta es 1m de radio en la parte superior de la torre y 1.5 m de radio en su base, con un espesor constante a lo largo de la misma de 25 mm. Se puede comparar estas dimensiones con las obtenidas analíticamente y efectivamente se observa la diferencia:

<b>TORRE</b>	<b>MODELIZACIÓN</b>	<b>ALTURA</b>	<b>RADIO SUP</b>	<b>RADIO INF</b>	<b>ESPESOR</b>
3	ANALÍTICA	40 m	1 m	1.375 m	15 mm
3	NUMÉRICA	40 m	1 m	1.5 m	25 mm

Tabla 52: Comparación de resultados entre modelización analítica y numérica para la Torre 3

Esta vez es sólo el desplazamiento horizontal el valor crítico para esta torre. El peso de esta torre es 62.05 T.

### **TORRE 4**

Para finalizar la torre 4, con estructura también troncocónica pero una altura de 75 m. Esta torre presenta grandes dimensiones, que son: Radio en la parte superior de la torre de 1.75 m, radio en la base de la misma de 4.25 m y espesor de 55 mm. Se puede comparar estas dimensiones con las obtenidas analíticamente y efectivamente se observa la diferencia:

<b>TORRE</b>	<b>MODELIZACIÓN</b>	<b>ALTURA</b>	<b>RADIO SUP</b>	<b>RADIO INF</b>	<b>ESPESOR</b>
4	ANALÍTICA	75 m	1.125 m	3.5 m	20 mm
4	NUMÉRICA	75 m	1.75 m	4.25 m	55 mm

Tabla 53: Comparación de resultados entre modelización analítica y numérica para la Torre 4

La frecuencia y el desplazamiento horizontal máximo vuelven a ser de nuevo los valores críticos para esta torre. Esta torre tiene un peso de 614.60 T.

Finalmente, y tras haber presentado todos los cálculos se hace la observación de que las estructuras troncocónicas efectivamente permiten un ahorro de peso en la torre frente a la estructura cilíndrica. Por tanto, estas estructuras son más eficaces y rentables económicamente, puesto que esto no sólo implica ahorro de material, sino ahorro también en el transporte y montaje de las mismas.



# 7. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

## 7.1 CONCLUSIONES

El diseño y cálculo de los diferentes modelos de torres de aerogenerador se ha llevado a cabo con éxito obteniendo las conclusiones que a continuación se indican:

- Los modelos analíticos simplificados permiten aproximar la respuesta global de una estructura tipo viga pero no permiten analizar resultados locales, por tanto, en estos casos siempre será necesario recurrir a modelos numéricos más sencillos
- Al realizar el análisis numérico de la estructura se ha observado un fenómeno local que consiste en la deformación de la zona superior de la torre en forma de ocho, provocado por la aplicación de la carga del viento en una estructura poco rígida. Además este fenómeno está acusado por el hecho de que la carga del viento está aplicada de forma triangular, en lugar de la forma redondeada real que presenta en esta última zona. Esto hace que los esfuerzos sufridos en esta última parte de la torre sean mayores que los habituales. Por esta razón ha sido necesario reforzar la estructura con una cruceta interior situada a lo largo de toda la torre. Con esta solución ha aumentado su rigidez y mejorado sus dimensiones.
- Se ha comprobado que las torres troncocónicas, por su forma, permiten un ahorro de material con respecto a las cilíndricas. Por tanto, estas estructuras



son más eficaces y rentables económicamente, puesto que esto no sólo implica ahorro de material, sino ahorro también en el transporte y montaje de las mismas.

## 7.2 TRABAJOS FUTUROS

Del presente trabajo se pueden derivar las siguientes líneas de trabajo a desarrollar:

- Estudio de la torre de un aerogenerador mixta con respecto a la estudiada, es decir, la primera mitad con estructura cilíndrica y la segunda mitad troncocónica, comprobando si los resultados mejoran significativamente en cuanto a las dimensiones y el peso.
- Empleo de materiales compuestos para el diseño de la torre de un aerogenerador. Analizar la viabilidad de su utilización, estudiando si compensa el ahorro de material que supondría con el incremento de coste que supone este material.
- Diseño de la torre de un aerogenerador situado en el mar, teniendo en cuenta no sólo la carga del viento, sino también la del oleaje. Comparación de los valores obtenidos con los de un aerogenerador de la misma potencia en tierra y ver las variaciones que supone.



## 8. BIBLIOGRAFÍA

- **ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN  
EUROCÓDIGO 3. PARTE 1-1. PROYECTO DE ESTRUCTURAS DE  
ACERO. REGLAS GENERALES Y REGLAS PARA LA EDIFICACIÓN.**  
Editor: AENOR Madrid, 1996
  
- **AMERICAN SOCIETY OF METALS.  
ASM HANDBOOK. VOLUME 1.**  
Editor: American Society for Metals. 1984-1994
  
- **CÁDIZ DELEITO, JUAN CARLOS  
LA ENERGÍA EÓLICA: TECNOLOGÍA E HISTORIA**  
Editor: Hermann Blume. D.L., 1984



- DE JUANA SARDÓN, JOSE MARÍA  
**ENERGÍAS RENOVABLES PARA EL DESARROLLO**  
Editor: Paraninfo Thomson Learning. Madrid, 2001
  
- ESCUDERO LÓPEZ, JOSE MARÍA  
**MANUAL DE ENERGÍA EÓLICA: INVESTIGACIÓN, DISEÑO, PROMOCIÓN, CONSTRUCCIÓN Y EXPLOTACIÓN DE DISTINTO TIPO DE INSTALACIONES**  
Editor: Mundi-Prens. Madrid 2004. Colección: Energías renovables
  
- HAU, ERICH  
**WINDTURBINES: FUNDAMENTALS, TECHNOLOGIES, APPLICATION AND ECONOMICS**  
Editor: Springe. Berlín. Barcelona, 2000
  
- INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA  
**MANUALES DE ENERGÍAS RENOVABLES. VOL 2: ENERGÍA EÓLICA**  
Editor: Cinco días. Madrid, 1996
  
- JARABO FRIEDRICH, FRANCISCO  
**EL LIBRO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.**  
Editor: S.A.P.T. , D.L. Madrid, 1991. Colección: Era solar
  
- MINISTERIO DE FOMENTO  
**NORMA BÁSICA DE LA EDIFICACIÓN NBE EA-95: ESTRUCTURAS DE ACERO EN EDIFICACIÓN**  
Editor: Centro de Publicaciones, Secretaría General Técnica, Ministerio de Fomento.  
Madrid, 2000.



- RAO, SINGERESU S.  
**MECHANICAL VIBRATIONS. 3<sup>rd</sup> Ed**  
Editor: Addison-Wesley. Reading (Massachusetts), 1995
  
- RODRÍGUEZ AMENEDO, JOSE LUIS  
**SISTEMAS EÓLICOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**  
Editor: Rueda. Madrid, 2003
  
- WHITE, FRANK M.  
**MECÁNICA DE FLUIDOS.**  
Editor: McGraw-Hill. Madrid, 1983
  
- FUENTES DE INTERNET: [www.gamesa.es](http://www.gamesa.es)  
[www.made.es](http://www.made.es)  
[www.ecotecnia.com](http://www.ecotecnia.com)  
[www.windpower.org](http://www.windpower.org)  
[www.infoeolica.com](http://www.infoeolica.com)  
[www.unesa.net](http://www.unesa.net)