

**ESCUELA TÉCNICA Y SUPERIOR DE INGENIERÍA NAVAL Y OCEÁNICA**

TITULACIÓN:

**INGENIERO TÉCNICO NAVAL, ESPECIALIDAD EN  
ESTRUCTURAS MARINAS**

TÍTULO DEL PROYECTO:

**ANÁLISIS DE LA PROTECCIÓN CONTRA LA  
CORROSIÓN DE ESTRUCTURA JACKET**

ALUMNA: **Marta Ballesta Morales**

TUTORES: *Beatriz Miguel Hernández*  
*Jose Enrique Gutierrez Romero*

*Cartagena, Octubre 2012*

## ***Resumen***

En los últimos 10 años, la energía eólica marina se ha convertido en un foco importante en la investigación e implementación europea de la energía eólica. Aunque la tecnología actual se basa principalmente en los diseños de aerogeneradores terrestres, más y más turbinas están siendo diseñadas, específicamente, para su despliegue en el mar.

Las razones por las que se cree que serán más efectivos en el mar que en tierra se basan en que hay más viento, además de tener menos turbulencias, lo que significa que serán capaces de trabajar un mayor número de horas y tener un vida útil mayor.

En nuestros tiempos, las industrias buscan obtener mayores beneficios utilizando menos recursos, pero además, pretenden asegurarse que los recursos que ellos destinen se inviertan en productos o servicios que rebasen sus expectativas de calidad.

Por ello, es importante señalar que este sector de la industria requiera una atención especial y profesional, ya que es uno de los más exigentes con los productos que se usan en las infraestructuras por las condiciones de exposición ambiental altamente agresivas a las que son expuestas día a día.

En el presente documento se realiza un análisis de los métodos de protección frente a la corrosión de una estructura jacket que hará que la vida útil del aerogenerador offshore sea más duradera. Así como un estudio económico para evaluar, de manera directa, el desembolso requerido para su mantenimiento y protección.

# Índice

<b>1. INTRODUCCIÓN A LA EÓLICA MARINA.....</b>	<b>7</b>
1.1. Beneficios y potencialidades de la eólica marina frente a la continental.....	8
1.2. Evolución de los estándares para aerogeneradores marinos.....	10
1.3. Conceptos básicos de los Aerogeneradores marinos.....	14
1.3.1 <i>Energía eólica</i> .....	14
1.3.2 <i>Funcionamiento de un aerogenerador</i> .....	14
1.3.3 <i>Partes de un aerogenerador</i> .....	15
1.3.4 <i>Sistemas de control de funcionamiento</i> .....	17
1.3.5 <i>Tipos de aerogeneradores</i> .....	18
<b>2. DESCRIPCIÓN DE LOS TIPOS DE ESTRUCTURAS MARINAS ACTUALES.....</b>	<b>21</b>
2.1. Cimentaciones para aguas poco profundas (hasta 18m).....	21
2.2. Cimentaciones para aguas de profundidad intermedia (entorno a los 50m).....	22
2.3. Cimentaciones para aguas muy profundas. Estructuras flotantes.....	24
2.4. Aplicación de las estructuras de tipo trípode en ámbito marino.....	26
2.5. Desarrollo futuro de los aerogeneradores offshore.....	30
<b>3. ESTADO DE ARTE EN EL DISEÑO DE ESTRUCTURAS MARINAS.....</b>	<b>34</b>
3.1. Introducción.....	34
3.2. Desarrollo de la eólica marina en función de la profundidad de las aguas y distancia a la costa.....	37
3.3. Especificaciones de diseño. Normativa y regulación vigente.....	38
3.3.1 <i>Criterios de diseño</i> .....	40
3.3.1.1 <i>Diseño de las condiciones de carga</i> .....	41
3.3.2 <i>Proceso del diseño estructural</i> .....	42
3.3.2.1 <i>Diseño de la subestructura marina</i> .....	43
3.3. Caracterización de solicitaciones en una estructura marina.....	44
<b>4. CONDICIONES MEDIOAMBIENTALES.....</b>	<b>45</b>
4.1. Acciones debidas a las olas.....	48
4.1.1 <i>Dominio del tiempo. Hidrodinámica clásica</i> .....	49
4.1.2 <i>Enfoque probabilístico para la descripción local y a corto plazo de un mar irregular</i> .....	50
4.2. Acciones del viento.....	51
4.2.1 <i>Cálculo de la velocidad de viento</i> .....	52
4.2.2 <i>Cálculo de la fuerza ejercida por el viento</i> .....	53
4.2.3 <i>Otro tipo de acciones</i> .....	53

<b>5. PROTECCIÓN CATÓDICA.....</b>	<b>56</b>
5.1. Descripción del proceso de corrosión. ....	56
5.2. Identificación del problema. ....	56
5.3. Factores de degradación de estructuras marinas. ....	57
5.4. Teoría de la corrosión. ....	57
5.4.1. Elementos de corrosión .....	58
5.4.2. Batería de la corrosión. ....	58
5.4.3. Seria galvánica. ....	59
5.5. Tipos de corrosión. ....	59
5.6. Áreas críticas. ....	61
5.7. Métodos de protección existentes. ....	62
5.7.1. Uso de materiales más resistentes. ....	63
5.7.2. Modificación del medio ambiente. ....	64
5.7.3. Protección catódica. ....	64
5.7.3.1. Tipos de protección catódica. ....	65
5.7.4. Uso de recubrimientos. ....	68
5.7.4.1. Propiedades físicas de los recubrimientos metálicos.....	69
<b>6. ESTADO DE ARTE EN SISTEMAS DE APLICACIÓN DE LOS RECUBRIMIENTOS PARA ESTRUCTURAS MARINAS.....</b>	<b>71</b>
6.1. Inspección. ....	72
6.1.1. Inspección previa a la aplicación. ....	72
6.1.2. Inspección durante la aplicación. ....	73
6.1.3. Inspección después de la aplicación. ....	74
6.2. Acondicionamiento del área. ....	74
6.3. Reparación de la superficie. ....	74
6.4. Preparación de la superficie. ....	75
6.5. Aplicación de la capa base. ....	76
6.6. Aplicación de intermedio. ....	76
6.7. Aplicación del acabado. ....	77
<b>7. ESTRUCTURA JACKET.....</b>	<b>78</b>
7.1. Directrices para el dimensionamiento inicial de la estructura. ....	79
<b>8. PROCESO DE CONSTRUCCIÓN DE JACKET.....</b>	<b>83</b>
8.1. Fases de Construcción. ....	83
8.2. Filosofía de la Construcción. ....	83
8.3. Ingeniería de la construcción. ....	85
8.4. Procesos de Fabricación. ....	88
8.4.1. Fabricación de los Nudos.....	89

8.4.2. Subconjuntos de la Jacket. ....	90
8.4.3. Control Dimensional. ....	91
8.4.4. Cimentación sobre Pilotes. ....	91
8.4.4.1. Resistencia de apoyo de los Pilotes.....	92
<b>9. INSTALACIÓN DE ESTRUCTURAS JACKETS.....</b>	<b>93</b>
9.1. Estructuras Jackets Instaladas con Grúa. ....	93
9.2. Jackets Instaladas mediante Lanzamiento. ....	93
9.3. Levantamientos en alta mar. ....	94
9.3.1. Buque Grúa. ....	94
9.3.2. Disposición de las Eslingas y Grilletes. ....	95
<b>10. SELECCIÓN DEL TIPO DE PROTECCIÓN.....</b>	<b>97</b>
10.1 Protección Catódica. ....	97
10.1.1. Protección catódica de estructuras sumergidas. ....	98
10.1.2. Generalidades sobre el cálculo. ....	99
10.1.3. Análisis de la Protección Catódica por Ánodos Galvánicos. ....	101
10.1.4. Análisis de la Protección catódica con Corriente Impresa. ....	103
10.2. Recubrimientos. ....	106
10.2.1. Zonas de marea y oleaje (zona de salpicaduras). ....	106
10.2.1.1. Recubrimientos epóxicos. ....	106
10.2.2. Zonas que estén sumergidas o sujetas a la acción de mareas y oleaje.....	107
10.2.3. Estructura sumergida. ....	108
10.2.4. Sistemas de aplicación en estructuras offshore. ....	109
<b>11. ESTUDIO ECONÓMICO.....</b>	<b>110</b>
11.1. Protección Corriente Impresa. ....	111
11.1.1. Cálculo de áreas. ....	111
11.1.2. Demanda de corriente. ....	112
11.1.3. Cálculo de la resistencia inicial del ánodo. ....	112
11.1.4. Dimensionamiento de los ánodos. ....	112
11.1.5. Número de ánodos requeridos. ....	113
11.1.6. Distribución de ánodos. ....	113
11.2. Presupuesto Corriente Impresa. ....	114
11.2.1. Coste de materiales. ....	114
11.2.2. Coste de instalación. ....	114
11.2.3. Coste de ingeniería. ....	115
11.2.4. Costes generales. ....	115
11.2.5. Costes totales. ....	115

11.3. Recubrimientos. ....	116
11.3.1. <i>Presupuesto Recubrimientos.</i> ....	116
11.4. Presupuesto final. ....	117
<b>12. REFERENCIAS</b> .....	<b>118</b>
<b>13. ANEXOS</b> .....	<b>120</b>
<b>14. BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>123</b>

## 1. INTRODUCCIÓN A LA EÓLICA MARINA

El viento ha sido una fuente de energía para la humanidad durante miles de años. Sólo la revolución industrial marcó un final temporal en su dominio en el suministro de energía. Los aerogeneradores marinos no son una idea nueva, pues Heronemus [1] lo propuso hace ya más de 30 años. Desde entonces, y aunque las tecnologías offshore están todavía en lo que se podría llamar “infancia”, los aerogeneradores terrestres han crecido en número, tamaño y optimización económica, hoy en día su coste rivaliza con la mayoría de los combustibles fósiles. La energía eólica terrestre (onshore) es a día de hoy una industria madura responsable de cumplir con una parte de las necesidades energéticas en países de todo el mundo. Ese desarrollo tan exitoso puede atribuirse a tres avances:

- ◆ Reducción drástica de los costes de la turbina.
- ◆ Mejorar la fiabilidad.
- ◆ Economías de escala de fabricación.

Los dos primeros avances se dieron como resultado de las mejoras en las técnicas y herramientas de diseño. Los ingenieros aprendieron, a partir de exhaustivas pruebas, de que las herramientas analíticas, que se utilizaron para los aerogeneradores anteriores, no fueron suficientes para predecir las cargas por fatiga y los casos en los que la carga era extrema (las cuales condicionan el diseño). Esta situación llevó a una extensa investigación en los laboratorios de EEUU y Europa. A partir de la cual se desarrollaron los primeros estándares de diseño. Quince años se tardaron en llegar a un consenso sobre temas como un conjunto en aerogeneradores estándar de condiciones de diseño externo y las condiciones extremas medioambientales, los casos críticos de carga de diseño, los métodos aceptables para determinar cargas extremas y cargas de fatiga, métodos de prueba para verificar dichos métodos de certificación que asegure su calidad. El resultado fue aerogeneradores mucho más fiables y económicos. También se creó una base para educar a la próxima generación de ingenieros de la energía eólica. Sin embargo, apenas se había llevado a cabo investigación para el desarrollo costa afuera hasta que los europeos comenzaron proyectos experimentales en las aguas poco profundas que rodean Dinamarca.

Las condiciones conjuntas meteorológicas y oceánicas añaden un nuevo desafío ingenieril. Además, la mayor esbeltez significativamente diferente de los aerogeneradores, respecto a estructuras offshore, como las de petróleo y gas, conlleva comportamientos dinámicos distintos provocados por la acción del oleaje.

En los últimos 10 años se han desarrollado proyectos de aerogeneradores marinos en aguas de menos de 20 m de profundidad utilizando códigos estructurales procedentes de la industria del petróleo aplicados a la industria eólica por separado. Sobre todo a estructuras fijas al fondo oceánico, haciendo que los análisis dinámicos sean más sencillos.

La razón de que el desarrollo de la energía eólica marina haya sucedido en Europa y no lugares como Estados Unidos han sido los incentivos económicos favorables a la energía

eólica en Europa. Los gobiernos se han comprometido a largo plazo al apoyo a las energías renovables. Aunque el cuidado del medio ambiente es un factor importante en lo que a la opinión pública y el oportunismo político se refiere, para los principales promotores de este sector es simple y llanamente su negocio. Parte de este negocio es encontrar los mejores lugares para aprovechar la energía del viento. Estando ya las mejores ubicaciones en tierra ya ocupadas y los vecinos quejándose por doquier en una Europa muy poblada, ha sido parte de la evolución natural, el dar el paso hacia el mar en busca de la energía eólica marina, dónde, por otra parte, los recursos eólicos son más abundantes y de mejor calidad. Además, aunque Estados Unidos tiene abundantes recursos disponibles de energía eólica marina, las aguas poco profundas no son tan abundantes allí como aquí en Europa. La profundidad del agua para los sitios de más de 5 km de la costa suele superar los 30 m, lo que obliga a los proyectistas a considerar otras estructuras de apoyo que suelen ser más caras, que las habituales fijas al fondo.

### 1.1. Beneficios y potencialidades de la eólica marina frente a la continental.

El aprovechamiento de la energía eólica marina comenzó en aguas someras del Mar de Norte, motivado por la búsqueda de nuevos emplazamientos con un potencial de vientos mucho más favorables que las alternativas continentales en Europa.

Pero estas nuevas ubicaciones marinas presentan beneficios adicionales, por lo que las principales ventajas de la eólica marina que cabe citar son:

- ◆ Mejores regímenes de viento.
- ◆ Menor impacto visual.
- ◆ Impulso de una nueva red eléctrica europea.
- ◆ Desarrollo de turbinas de mayor potencia.
- ◆ Mayor eficiencia.

En cuanto a la primera de ellas, la figura 1 muestra los mapas de vientos en Europa:

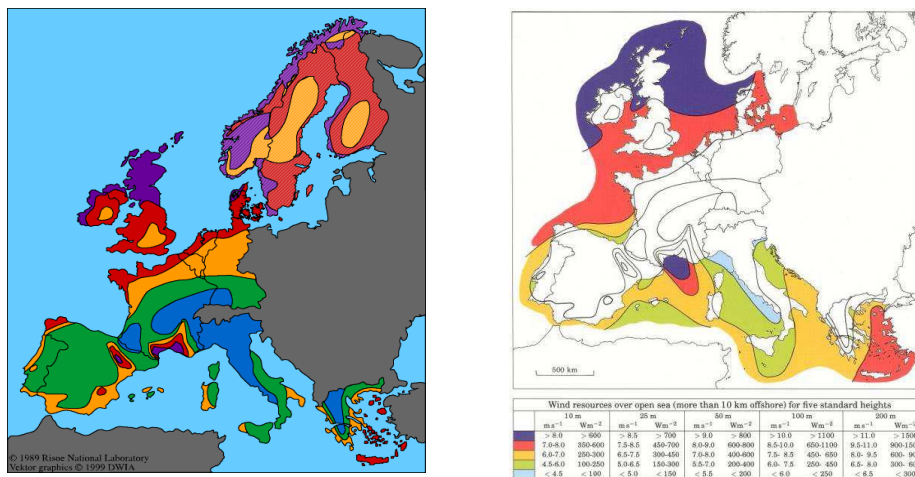


Figura 1. Mapas de vientos europeos continentales (izquierda) y marinos (derecha).



La diferencia de potencial de los vientos continentales y marinos se puede apreciar en la figura 1. De hecho, el recurso eólico marino es hasta un 50% superior al del continente debido a regímenes menos turbulentos y más regulares del viento en dichas zonas.

Resulta principalmente llamativa la zona del Mar del Norte donde efectivamente se producen los vientos de mayor contenido energético. Además, en el Mar del Norte se da la característica de que se encuentra sobre una plataforma continental por lo que se pueden hallar profundidades de no más de 40m a distancias bastante grandes respecto de la costa. Esto es muy importante para el tema de las cimentaciones, ya que el coste de las mismas aumenta exponencialmente con el aumento de la profundidad del emplazamiento.

El menor impacto visual presenta una ventaja debido a la lejanía respecto a tierra firme, pero siempre y cuando esté lo suficientemente cerca de las grandes zonas poblacionales que se concentran en las costas, ya que el hecho de disponer de una fuente de energía cerca del consumidor final disminuye claramente las pérdidas por transporte.

Por otro lado, con la creación de parques eólicos marinos se potenciará el nacimiento de una red eléctrica europea pudiendo conectar Reino Unido con el continente y además pudiendo unir Dinamarca, Alemania, Noruega y Suecia a través del Mar del Norte (véase la figura 2).

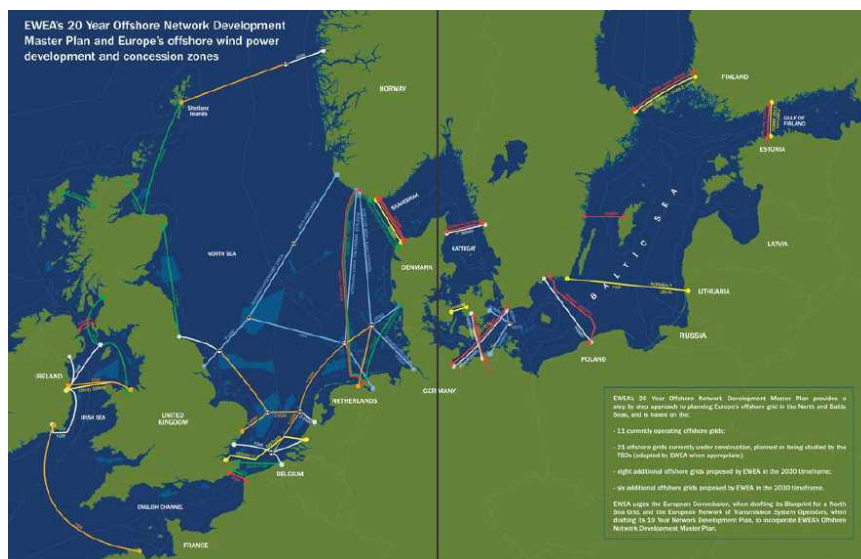


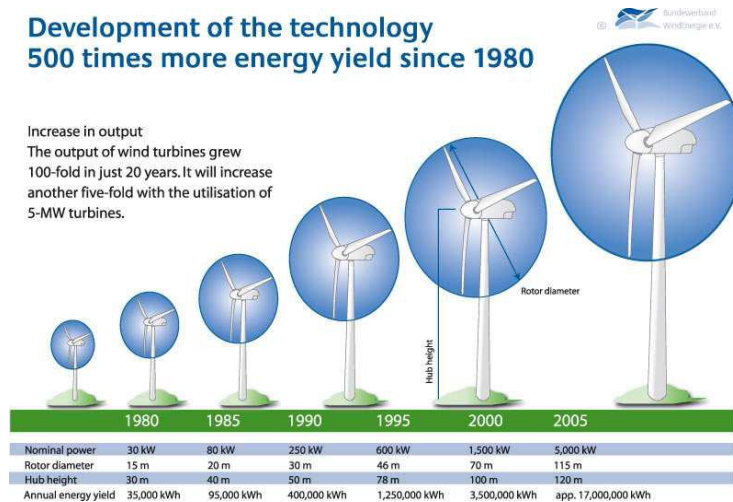
Figura 2. Plan Maestro de desarrollo de la Red Eléctrica Europea a 20 años de la EWEA.

Todo este desarrollo de la energía eólica marina ha sido posible por su precedente en tierra.

La energía eólica continental ha experimentado un elevado desarrollo tecnológico, lo que le ha permitido situarse en niveles de coste del kWh semejantes a las centrales de combustible fósil, tal y como se detalla en la Memoria EOLIA [2].

## Development of the technology 500 times more energy yield since 1980

Increase in output  
The output of wind turbines grew 100-fold in just 20 years. It will increase another five-fold with the utilisation of 5-MW turbines.



*Figura 3. Desarrollo del tamaño de los aerogeneradores desde 1980.*

En la figura 3 se muestra el desarrollo del tamaño y potencia de las turbinas en los últimos 30 años. El desarrollo de esta tecnología permite la instalación de mayor potencia en una sola plataforma, disminuyendo de esta manera los costes asociados a la subestructura, ya que, como se ha visto en la figura 3, los gráficos de distribución de costes, la cimentación y conexión a red es un porcentaje muy elevado de gasto en las turbinas marinas.

Para contrarrestar las grandes inversiones necesarias para la instalación de estos parques, se han desarrollado múltiples investigaciones en el ámbito offshore. Las estructuras que cumplen la función de cimentación de las turbinas podrían aprovecharse como granjas marinas, plantas desalinizadoras o incluso disponer de sistemas de aprovechamiento de la energía maremotriz, reduciendo así el coste total de la instalación.

### 1.2. Evolución de los estándares para aerogeneradores marinos.

La redacción y actualización de los estándares y directrices sobre tecnología offshore se ha ido potenciando a finales del s. XX, principalmente debido a la industria del petróleo y sus plataformas offshore. Las directrices de diseño para los aerogeneradores marinos han derivado de las publicaciones dedicadas a los aerogeneradores onshore y a las estaciones petrolíferas. Pese a que hay ya una experiencia notable en estos dos campos, su combinación ha revelado nuevos casos de carga que deben ser tomados en consideración durante el diseño, la construcción y la operatividad de los aerogeneradores marinos. Estos nuevos casos de carga, vendrían dados por la mayor importancia que cobraría el viento (tanto por efectos estáticos como dinámicos) en el diseño de las estructuras de soporte de los aerogeneradores, por el menor tamaño de las mismas respecto a las de las plataformas petrolíferas, que se traduce en distintas interacciones estructura-oleaje, y por los resultados de estudios que revelan que no

siempre unas condiciones de carga extrema no siempre llevan a una respuesta extrema del aerogenerador marino [3].

El primer estándar offshore en ver la luz fue el redactado por la API en 1969 (la edición vigente hoy en día es la 21 [4]), 4 años después de la destrucción de 35 plataformas por dos huracanes en el Golfo de México.

El estándar de la API consiste en un apéndice de recomendaciones para cada una de las etapas en la creación de una plataforma, desde su planificación hasta su construcción, pasando, aunque de manera somera, por el diseño. En cuanto a esta fase, el estándar API basa el diseño de las estructuras en una categorización de las mismas según el riesgo para la seguridad de las personas y la gravedad de las consecuencias en caso de fallo. Sin embargo, no especifica qué tiempo de vida adoptar para cada una de las acciones (sólo establece 100 años de tiempo de vida para el oleaje) y sus posibles combinaciones.

El estándar noruego NORSOK [5], cuya primera edición se redactó en febrero de 1999, también se centra en las plataformas petrolíferas, dando especial atención a las características del Mar del Norte. Este estándar, pese a carecer de bastantes aspectos relevantes para el diseño de estructuras offshore, sí hace más hincapié en las combinaciones de carga, estableciendo probabilidades de excedencia para cada una de ellas en función del estado límite objeto de estudio, y en función de si la estructura se encuentra en condiciones transitorias o en condiciones normales de operación. Esta distinción es importante, pues en condiciones como podrían ser la construcción y el transporte de los elementos estructurales, no siempre se tendrán en cuenta casos tan graves de carga (pues se trabajará en días con condiciones medioambientales aceptables). Apuntar que, pese a explicar posibles procedimientos para establecer funciones de probabilidad conjunta para las diferentes condiciones ambientales, propone su combinación como sucesos independientes.

	CONDICIONES TRANSITORIAS					OPERACIONES NORMALES				
	ELS	ELF	ELU	Estado Limite Accidental		ELS	ELF	ELU	Estado Limite Accidental	
				Efecto anormal	Condiciones de avería				Efecto anormal	Condiciones de avería
Acciones permanentes	VALOR ESPERADO									
Acciones variables de funcionamiento	VALOR ESPECIFICADO									
Acciones medio-ambientales	Dependiente de los requisitos operacionales	Historia de acciones previstas	Valores dependientes de las mediciones tomadas			Dependiente de los requisitos operacionales	Historia de acciones previstas	Probabilidad anual de excedencia = $10^{-2}$	Probabilidad anual de excedencia = $10^{-4}$	Probabilidad anual de excedencia = $10^{-2}$
Acciones de deformación	VALOR EXTREMO ESPERADO									
Acciones accidentales	No aplicable		Dependiente de las medidas	No aplicable			Probabilidad anual de excedencia	No aplicable		

Figura 4. Combinación de acciones para el diseño de plataformas petrolíferas [Norsok, 1999].

Estado limite	Viento	Oleaje	Corriente	Hielo	Nieve	Terremoto	Nivel mar
Estado Límite Último	10 <sup>-2</sup>	10 <sup>-2</sup>	10 <sup>-1</sup>	-	-	-	10 <sup>-2</sup>
	10 <sup>-1</sup>	10 <sup>-1</sup>	10 <sup>-2</sup>	-	-	-	10 <sup>-2</sup>
	10 <sup>-1</sup>	10 <sup>-1</sup>	10 <sup>-1</sup>	10 <sup>-2</sup>	-	-	MWL
	-	-	-	-	10 <sup>-2</sup>	-	MWL
						10 <sup>-2</sup>	MWL
Estado Límite Accidental	10 <sup>-4</sup>	10 <sup>-2</sup>	10 <sup>-1</sup>	-	-	-	MWL*
	10 <sup>-2</sup>	10 <sup>-4</sup>	10 <sup>-1</sup>	-	-	-	MWL*
	10 <sup>-1</sup>	10 <sup>-1</sup>	10 <sup>-4</sup>	-	-	-	MWL*
	-	-	-	10 <sup>-4</sup>	-	-	MWL
						10 <sup>-4</sup>	MWL
* Nivel medio del mar, incluyendo el efecto de un eventual storm surge							

Figura 5. Combinación de las acciones medioambientales como eventos independientes [Norsok, 1999].

Para hablar de los estándares enfocados específicamente a los aerogeneradores marinos, hay que echar un vistazo atrás, a los redactados previamente para los aerogeneradores onshore. La preparación de un estándar nacional e internacional que contuviera las reglas de diseño de turbinas de viento comenzó en 1980. La primera publicación fue un conjunto de regulaciones para la certificación llevada a cabo por Germanischer Lloyd en 1986. Mientras se fueron publicando estándares nacionales en Holanda (NEN 6096, Dutch Standard, 1988) y en Dinamarca (DS-472, Danish Standard, 1992).

El *International Electrotechnical Commission* (IEC) comenzó a trabajar en el primer estándar internacional de turbinas de viento en 1988, llevando a la publicación del IEC 61400-1 en 1994 (segunda edición IEC, 1997). Se trata de una edición revisada, la cual contiene algunos cambios significativos, apareció en 1999, y dio lugar al nuevo número IEC 61400-1. Pese a no entrar en detalle, este último estándar ya menciona las turbinas offshore y establece que deben ser tratadas como de categoría S, empleando su caracterización del viento añadiendo las condiciones marinas. Los principales estándares offshore que se han publicado desde entonces, se han basado en la caracterización del viento propuesta en este estándar, puesto que es el más usado a la hora de fabricar aerogeneradores onshore. Los estados de operatividad tenidos en cuenta a la hora de establecer las combinaciones de acciones son los siguientes:

- ◆ Producción de energía (funcionamiento normal).
- ◆ Producción de energía con aparición de fallo.
- ◆ Encendido.
- ◆ Apagado normal.
- ◆ Apagado de emergencia.
- ◆ Estacionado (parado o al ralentí).
- ◆ Estacionado con condiciones de fallo.
- ◆ Transporte, montaje, mantenimiento y reparación.

En 2004, Det Norske Veritas (DNV) publicó, tomando la caracterización del viento propuesta por el IEC 61400-1, su propio estándar de aerogeneradores marinos [6]. En él se proponía como base de diseño el estudio de los casos de carga de diseño (DLC a partir de ahora) propuestos por el IEC para aerogeneradores onshore (un total de 23 casos), añadiendo en cada caso la condición de oleaje conveniente a emplear, repartidos en los diferentes estados de operatividad de la turbina mencionados arriba. Merece la pena apuntar que para los casos de análisis de fatiga, se consideraba las condiciones del oleaje a la velocidad del viento de referencia.

En 2005, Germanischer Lloyd publicó, tomando también la caracterización del viento propuesta por el IEC 61400-1, su propio estándar de aerogeneradores offshore [7], un conjunto de regulaciones para la certificación, y que proponía como base de diseño el estudio de un total de 42 DLC, repartidos en los diferentes estados de operatividad de la turbina mencionados arriba. En ellos, se considera unas condiciones de oleaje condicionadas al viento, excepto en aquellos casos en que la máquina se encuentra parada y dónde emplea el oleaje extremo independiente del viento.

Situación de diseño	Caso de carga de viento	Condición del viento	Otras condiciones	caso de carga del IEC61400-1	Ola simultánea a combinar con viento en simulaciones
Producción de energía	1	$V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ + $\sigma_{v,c}$ = cuantil 90% de la distribución de probabilidad de $\sigma_v$	Para predicciones de eventos extremos	1,1	N/A
	2	$V_{hub} = V_r - 2m/s$ , $V_r$ , $V_r - 2m/s$ +ECD		1,4	$H_{max,10}$
	3	$V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ +ETM		1,3	$H_{s,10}$
	4	$V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ +EWS		1,5	$H_{s,50}$
Producción de energía con avería	5	$V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ + $\sigma_{v,c}$ = cuantil 90% de la distribución de probabilidad de $\sigma_v$	Avería sistema de control o pérdida de conexión eléctrica	2,1	$H_{s,10}$
Encendido	6	$V_{hub} = V_{in}, V_{out}$ y $V_r \pm 2m/s$ +EOGen 1 año		3,2	$H_{max,10}$
	7	$V_{hub} = V_{in}, V_{out}$ y $V_r \pm 2m/s$ +EDC		3,3	$H_{max,10}$
Apagado normal	8	$V_{hub} = V_{out}$ y $V_r \pm 2m/s$ +EOGen 1 año		4,2	$H_{max,10}$
Apagado de emergencia	9	$V_{hub} = V_{out}$ y $V_r \pm 2m/s$ +NWP para hallarel <i>wind shear</i> vertical en el área de barrido del rotor		5,1	$H_{max,10}$
Parado (al ralenti o parado)	10a	$V_{hub} = V_{10,50}$ + $\sigma_{v,c}$ , mínimo $0,11 \cdot V_{hub}$		6,1	$H_{s,10}$ (1)
	10b (2)	$V_{hub} = V_{10,10}$ + $\sigma_{v,c}$ , mínimo $0,11 \cdot V_{hub}$		N/A	$H_{s,50}$
	11	$V_{hub} = V_{10,5}$ + $\sigma_{v,c}$ , mínimo $0,11 \cdot V_{hub}$	Error extremo de orientación	6,3	$H_{s,10}$

Figura 6. Casos de carga del viento para ELU, representativo para periodo de retorno de 50 años [DNV, 2004].

Ya más recientemente, en 2009, IEC publicó el estándar offshore IEC 61400-3 [8], a modo de extensión del 61400-1, empleando, con alguna adaptación de todo lo dicho sobre caracterización del viento, y completándolo con las condiciones marinas. En cuanto a las cargas de diseño, se propone un listado de DLC similar al propuesto por GL [7] compuesto por 34 casos. Al ser el IEC la referencia internacional para las industrias, DNV reeditó su documento publicando el actual DNV OS-J101, incorporando aspectos de la caracterización del oleaje propuestos por el IEC, así como sus casos de carga de diseño, aunque añadiendo 7 casos más para condiciones de funcionamiento de la turbina y aparcada (parada o al ralenti), en los que se tiene en cuenta la acción de posibles heladas.

Pese a ser el estándar IEC la referencia internacional, se ha criticado bastante el hecho de tener que analizar un número tan elevado de DLC para el diseño de las estructuras, pues cada uno de ellos requiere de la elaboración de muchas simulaciones de carga. Es objeto de estudio hoy en día, entre muchos otros aspectos, el posible descarte de algunos DLC, la búsqueda de procedimientos alternativos, como serían diseños basados en la respuesta de los aerogeneradores, y no las cargas extremas aplicadas.

Como apunte final, destacar que a día de hoy aún no se ha redactado ningún estándar ni directrices para el diseño de aerogeneradores flotantes. Sin embargo, es cuestión de tiempo que se profundice en este sentido, pues la tendencia en este tipo de cimentación es el único viable para instalaciones en aguas profundas.

### **1.3. Conceptos básicos de los aerogeneradores marinos.**

#### **1.3.1. Energía eólica.**

Energía eólica es la energía obtenida del viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, y que es transformada en otras formas útiles para las actividades humanas, utilizada principalmente para producir energía eléctrica mediante aerogeneradores. Es un tipo de energía considerada renovable.

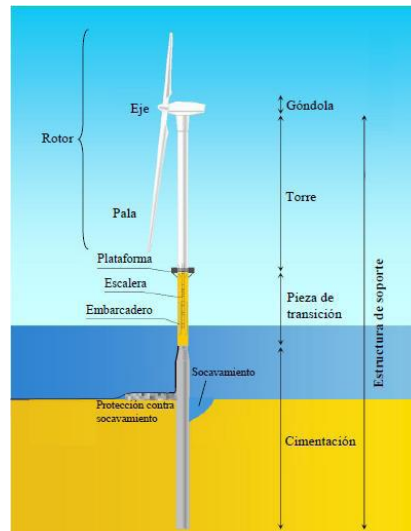
#### **1.3.2. Funcionamiento de un aerogenerador.**

Un aerogenerador es un generador de electricidad activado por la acción del viento. Se basa en el principio de funcionamiento de los antiguos molinos de viento que se empleaban para la molienda empleando la acción del agua.

En este caso, la energía eólica mueve la hélice y, a través de un sistema mecánico de engranajes, hace girar el rotor de un generador, normalmente un alternador, que convierte la energía mecánica rotacional en energía eléctrica.

### 1.3.3. Partes de un aerogenerador.

Un aerogenerador se compone de diferentes partes, a simple vista es apreciable como éste se compone de un rotor, una góndola y una estructura de soporte (que incluye desde la torre hasta la cimentación).



*Figura 7. Partes de un aerogenerador offshore (Tempel, 2006).*

#### ◆ Estructura de soporte

La conforman la torre, la cimentación y la estructura de transición que las une y que transmite las cargas entre ambas.

La *torre* es la estructura que soporta a una determinada altura la góndola y el rotor. Al elevar los componentes se consigue un mayor aprovechamiento de la fuerza del viento, pues a una mayor altura sobre el nivel del suelo mayor será su velocidad, y por lo tanto, también la velocidad de rotación de las palas. Su diseño suele consistir en un tronco cónico o tubular hueco de acero, en cuyo interior se alojan los equipos accesorios de suelo y se facilita un acceso seguro mediante una escalera a la góndola.

La *cimentación* suele ser la parte de la estructura encargada de mantener la posición, la estabilidad, así como de transmitir los esfuerzos generados por la globalidad del aerogenerador al terreno.

#### ◆ Góndola

Es el chasis principal del aerogenerador, se sitúa en la parte superior de la torre y en su interior se encuentran los elementos eléctricos y mecánicos necesarios para convertir el giro del rotor en energía eléctrica. Se encuentra unida a la torre por una corona dentada para

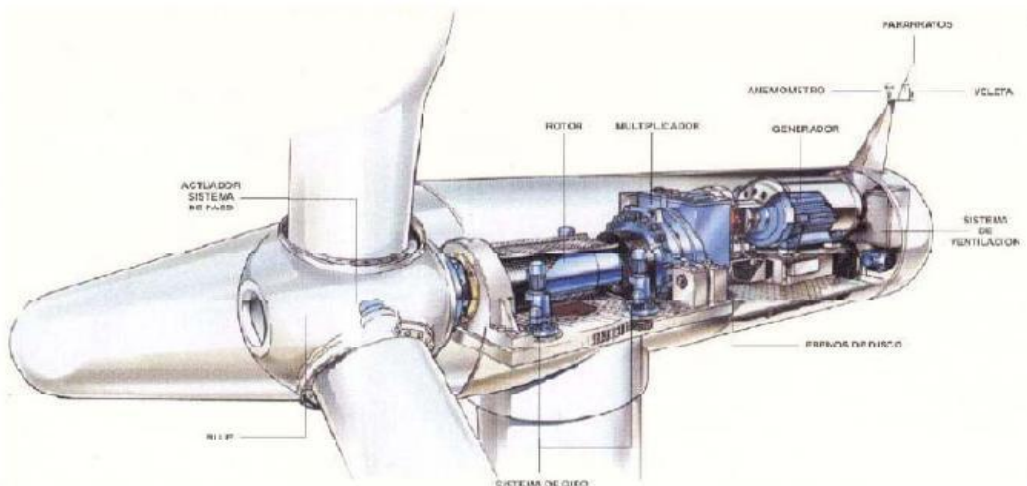
permitir la orientación del rotor al viento, y rotor y las palas por el eje principal que transmitirá la fuerza del viento al multiplicador y al motor sucesivamente. En su parte exterior lleva instalado un anemómetro y una veleta conectados a los sistemas de control de aerogenerador, y unos respiraderos para garantizar la refrigeración del motor. Se construyen en acero forjado y placas de fibra de vidrio.

#### ◆ Rotor

Se encuentra unido al eje principal para la transmisión del giro, y se puede dividir en 3 partes diferenciadas: la nariz, el buje y las palas.

La *nariz* es un elemento aerodinámico que se sitúa en frente de la dirección del viento sobresaliendo de la zona de unión entre las palas y el buje. Su misión consiste en redireccionar el viento de la parte frontal del rotor a los respiraderos de la góndola y a la vez evitar turbulencias en la parte frontal del rotor.

El *buje* es la pieza de unión entre las palas y el eje principal, y por lo tanto el transmisor de la fuerza del viento al interior de la góndola. La unión al eje debe ser de forma rígida, pero con las palas pueden darse dos casos. El primero si es un generador de tres palas, en cuyo caso la unión a las palas debe comportarse también rígidamente, en el caso de aerogeneradores bipala es necesario que la unión entre palas y buje permita una ligera oscilación de hasta tres grados respecto al plano normal del eje de rotación.



*Figura 8.* Góndola y rotor de un aerogenerador.

Las *palas* suelen ser fabricadas con materiales con gran resistencia estructural y a la fatiga para su correcto funcionamiento a lo largo de los 25 años de vida media que se supone a los aerogeneradores, teniendo en cuenta que estarán afectados de inclemencias climáticas, fuerte vientos y en los casos de aerogeneradores offshore a salinidad. Además deben ser



fácilmente mecanizables para dotarlas de un diseño aerodinámico que minimice las cargas sobre el resto de la estructura y capte eficazmente la fuerza del viento. Los materiales empleados para cumplir todas estas premisas son materiales compuestos de fibra de vidrio y epoxis o poliéster, fibra de carbono, etc.

#### **1.3.4. Sistemas de control de funcionamiento.**

Los sistemas de control en un aerogenerador tienen dos importantes cometidos, el primero es el aprovechamiento máximo de la fuerza del viento mediante la orientación del rotor, el segundo es la protección del aerogenerador ante velocidades de viento que podrían dañar la instalación.

Para el cometido de la orientación el aerogenerador cuenta con equipos anemométricos y de medida de la dirección del viento instalado sobre la góndola. Los datos recogidos pasan al ordenador de control que según un algoritmo determinado decidirá como deberá mover la góndola gracias al sistema de corona dentada y motor de giro instalados en la base de la góndola en su unión con la torre. Es necesario aclarar que el control sobre la orientación del rotor no se realiza a tiempo real, si no que el algoritmo, con los datos recogidos, debe ser capaz de garantizar que realmente el viento a cambiado de dirección de forma estable, antes de que se produzca el giro de la góndola, ya que en caso contrario daría lugar a un movimiento errático del sistema que reduciría su eficiencia.

En los casos que el viento ha superado la velocidad nominal de trabajo, en la que se alcanza la máxima potencia producida por el equipo, y llega a la velocidad de parada, existen dos métodos de control, Activo y Pasivo, para evitar que puedan producirse daños.

##### **◆ Activo**

Mediante un dispositivo mecánico las palas giran el perfil enfrentado al viento cambiando su aerodinámica, por lo que para velocidades mayores de viento para las que están diseñadas a trabajar de forma óptima, aprovechan en menor medida, mediante el cambio de ángulo, la velocidad del viento, y la potencia suministrada y cargas inerciales permanecen en un rango de trabajo apropiados. Es el método más caro pero también es el que ofrece un mejor control.

##### **◆ Pasivo**

En este caso las palas no poseen ningún tipo de mecanismo de variación del ángulo ofrecido al viento, si no que permanecen fijas al rotor en todo momento. En su lugar, las palas con este mecanismo de control se diseñan de tal manera que para velocidades demasiado elevadas del viento se producen turbulencias en la parte de la pala de baja presión, por lo que la diferencia de presiones entre un lado y otro de la pala disminuye. Es decir, pasado un límite de velocidad del viento, este disminuye la fracción de energía transmitida al movimiento de las

palas por las turbulencias ocasionadas, rebajando la velocidad de giro del rotor. Este método de control es mucho más económico, pero menos exacto y eficiente que el activo, aún así, alrededor de dos tercios de los aerogeneradores instalados hoy en día utilizan este método.

### **1.3.5. Tipos de aerogeneradores.**

Los aerogeneradores pueden ser de dos tipos, en función de la orientación de su eje de rotación.

#### **◆ Aerogeneradores de eje vertical**

Su desarrollo tecnológico está menos avanzado que las anteriores y su uso es escaso, aunque tiene perspectivas de crecimiento. No necesitan orientación y ofrecen menos resistencia al viento (véase figura 9).



*Figura 9. Aerogenerador de eje vertical.*

#### **◆ Aerogeneradores de eje horizontal:**

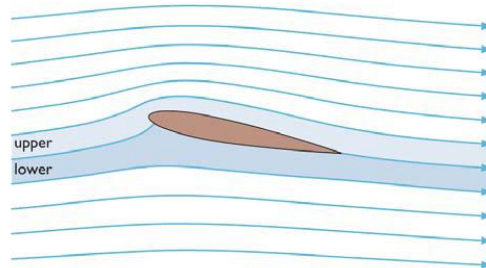
Son los más utilizados. Deben mantenerse paralelos al viento, lo que exige una orientación previa, de modo que este incida sobre las palas y haga girar el eje. Estos aerogeneradores pueden ser:

- ◆ *Potencia baja o media (0 a 50 kW):* Suelen tener muchas palas (hasta veinticuatro).se utilizan en el medio rural y como complemento para viviendas.
- ◆ *Alta potencia (más de 50 kW):* Suelen tener como máximo cuatro palas de perfil aerodinámico, aunque normalmente tienen tres. Necesitan vientos de más de 9 m/s. Tiene uso industrial, disponiéndose en parques o centrales eólicas.

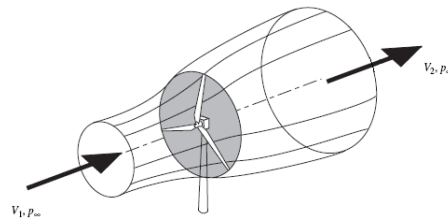


*Figura 10. Aerogenerador de eje horizontal.*

Los aerogeneradores de eje horizontal (figura 10) están formados normalmente por dos o tres palas de diámetro variable en función de la potencia. El viento, incide perpendicularmente sobre las palas del aerogenerador y debido a la diferencia de presiones que se produce entre la cara activa y la pasiva de la pala, se genera una fuerza que permite el movimiento rotatorio de las palas.



*Figura 11. Esquema del funcionamiento de una pala de aerogenerador.*



*Figura 12. Tubo de corriente de la obtención de la energía eólica.*

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

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

$$p_1 + \frac{1}{2} \rho v_1^2 = p_2 + \frac{1}{2} \rho v_2^2 \rightarrow \Delta p = \frac{1}{2} \rho (v_1^2 - v_2^2) \quad \text{[ecuación 1.1.]}$$

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

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \cdot C_p \quad \text{[ecuación 1.2.]}$$

Donde:

P = Potencia (W).

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

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

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

$C_p$  = Coeficiente de empuje (su límite máximo está dado por el número de Betz y es de 0,5926).

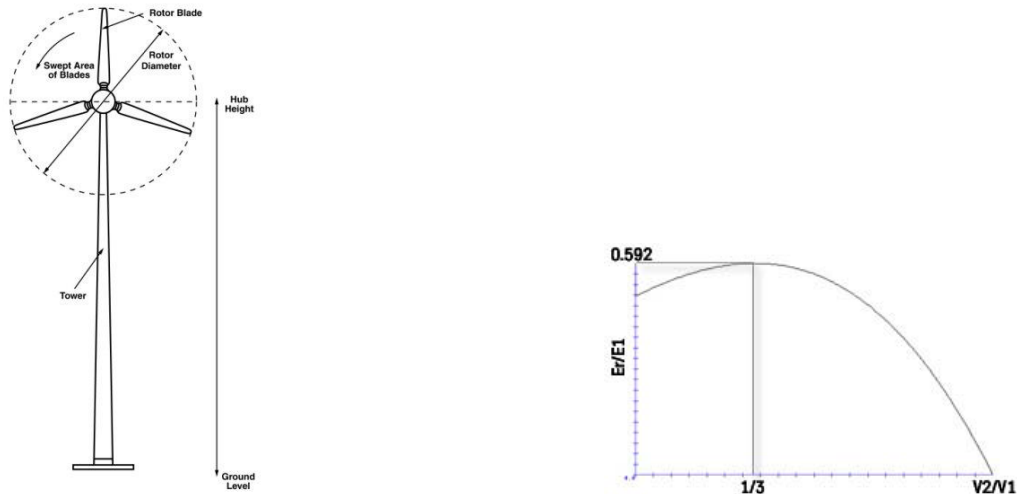


Figura 13. Representación del área desarrollada del disco.

Curva de  $C_p$ .

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

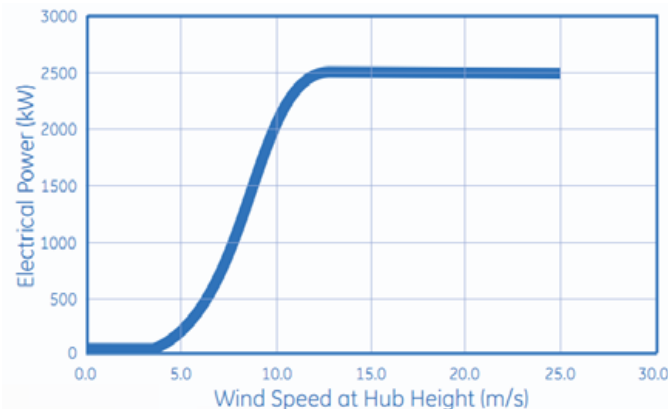


Figura 14. Curva de potencia de un aerogenerador.

## 2. DESCRIPCIÓN DE LOS TIPOS DE ESTRUCTURAS MARINAS ACTUALES.

Las primeras instalaciones de aerogeneradores en el mar se realizaron en aguas no profundas utilizando las tecnologías existentes para parques en tierra y las tecnologías desarrolladas por el sector de extracción de petróleo y gas en alta mar. Durante la construcción de las mismas afloraron los puntos débiles de la tecnología utilizada hasta ese momento y la necesidad de disponer de nuevas tecnologías específicas para la construcción de parques eólicos marinos en aguas profundas a un nivel competitivo en el mercado.

Conforme ha ido avanzando el desarrollo de la energía eólica marina, han surgido nuevas necesidades. Principalmente el hecho de que los mejores emplazamientos se encuentran ubicados a mayores distancias de la costa, donde las profundidades del mar y los océanos son superiores a los 40m en su mayoría. Sin embargo, en estas profundidades ya no resulta posible la instalación de aerogeneradores mediante las técnicas convencionales de cimentación, por lo que surge una nueva línea de investigación en materiales y estructuras para su aplicación en aguas de más de 40m de calado.

Esta segunda generación de subestructuras marinas son las estructuras fijas de acero multipata, como la celosía o trípode, que se basan en las utilizadas para plataformas de petróleo o gas.

Para profundidades superiores, la investigación de subestructuras se centra en el concepto de estructuras flotantes, las cuales pueden suponer un impulso definitivo para el desarrollo de parques eólicos en aguas profundas.

Resumiendo los tipos de subestructuras marinas existentes y en estudio en la actualidad, se podrían agrupar en tres grandes grupos:

- ◆ Cimentaciones para aguas poco profundas (hasta 18m).
- ◆ Cimentaciones para aguas de profundidades intermedias (entorno a los 50m).
- ◆ Cimentaciones para aguas muy profundas. Estructuras flotantes.

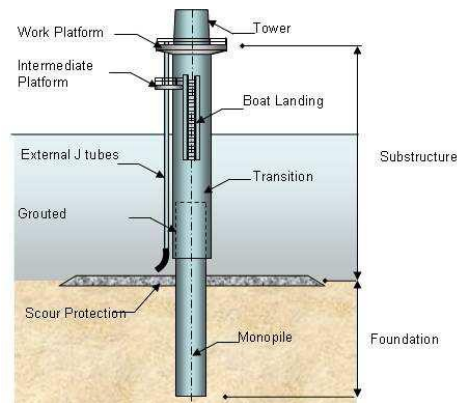
### 2.1. Cimentaciones para aguas poco profundas (hasta 18m).

Son cimentaciones que se basan en las técnicas utilizadas para los emplazamientos terrestres:

#### ◆ **Monopilote**

Las cimentaciones de tipo monopilote se aplican en aguas poco profundas y requieren un suelo firme y sólido. Consiste en un único pilote, tal y como su nombre indica, que se enclava al suelo marino. La ventaja principal es que son simples, ligeras y versátiles, ya que no precisan acondicionar el lecho marino. Sin embargo, como inconveniente está el difícil manejo de las mismas por su gran longitud, lo que hace que requieran grúas especiales y pilotaje.

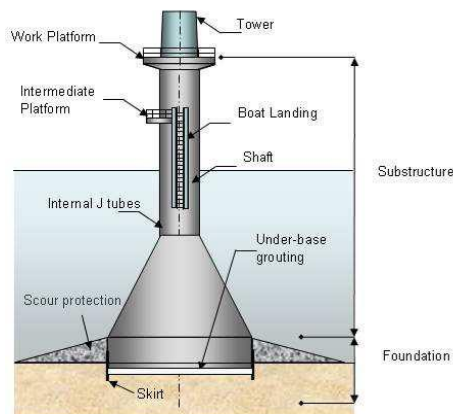
Además necesitan la pre-excavación del agujero donde van a ser instaladas (véase la figura 15).



*Figura 15. Subestructura marina de tipo monopilote.*

#### ♦ **De gravedad**

Por otro lado, las cimentaciones por gravedad se realizan con zapatas similares a las utilizadas en turbinas terrestres. Estas suelen ser de cajón de acero o de cajón de hormigón. Su aplicación es posible en todo tipo de suelos marinos, siempre y cuando estén sobre una plataforma continental. Como ventaja tienen el fácil transporte e instalación pero como desventaja la escasa viabilidad en aguas profundas debido al incremento exagerado del coste (véase la figura 16).



*Figura 16. Subestructura marina de tipo zapata. Cimentación por gravedad.*

## **2.2. Cimentaciones para aguas de profundidad intermedia (entorno a los 50m).**

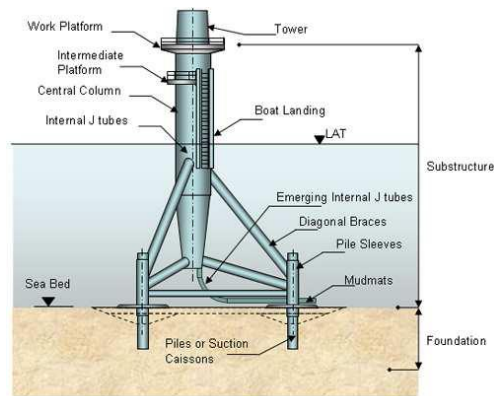
En este grupo se encuentra la estructura en celosía. También se les conoce como cimentaciones multipata. Las de uso más extendido son la trípode y la de celosía. Estas últimas

también se consideran multipata ya que se basan en cuatro patas verticales que se rigidizan mediante barras formando la celosía.

La aplicación de este tipo de subestructuras permite profundidades mayores que las de gravedad o monopilote, entre 40 y 50m, y además aguantan condiciones ambientales variadas. Esto es debido a que el coste de las anteriores incrementa enormemente para más de 18m de profundidad, la cual está estimada como la altura máxima viable económicamente.

#### ♦ **Trípode**

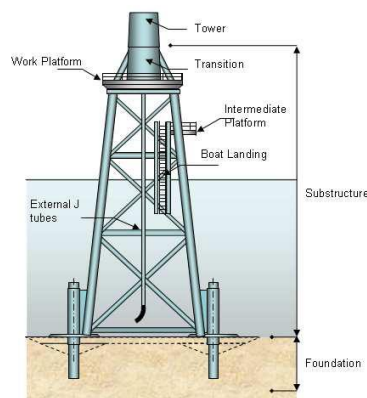
Los trípodes requieren un lecho marino sólido donde enclavar los micropilotes de unión al mismo, pero el acondicionamiento requerido del suelo marino es mínimo. Se trata de un tipo de estructura muy rígida y versátil, aunque tiene un coste de construcción e instalación muy elevado (véase la figura 17).



*Figura 17. Subestructura marina de tipo trípode.*

#### ♦ **Celosía o Jacket**

Por otro lado están las cimentaciones en celosía. Estas estructuras son para profundidades y condiciones análogas a las de tipo trípode. Surgen como aplicación de las tecnologías de las plataformas marinas de extracción de petróleo y gas al sector eólico. También son estructuras caras en cuanto a producción e instalación (véase la figura 18).



*Figura 18. Subestructuras marinas tipo celosía o Jacket.*

Una de las ventajas que posee la subestructura trípode frente a la jacket es la reducción de acero utilizado. De esta manera, la subestructura trípode resulta ser más barata que la de celosía.

### 2.3. Cimentaciones para aguas muy profundas. Estructuras flotantes.

Con el fin de aprovechar la potencia del viento en costas donde las profundidades son mayores, como el Mar del Norte de Noruega, el Océano Atlántico o el Mediterráneo se requiere un nuevo concepto en el diseño de las subestructuras marinas, en este caso la tecnología flotante.. Se estima que estas podrían constituir un impulso definitivo para el desarrollo de parques eólicos marinos en aguas profundas.

Dentro del grupo de las estructuras flotantes, existen muchos tipos diferentes de estructuras basadas en tres conceptos distintos:

- ◆ Estabilidad por lastre.
- ◆ Estabilidad por formas.
- ◆ Estabilidad por sistemas de fondeo.

En la figura 19 se muestra un triángulo con los tres conceptos y las diferentes estructuras flotantes existentes. Cada tipo de estructura se encuentra en una zona del triángulo en función de la influencia de cada concepto.

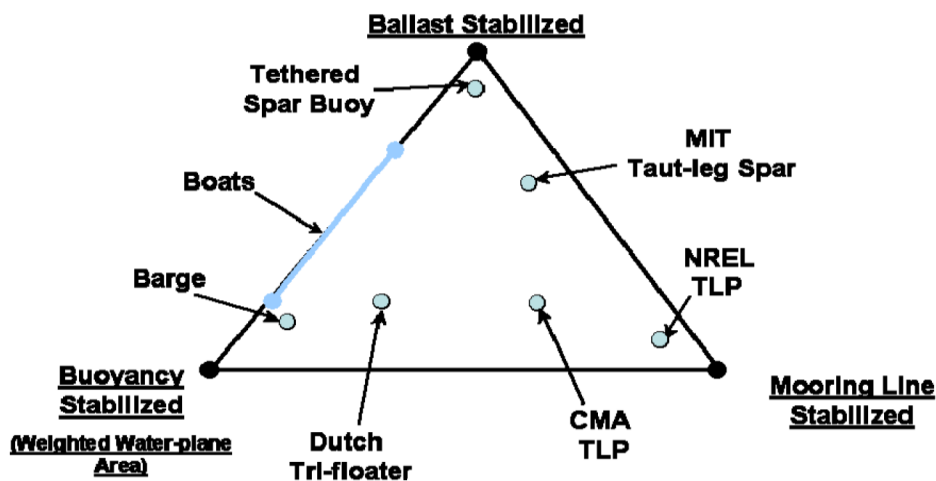


Figura 19. Triángulo de estabilidad de los sistemas flotante [9].

El triángulo de estabilidad de estructuras flotantes muestra los diferentes enfoques para alcanzar la estabilidad estática en la estructura flotante. Estos conceptos, que se encuentran en los vértices del triángulo, son la estabilidad por lastre, la estabilidad de formas y la estabilidad por sistema de fondeo.



Además el triángulo de estabilidad pretende representar el hecho de que los conceptos de estructuras flotantes son combinación de los tres enfoques (véase la figura 20).

Las estructuras flotantes se podrían clasificar entonces como sigue:

- ◆ *SPAR*: consigue la estabilidad por lastre (Ballast).
- ◆ *Semisumergible o Barge*: obtiene la estabilidad por formas (Buoyancy).
- ◆ *TLP (Tension Leg Platform)*: obtiene la estabilidad por sistema de fondeo (Mooring Line).

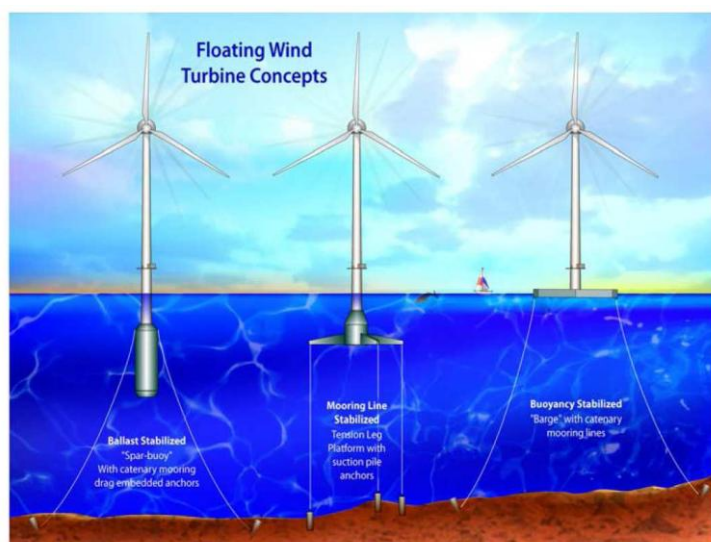


Figura 20. Subestructuras eólicas marinas por medio de sistemas flotantes [9].

En la figura se pueden apreciar los tres tipos de sistemas de estabilidad en subestructuras flotantes. De todas maneras, es importante remarcar que ninguna subestructura consigue la estabilidad por uno de los conceptos de forma pura, sino como combinación de ellos.

La tabla 2.1. muestra en resume las características de cada subestructura [10]:

Tipo de estructura	Breve descripción física	Profundidades adecuadas	Ventajas	Limitaciones
<b>Monopilote de Acero</b>	Un pilar de soporte.	10 – 30m.	De fácil fabricación.	Competitividad en función de las condiciones y el fondo marino.
<b>Monopilote de cemento. Instalado por perforación</b>	Un pilar de soporte.	10 – 40m.	Combinación de métodos de eficacia probada, coste efectivo, menos impacto ambiental (ruido), industrialización posible.	Pesada para transportar.

<b>Gravedad base</b>	Estructura de hormigón utilizado en el banco Thornton.	Hasta 40m y más.	No hay ruido, barato.	El transporte puede ser problemático para grandes turbinas. Se requiere de una preparación del fondo marino. Se necesitan de un equipo pesado para sacarla.
<b>Cuchara de aspiración</b>	Cilindro de acero con sellado superior pulsa en el suelo oceánico	No disponible.	Relativamente fácil de instalar, fácil de extraer.	Muy sensible a las condiciones del fondo marino.
<b>Trípode / Cuatrípode</b>	Estructura con 3 / 4 patas.	Hasta 30m y más.	Alta resistencia. Adecuado para turbinas a gran escala.	Fabricación compleja, pesado para transportar.
<b>Jacket</b>	Estructura de red (objeto en forma de red).	> 40m.	Menos ruido. Adecuado para turbinas a gran escala	Caro hasta ahora. Sujeto a carga y onda falla por fatiga. Gran período de instalación offshore (primeras pilas, más tarde en la colocación de la estructura y lechada) por lo tanto sensible al impacto de las condiciones meteorológicas.
<b>Flotante</b>	No está en contacto con el fondo marino.	> 50m.	Adecuado para aguas profundas, lo que permite gran potencial energético para ser aprovechado.	Peso y costo, estables, bajo historial de parques eólicos marinos.
<b>Boya Spar</b>	Cilindro de acero flotante unido al fondo marino.	120 – 700m.	Aguas muy profundas, menos acero.	Caro en esta etapa.
<b>Semi-sumergible</b>	Cilindro de acero flotante unido al fondo marino.	Prototipo Blue H que se está probando en 113m.	Aguas profundas, menos acero.	Caro en esta etapa.

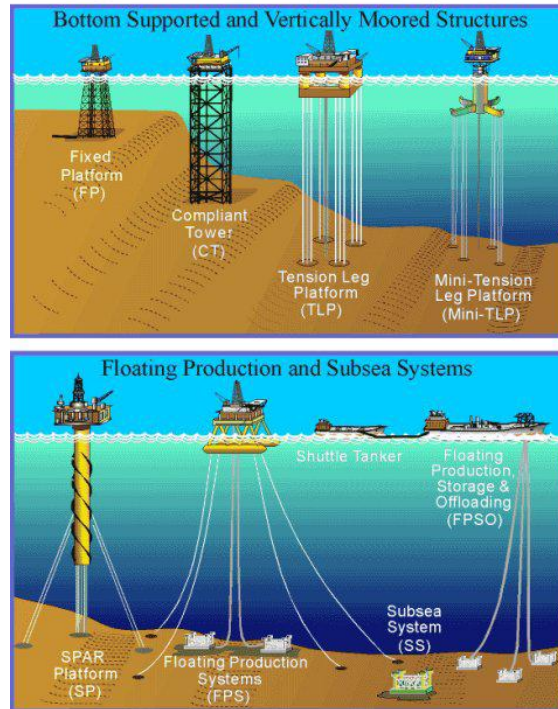
#### 2.4. Aplicación de las estructuras de tipo trípode en ámbito marino.

Los desafíos técnicos son mayores en el mar que en los parques terrestres pero no mayores que los que fueron para la industria petrolífera y gaseosa en el Mar del Norte cuando decidió adaptar la tecnología utilizada en tierra a un medio más hostil como es el mar.

La experiencia de este sector aporta muchísimos conocimientos y facilidades a la hora de realizar los diseños de la industria eólica en el mar, ya que ha realizado un estudio exhaustivo del mar y de las estructuras sobre las que se apoya una gran parte del diseño. Por lo tanto, el sector petrolífero y gaseoso ofrece a la eólica marina un conocimiento indispensable del estudio de las plataformas marinas (subestructuras de las turbinas) en las que se instalan los aerogeneradores.

La industria petrolífera y gaseosa ha ido conquistando nuevas profundidades marinas a lo largo de su historia. Para ello han tenido que desarrollar distintas tecnologías, de las cuales muchas se están utilizando en el sector eólico marino.

## Deepwater Development Systems



*Figura 21. Desarrollo de las plataformas marinas en función de la profundidad.*

Como se muestra en la figura 21 el sector petrolífero empezó desarrollando estructuras de celosía rígida (estructuras jacket) fijas al fondo marino para pequeñas profundidades. A medida que fueron encontrando pozos de gas o de petróleo a mayores profundidades, siguieron con el mismo concepto de estructura de celosía hasta alcanzar aproximadamente los 450 - 500 metros de profundidad. A partir de esta profundidad desarrollaron otros nuevos conceptos de estructuras rígidas, las cuales se han llegado a utilizar hasta los 800 m de profundidad marina.

Para profundidades mayores de 800 - 900 metros el sector petrolífero desarrolló el concepto de brazos tensionados (TLP) con el cual han conseguido llegar a profundidades de 2000 metros.

Por último, están las estructuras flotantes, con las cuales se han podido instalar plataformas petrolíferas a unas profundidades de hasta los 3000 metros. Dentro de este tipo de estructuras se encuentra la famosa boya Spar.

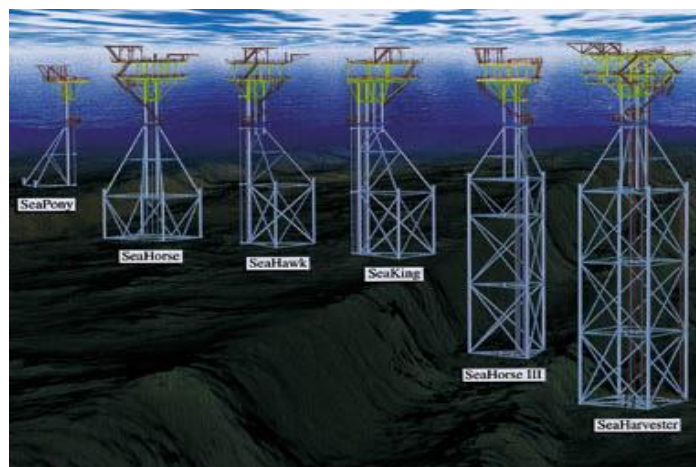
Todos estos conceptos estructurales desarrollados por el sector petrolífero y gaseoso se han ido aplicando en otra escala menor al sector eólico marino, empezando por las tecnologías de estructuras fijas, pasando por las TLP (brazos tensionados) y llegando a usar la tecnología Spar para grandes profundidades.

Por ello se debe insistir en la gran influencia del sector petrolífero en el desarrollo del sector eólico marino, sin su ayuda la industria eólica marina todavía estaría dando sus primeros pasos.

El sector del petróleo y gas ha participado en el desarrollo en todos los tipos de subestructuras fijas utilizadas en la eólica marina para aguas profundas. Junto con la ya mencionada estructura de celosía o jacket, este sector también ha desarrollado la estructura fija de tipo trípode.

Generalmente las estructuras de tipo trípode se han utilizado en plataformas petrolíferas como estructura intermedia entre la estructura de celosía que llega del fondo marino y la parte habitable de la plataforma, es decir, como un elemento secundario de transición entre la subestructura marina y la plataforma.

En las siguientes figuras, 22 y 23, se muestra la aplicación de la estructura trípode en plataformas marinas. En la primera aparece el concepto de la estructura trípode en la superficie marina.



*Figura 22. Distintos tipos de subestructuras marinas utilizadas por el sector petrolífero.*

A continuación se muestra en la siguiente figura una aplicación directa del concepto de estructura trípode desarrollada por la industria petrolífera.



*Figura 23. Estructura trípode utilizada por el sector petrolífero.*

Como se puede apreciar en las figuras anteriores, la forma estructural de los brazos no es exactamente la misma que en una estructura trípode de un aerogenerador marino, pero el concepto es el mismo, siendo la estructura trípode de una turbina marina una aplicación directa de las estructuras trípodes utilizadas en la industria petrolífera.

A continuación se citan algunos aspectos muy importantes en los que la industria petrolífera ha ayudado al sector eólico marino:

- ◆ Conocimiento de las cargas marinas que actúan sobre la estructura.
- ◆ Tipo de unión que se debe utilizar.
- ◆ Tratamientos a los que hay que aplicar los materiales sumergidos para evitar la corrosión.
- ◆ Tecnologías de cimentación.
- ◆ Conocimiento de la geología marina.
- ◆ Métodos y buques de instalación de plataformas marinas.

A pesar de todas las ventajas aportadas por la tecnología petrolífera, existen diferencias importantes entre este sector petrolífero y el eólico. La tabla 2.2. muestra una comparación entre los requerimientos de diseño de plataformas petrolíferas y eólicas marinas.

Requerimientos de diseño	PLATAFORMA EÓLICA	PLATAFORMA PETROLÍFERA
Número de unidades producidas	1000	Habitualmente 1
Ratio de personal	Únicamente para mantenimiento	Viven en la plataforma
Ubicación y precisión en la localización	Baja	Alta
Riesgo de explosión	Identificado en zonas concretas	Extenso
Requerimientos de estabilización dinámicos	Se permiten movimientos importantes	Los movimientos tienen que ser limitados
Riesgos ante fallos	Pérdida de inversiones y aprovechamiento energético	Fugas de petróleo y riesgo para las personas que están en la plataforma
Profundidad habitual	12,9 – 182,88 m (teórico)	0,457 - 2,438 km

*Tabla 2.2.: Comparación de las especificaciones de diseño entre una plataforma marina destinada al sector de extracción de petróleo o gas frente a una plataforma eólica realizada por NREL.*

Con esta tabla se pueden apreciar las distintas necesidades de cada sector. Aunque existen muchas necesidades comunes en los dos sectores, en las que la eólica se apoya en la experiencia de sector petrolífero. Pero existen otras muchas necesidades en las que la industria petrolífera no puede ayudar tan directamente al mundo eólico marino, por lo que deben de ser desarrolladas por la industria eólica.

## 2.5. Desarrollo futuro de los aerogeneradores offshore.

Uno de los primeros pasos que se deben dar en el futuro constituye el salto de los parques experimentales a los parques comerciales marinos. Para ello se deberán desarrollar y certificar las actuales subestructuras fijas utilizadas en aguas profundas (trípode y jacket) en los distintos parques europeos experimentales como Alfa Ventus (Alemania).

Pero no será suficiente con certificarlas sino que los fabricantes deberán disminuir tanto los costes de fabricación como de instalación. En este aspecto la estructura trípode tiene una ventaja frente a la de celosía, ya que al utilizar menor cantidad de material en su fabricación, es algo más barata que la estructura de tipo celosía.



*Figura 24. Imagen de un parque eólico marino [10].*

Al margen de la importancia de desarrollar las subestructuras fijas marinas, el futuro de la eólica marina de muchos países del mundo pasa por desarrollar las subestructuras flotantes. Este tipo de subestructuras, elimina la limitación de construir parques eólicos marinos en aguas profundas y lejos de la costa, aumenta muchísimo en número de emplazamientos posibles para la construcción de parques eólicos marinos. Por ello muchas de las empresas europeas están invirtiendo en la investigación de subestructuras flotantes.

Uno de los países más interesados en el desarrollo de este tipo de subestructura es España. Las características de la plataforma continental que hay más allá de las costas españolas, hace que sean muy escasos los emplazamientos que permiten construir parques eólicos marinos con los aerogeneradores actuales a menos de 50 metros de profundidad. En las costas españolas la profundidad de las aguas aumenta de manera muy rápida a medida que se aleja de la costa.

Esto limita la utilización de subestructuras fijas en toda la península Ibérica por lo que en caso de instalar aerogeneradores marinos deberán ser instalados sobre estructuras flotantes. Se espera que España instale la innovadora tecnología de boya Spar en sus costas para el año 2015.

En España existen ya dos parques eólicos propuestos, en Galicia y Cádiz, ya que son dos emplazamientos idóneos debido al carácter constante del viento existente. La construcción de los mismos dependerá de muchos factores que se comentan más adelante. El delta del Ebro es otro buen emplazamiento para promover parques eólicos marinos en España, pero la fuerza del sector turístico en toda la costa Mediterránea prohíbe la construcción de parques eólicos, debido al impacto visual que estos producen.

Para poder desarrollar el sector eólico marino y que llegue a ser un sector con fuerza en Europa, se deberán tener en cuenta el desarrollo en los distintos campos que se citan a continuación:

- ◆ Desarrollo de turbinas de mayor potencia y adaptadas a las condiciones del viento marino, el cual es más constante, con menos turbulencia y alcanza la estabilidad del perfil vertical de velocidades más rápidamente. Para que sea posible el desarrollo de aerogeneradores de mayor potencia, es necesaria una investigación paralela de nuevos materiales que den una mayor resistencia y sean más ligeros para no aumentar exageradamente el tamaño de los aerogeneradores, ya que si no sería muy difícil su manipulación.
- ◆ Desarrollo de tecnologías nuevas para obtener un cable submarino de gran fiabilidad para largas distancias de la costa y además que tengan la capacidad de evacuar mayor tensión que los utilizados en los parques eólicos terrestres.
- ◆ De la mano con lo anterior va el desarrollo de nuevos componentes y tecnologías HVDC (*High Voltage Direct Current*) para la evacuación de dichos niveles de potencia tan altos.
- ◆ No deberían existir limitaciones en la instalación de parques en cuanto a la profundidad de las aguas se refiere en cuanto a poder alcanzar un aprovechamiento de energía óptimo, por lo que deberán desarrollarse nuevos materiales y tecnologías de construcción de estructuras flotantes para los aerogeneradores, subestaciones, y demás sistemas e instalaciones que posean los parques eólicos.
- ◆ Desarrollo de tecnologías para lograr el aprovechamiento de las cimentaciones y estructuras flotantes como serían las granjas marinas en mar abierto o plantas de desalación.
- ◆ Desarrollo de nuevas tecnologías de buques para las labores de montaje, mantenimiento, estudio y medición de los parques eólicos.

La tecnología y conocimientos en el campo de los aerogeneradores *offshore* seguirán evolucionando. En tierra, la evolución más evidente en las últimas dos décadas de los aerogeneradores ha sido la ampliación del diámetro de rotor. Ahora que se han alcanzado y superado los 100 metros de diámetro, la carrera de la escala está frenada para los

aerogeneradores *onshore*, sin embargo, para los *offshore*, la evolución de escala es probable que continúe. Las empresas han experimentado la dificultad de las operaciones *offshore* y desconfían de la implementación de los aerogeneradores antes de que hayan demostrado un desempeño fiable. Por otro lado, muchos reconocen que hay un mercado muy grande para las turbinas en alta mar, en particular una turbina flotante económica para aplicaciones de aguas profundas. Butterfield et al [11] destacan la importancia de las turbinas flotantes así como los desafíos técnicos. Al estar las turbinas diseñadas específicamente para la aplicación *offshore*, hay muchas innovaciones que probablemente se pongan a prueba o son susceptibles de amplias mejoras. A continuación se describen algunas de las más probables:

#### ◆ **Aerogeneradores aligerados**

Los aerogeneradores *offshore* están dramáticamente condicionados por su peso. Un mayor peso en lo alto (palas, turbina...) hace que se agrande todo el diseño hasta los cimientos, encareciendo en gran medida los costes, pues las cargas estáticas y dinámicas se incrementan.

Los rotores ligeros serán más flexibles y minimizarán las cargas dinámicas, lo cual reducirá la estructura de soporte requerida. Para ello, se tiene previsto el empleo de materiales más caros en un esfuerzo por controlar la flexibilidad a la par que reduce el peso. Por ejemplo, quizás valiera la pena el uso de más carbono en las hojas si de esa manera se reducen los costes de la materia en otras partes de la estructura. También puede ser viable hacer las hojas extremadamente más flexibles para desprenderse de cargas. El reto de este plan de actuación es la búsqueda de un diseño equilibrado en esos aspectos, teniendo en cuenta que la desviación de las palas no puede sobrepasar margen mínimo de espacio con la torre.

#### ◆ **Rotores a favor del viento**

En los rotores colocados contra la dirección del viento (*upwind*), los más habituales, la desviación de las palas viene limitada por la distancia de seguridad respecto a la torre. Los estándares IEC limitan esta distancia mínima admisible en las condiciones de trabajo más extremas. Esto se ha traducido en que las turbinas tengan un máximo de inclinación en el eje rotor-góndola, en palas cónicas en su cara anterior o incluso curvadas hacia delante. Todas estas variantes han conducido a un aumento en la carga de las palas y la góndola, y al hecho de que las palas ya no están limitadas por su carga admisible, sino por su desviación.

Hace casi tres décadas los aerogeneradores encarados a favor del viento eran habituales por sus ventajas evidentes a la hora de aliviar la carga. Las cargas de empuje del viento tienden a desviar las palas, separándolas de la torre, o dicho de otra manera, la separación media de las palas respecto a la torre aumentaría en lugar de disminuir en condiciones de carga, como lo hacen con todos los aerogeneradores moderno. La razón por la que los diseñadores dejaron ese diseño, fue por las muchas quejas de los residentes locales, principalmente en Europa, en referencia al ruido de baja frecuencia causado por las palas al pasar por la sombra de la torre. Sin embargo, se ha aprendido mucho en los últimos años en



cuanto al ruido y la forma de mitigarlo. El ruido no ha sido un tema de investigación importante, porque la industria del norte de Europa optó por evitar mediante el diseño de rotores contra el viento.

Al estar las estructuras offshore generalmente lejos de cualquier vivienda, ese el ruido no debería ser un condicionante, por lo que es muy probable que en un futuro próximo los aerogeneradores offshore cambien su orientación respecto al viento.

#### ◆ **Diseños con dos palas**

El diseño de turbinas con sólo dos palas fue dejado de lado en el mercado europeo por razones estéticas. Sin embargo, es posible que las ventajas en costes de colocar una pala menos traigan de vuelta esta idea a los diseñadores. En los años 70 y principios de los 80, hubo varios diseños comerciales de turbinas de dos palas. Muchos eran técnicamente viables, pero necesitaban más desarrollo para resolver problemas ingenieriles. Algunos investigadores han sugerido que las turbinas en alta mar se beneficiarían del menor peso estos diseños.

#### ◆ **Estructuras de soporte flotantes**

La visión a gran escala de aerogeneradores offshore flotantes fue introducida por primera vez por el profesor William E. Heronemus en la Universidad de Massachusetts en 1972 [1], pero no fue hasta mediados de 1990, después de que la industria eólica comercial estuvo bien establecida, que el tema fue retomado como una de las principales vías de investigación. La tecnología actual con estructuras de soporte empotradas al terreno ha visto limitado su despliegue a profundidades de aproximadamente 30 m. A medida que avanza la tecnología en aguas profundas, las plataformas para aerogeneradores flotantes probablemente pasen a ser el medio más económico para el despliegue de parques eólicos marinos en algunos lugares.

### 3. ESTADO DE ARTE EN EL DISEÑO DE ESTRUCTURAS MARINAS

#### 3.1. Introducción.

Hasta la fecha la mitad de los parques eólicos marinos están en Europa. Sin embargo, dos países fuera de Europa, Estados Unidos y China, están interesados en explotar su potencial energético del viento marino, contratando a compañías europeas las cuales les proporcionarán las tecnologías desarrolladas, experiencias acumuladas, planificación de proyectos, y conocimientos en infraestructuras y en la instalación de equipos.

La industria eólica marina se encuentra todavía en una fase temprana de su evolución. Existen parques comerciales marinos en Europa pero únicamente en emplazamientos de poca profundidad y cerca de la costa. Son parques en los que se utilizan sobre todo subestructuras monopilote y de gravedad.

Existen en Europa varios parques marinos experimentales. Entre todos los parques eólicos marinos europeos experimentales, Alfa Ventus (Alemania) es el más importante de subestructuras fijas para aguas profundas (alrededor de 50 metros de profundidad), ya que poseen 12 turbinas de 5 MW cada una, con 6 subestructuras de tipo trípode y 6 de tipo celosía. Una vez que estas subestructuras sean certificadas, se espera que en el futuro sean las principales subestructuras fijas marinas instaladas en parques marinos con profundidades de hasta los 50 metros.



*Figura 25: Parque eólico marino Alfa Ventus (Alemania).*

En cuanto a las estructuras flotantes también se encuentran en fase experimental pero se espera un gran impulso de este tipo de subestructura en los siguientes años debido a la importancia de las mismas.

Los parques experimentales europeos no sólo se están utilizando para comprobar los nuevos diseños de las subestructuras marinas y aerogeneradores de última generación (5 MW), también se están estudiando todos los componentes y factores de un parque eólico marino: red eléctrica marina, mantenimiento de las turbinas, accesibilidad a los parques, problemas medioambientales, posibles aplicaciones de sinergias como la acuicultura o

desaladoras, capacidad y métodos de los buques de instalación, capacidad del personal de trabajo, etc.

Por otro lado, el grupo de encuentro a nivel mundial llamado “*Offshore Code Comparison Collaboration*” (OC3), está llevando a cabo un estudio y valoración de los códigos utilizados en el cálculo de estructuras marinas en el sector eólico marino. Hoy por hoy, no existe en todo el mundo ningún paquete informático que disponga de un módulo de cálculo de cargas de olas bueno y otro módulo de cálculo de cargas de viento acoplados que resuelva las tensiones producidas en la estructura debido a las carga del viento y olas. El programa de cálculo de cargas de olas Bladed (GL), sí que tiene un módulo de cálculo hidrodinámico, pero todavía no representa las cargas marinas tan bien como lo hacen programas como Sesam, diseñados para cálculos hidrodinámicos.

La carga generada por el viento se calcula mediante programas como Fast (código libre), Bladed (GL, Garrad Hassan) o Flex5 (Universidad Técnica de Dinamarca). Por otro lado las cargas generadas por las olas o cargas marinas se calculan con programas como Poseidon (Germanischer Lloyd) o Sesam (DNV software), códigos desarrollados por el sector petrolífero y gaseoso.

	FAST	Bladed	FLEX5	ADAMS	HAWC2
Code Developer	NREL	GH	DTU / SWE	MSC / NREL	Rise
OC3 User	NREL, CENER	GH, CENER	SWE	NREL	Rise
<b>Aerodynamics</b>					
Loading Model	BEM, GDW	BEM, GDW	BEM	BEM, GDW	BEM, GDW
<b>Hydrodynamics</b>					
Wave Kinematics	Airy <sup>1</sup> , UD	Airy <sup>1</sup> , Stream	Airy <sup>1</sup> , Stream, UD	Airy <sup>1</sup> , UD	UD
Loading Model	ME <sup>1,2,3</sup> , PF, UD	ME <sup>1,2,3</sup>	ME <sup>1,2,3,4</sup>	ME <sup>1,2,3</sup> , PF, UD	ME <sup>1,2,3</sup>
<b>Control System (Servo)</b>					
Implementation	DLL, UD, SM	DLL	DLL, UD	DLL, UD	DLL, UD
<b>Structural Dynamics (Elastic)</b>					
Analysis Method	Modal / MBS	Modal / FEM	Modal / FEM	MBS	MBS / FEM
Support Structure Types	GB, MP, FL <sup>1,2,3,4</sup>	GB, MP, SF, FL <sup>1</sup>	GB, MP, SF, FL <sup>1</sup>	GB, MP, SF, FL <sup>1,2,3,4</sup>	GB, MP, SF, FL <sup>1</sup>
Foundation Models	AF, CS, DS, UD	AF, CS, DS	AF, CS, DS, UD	AF, CS, DS, UD	AF, CS, DS, UD
AF	- apparent fixity length (i.e., cantilevered beam)	FL <sup>1-7</sup>	- floating platform of type 1) spar buoy 2) tension leg platform 3) barge 4) hybrid concept	MP	- monopile
Airy <sup>1</sup>	- Airy wave theory with free surface effect corrections	MBS	- multibody-dynamics formulation	MSC	- MSC Software Corporation
BEM	- blade-element / momentum	ME <sup>1-7</sup>	- Morison equation for calculation of term 1) viscous drag and inertia 2) added mass 3) relative kinematics 4) slam 5) slap 6) breaking wave impact 7) MacCormy-Fuchs	PF	- linear potential flow with radiation and diffraction
CS	- coupled springs at mudline			SF	- arbitrary space frame
DLL	- external dynamic link library			SM	- interface to Simulink <sup>®</sup> with MATLAB <sup>®</sup>
DS	- distributed springs			UD	- implementation through user-defined subroutine available
DTU	- Technical University of Denmark				
GB	- gravity base				
GDW	- generalized dynamic wake				
FEM	- finite-element method				

Tabla 3.1.: Resumen de las capacidades Aero-Hidro-Servo-elásticas de los diferentes modelos.

Por lo tanto, uno de los objetivos principales de la OC3, es conseguir códigos acoplados de cálculo de estructuras marinas para la industria eólica, es decir, programas de cálculo de estructuras que dispongan de un módulo de cálculo de cargas de viento y otro módulo que represente las cargas marinas, permitiendo realizar un cálculo estructural en el cual se puedan combinar al mismo tiempo las cargas de ola y viento.

Otro campo muy importante en los que el sector eólico está trabajando es, la previsión y medición de las condiciones de viento y marinas de los distintos emplazamientos. Para poder diseñar correctamente una subestructura marina es necesario simular o representar de la manera más realista posible las cargas de viento y mar. Para ello se deberán tener buenos datos de las condiciones ambientales del emplazamiento.

Además, conociendo la previsión de viento en los parques eólicos, se conocerá la producción eléctrica que generarán los aerogeneradores de los parques, pudiendo de esta manera hacer una planificación de funcionamiento de las distintas fuentes de energías en función de la demanda.

En el caso de las cargas marinas, se miden mediante boyas marinas, que registran la elevación de la superficie marina.



*Figura 26: Boya de medición de la elevación de la superficie marina.*

Para medir las condiciones de viento de un emplazamiento existen dos tipos de dispositivos: mediante anemómetros instalados en torres a las distintas alturas que se quieran obtener los datos y una nueva tecnología de medición llamado Lidar (*Light Detección And Ranking*).

A continuación se muestra una figura, donde aparece la torre de medición de viento mediante anemómetros en alta mar, a 45 km del norte de Borkum ( $54^{\circ} 0,86'N$ ,  $6^{\circ} 35,26'E$ ) llamada Fino 3. La torre tiene una altura de 103 m y se encuentra sobre una profundidad marina de 30 m. Contiene anemómetros a ocho alturas diferentes (33 - 103 m), con el objetivo de conocer el perfil de viento del emplazamiento.



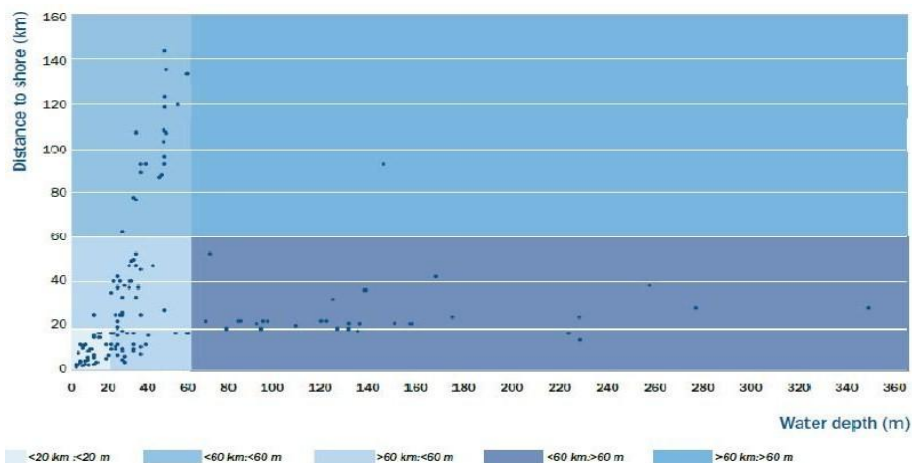
*Figura 27: Estación de medición Fino 3.*

Por otro lado, las empresas al cargo del diseño de los aerogeneradores están comenzando con el desarrollo de nuevas turbinas, no solo de mayor potencia, sino además turbinas que se adapten mejor a las condiciones y requerimientos de la ubicación en alta mar.

Por último, también es importante el desarrollo de nuevas tecnologías de buques para la instalación, transporte y mantenimiento de las subestructuras en alta mar.

### 3.2. Desarrollo de la eólica marina en función de la profundidad de las aguas y distancia a la costa.

Debido al desarrollo en las tecnologías y experiencias obtenidas, la industria eólica marina podrá moverse a aguas más profundas y a mayor distancia de la costa. Los parques eólicos marinos irán gradualmente superando la actual dotación llamada 20:20 (20 km de distancia a la costa y 20 m de profundidad). El siguiente diagrama muestra como la mayoría de los parques desarrollados actualmente se encuentran en esta franja de 20:20.



*Figura 28: Desarrollo de la industria eólica marina en términos de profundidad marina (m) y distancia de la costa (km).*

Además en este diagrama se puede apreciar como se espera que sea la futura tendencia de desarrollo del sector eólico marino hasta el 2025.

A continuación se realiza un análisis del diagrama.

♦ **<20km; <20m**

Actualmente los parques eólicos operativos tienen una tendencia a ser construidos no más lejos de 20 km desde la costa y a profundidades no mayores de 20 m.

♦ **<60km; <60m**

La actual dotación 20:20 se extenderá en la mayoría de los parques eólicos no a más de 60 km desde la costa ni a más de 60 m de profundidad.

♦ **>60km; <60m**

El desarrollo lejos de la costa, conocido como Far Offshore, el cual incluye las zonas actuales de desarrollo (las ilustradas en este diagrama corresponden con los resultados obtenidos en Alemania, Alpha Ventus), e incluirán en el futuro la tercera fase de Reino Unido (ampliación del parque Beatrice de Escocia), caracterizados por estar a más de 60 km de la costa y en profundidades entre 20 y 60 m. El problema de este tipo de ubicación es la complejidad de llevar la red eléctrica a tanta distancia de la costa.

♦ **<60km; >60m**

Esta zona es conocida como Deep Offshore, lo cual significa zona profunda cerca de la costa. Se basa en proyectos propuestos por la EWEA los cuales se desarrollarán usando tecnología de plataformas flotantes durante el curso de la siguiente década, sin superar la distancia de 60 km respecto de la costa.

♦ **>60km; >60m**

La denominada Deep Far Offshore, parques marinos a grandes profundidades y grandes distancias a la costa, mostrados en el diagrama de dispersión, combina el problema de las dificultades de llevar la red eléctrica (far offshore) a gran distancia con el problema añadido de tener que situar las turbinas sobre plataformas flotantes debido a las grandes profundidades (deep offshore).

### **3.3. Especificaciones de diseño. Normativa y regulación vigente.**

La norma de referencia que define todas las especificaciones de diseño de una estructura marina es la norma redactada por API (*American Petroleum Institute*), llamada *Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms-*

*Working Stress Design*. Esta norma es la utilizada por todos los diseñadores de estructuras marinas para certificar las estructuras, ya que es una norma desarrollada por el sector petrolífero y gaseoso, y debido a la experiencia de este sector en el mar es la norma más utilizada en este campo. Esta norma API RP 2<sup>a</sup>-WSD, se revisa cada cinco años y cada dos años se van añadiendo nuevas especificaciones.

La norma API, sirve como guía para diseñadores que están interesados en el diseño y construcción de una nueva plataforma marina o para la relocalización de una plataforma existente usada para extracción o almacenamiento de hidrocarburos en áreas marinas.

Pero la norma API tiene importantes limitaciones de diseño para estructuras marinas utilizadas para la instalación de aerogeneradores, ya que no es una norma específica para este campo. En este caso las cargas de viento son uno de los elementos claves y más importantes del diseño por lo que deben estar bien especificadas. La norma API no realiza una especificación de cargas de viento suficiente, debido a que en el sector petrolífero este tipo de cargas no son tan importantes como en la industria eólico marina.

Conociendo la deficiencia de la norma API para definir las cargas de viento, se utiliza la norma que especifica las condiciones de un aerogenerador marino (IEC 61400-3) para la definición de las cargas de viento. La norma IEC 61400-3, es la tercera parte de la norma IEC-61400 y como sus siglas indican está redacta por *Internacional Electrotechnical Commission*.

Esta parte de la norma IEC 61400 especifica los requerimientos adicionales para la evaluación de las condiciones extremas en un emplazamiento en alta mar donde se instale un aerogenerador marino y además se especifican los requisitos esenciales de diseño para asegurar la integridad de los aerogeneradores marinos. Su objetivo es proporcionar un nivel adecuado de protección durante la vida útil del aerogenerador.

Además de ocuparse de la integridad de los componentes estructurales de una turbina eólica en el mar, esta norma IEC 61400-3 también se ocupa de subsistemas tales como los mecanismos de control y protección, de los sistemas eléctricos y sistemas mecánicos. Los requerimientos de diseño especificados en esta norma no son suficientes para garantizar la integridad de la subestructura marina sobre la cual se instala el aerogenerador. Por ello es conveniente utilizar la norma IEC 61400-3 para especificar las cargas de viento sobre el aerogenerador, las cuales generaran sus correspondientes tensiones en la subestructura marina. Pero para definir las cargas del mar y otras condiciones ambientales a la cuales está expuesta la subestructura, se tendrán en cuenta las especificaciones de diseño citadas en la norma API.

Por lo tanto, para realizar el diseño de una estructura marina para el sector eólico, se deben tener en cuenta tanto las especificaciones de diseño de la norma API como las de la norma IEC 61400-3. Estas son las normas exigidas por las empresas certificadoras como GL, por lo que son las normas principales en las que los diseñadores de subestructuras marinas se deben basar.

A continuación se citan a groso modo las especificaciones de diseño que se deben tener en cuenta a la hora de diseñar una subestructura marina de una turbina eólica. Estas especificaciones han sido obtenidas de las dos normas mencionadas anteriormente, norma API y norma IEC 61400-3.

- ◆ Criterios de diseño y procedimientos (condiciones de carga).
- ◆ Diseño estructural del acero.
- ◆ Conexiones.
- ◆ Fatiga.
- ◆ Diseño de la fundación o cimentación.
- ◆ Otros componentes estructurales y sistemas.
- ◆ Materiales.
- ◆ Soldaduras.
- ◆ Sistemas eléctricos.
- ◆ Fabricación.
- ◆ Transporte e Instalación.
- ◆ Diagnóstico de plataformas existentes.
- ◆ Cargas accidentales.

Para conocer todas las especificaciones de diseño más detalladamente se debe acudir a las dos normas mencionadas anteriormente, API [12] y IEC 61400-3 [13].

### **3.3.1. Criterios de diseño.**

La subestructura marina debe ser diseñada para que soporte cargas estáticas, cíclicas y transitorias, sin tener deformaciones o vibraciones excesivas de la estructura marina.

Los criterios de diseño utilizados incluyen todos los requisitos operativos y datos ambientales (cargas del entorno, etc.) que podrían afectar al diseño detallado de la subestructura.

Las condiciones de diseño de las cargas del entorno son aquellas fuerzas impuestas a la estructura por el evento de diseño seleccionado. Mientras, las condiciones operacionales de cargas del entorno son aquellas fuerzas impuestas sobre la estructura por un evento menor, el cual no es demasiado grave como para restringir el funcionamiento normal del aerogenerador.

El diseñador debe obtener un conjunto de datos que definan las condiciones meteorológicas y oceanográficas. Es importante que este conjunto de datos haya sido medido por un especialista de la materia, debido a la importancia de los mismos.

Una vez obtenidos el conjunto de datos que describe la meteorología del emplazamiento se deben analizar estadísticamente para conseguir las condiciones ambientales normales y extremas del emplazamiento:



- ◆ Condiciones ambientales normales (condiciones que se espera que ocurran frecuentemente durante la vida de la estructura).
- ◆ Condiciones extremas (condiciones que se producen muy raramente durante la vida de la estructura), como por ejemplo la máxima ola que pueda aparecer durante 50 años.

Para realizar el cálculo de una estructura marina se deben tener en cuenta todas las cargas que puedan provocar algún tipo de tensión sobre la estructura. Estas pueden ser clasificadas como:

- ◆ Peso muerto.
- ◆ Cargas vivas.
- ◆ Cargas del entorno.
- ◆ Cargas de construcción y transporte.
- ◆ Cargas de eliminación y reinstalación.

Las cargas del entorno son cargas impuestas a la estructura por los fenómenos naturales como el viento, corriente marina, olas, crecimiento marino, terremotos, nieve, hielo y movimientos de tierra. Estas incluyen también la variación de la presión hidrostática y empuje causados en los miembros por los cambios de nivel del agua debido a las olas y las mareas, y deben preverse desde cualquier dirección a menos que se conozcan las condiciones específicas del entorno.

### **3.3.1.1 Diseño de las condiciones de carga.**

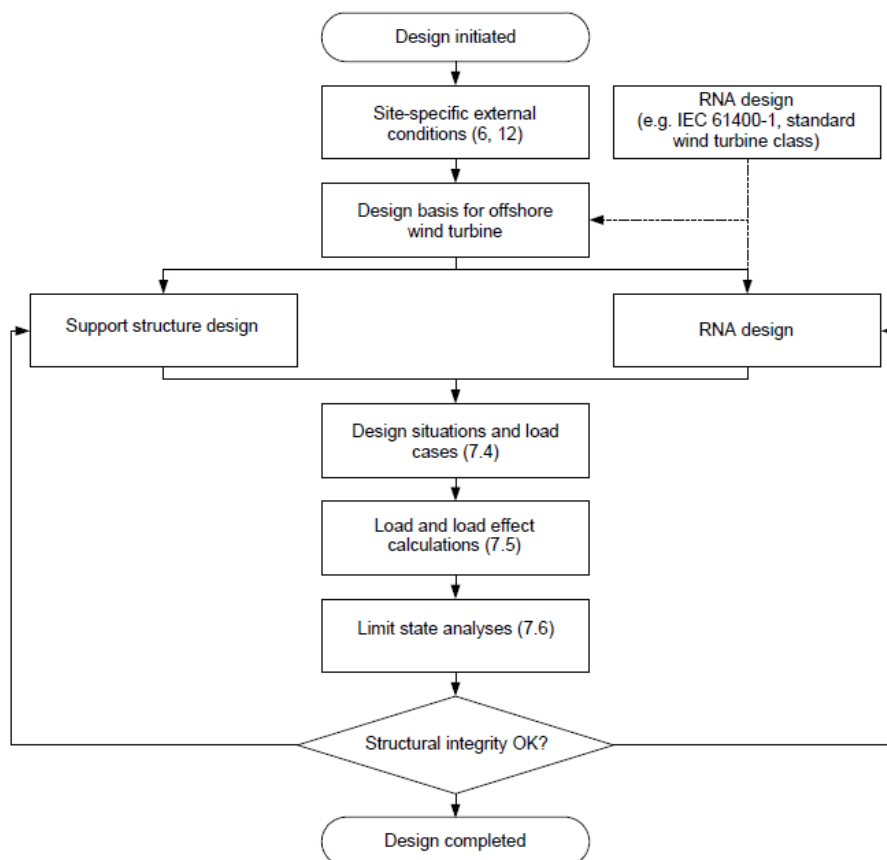
La estructura marina debe ser diseñada para unas apropiadas condiciones de carga. Las condiciones de carga deben incluir condiciones del entorno combinadas con las cargas vivas y peso muerto de la siguiente manera:

- ◆ Condiciones del entorno de funcionamiento combinadas con cargas muertas y cargas máximas vivas adecuadas al funcionamiento normal de la turbina.
- ◆ Condiciones del entorno de funcionamiento combinadas con cargas muertas y cargas mínimas apropiadas al funcionamiento normal de la turbina.
- ◆ Condiciones de diseño del entorno con cargas muertas y cargas máximas vivas adecuadas para combinar con condiciones extremas.
- ◆ Condiciones de diseño del entorno con cargas muertas y cargas mínimas vivas adecuadas para combinar con condiciones extremas.

Las cargas del entorno, con la excepción de las cargas producidas por los terremotos, deben ser combinadas de manera coherente con la probabilidad de las ocurrencias simultáneas durante el estado de carga considerado.

### 3.3.2. Proceso del diseño estructural.

El proceso del diseño de un aerogenerador ubicado en el mar debe seguir un esquema iterativo tal y como queda recogido en el siguiente diagrama.



*Figura 29: Proceso de diseño para una turbina eólica marina.*

La integridad de los componentes estructurales que han de soportar carga de una turbina eólica marina deberán ser verificados y estar dentro de unos niveles de seguridad determinados. La resistencia de los miembros a carga y fatiga deberá ser comprobada mediante cálculos y/o pruebas en el laboratorio de modelos a escala para demostrar la integridad estructural a un nivel de seguridad adecuado.

Los análisis estructurales deben realizarse de acuerdo con la ISO 2394.

Los cálculos deberán realizarse con los métodos adecuados. En la documentación del diseño deberá quedar recogida la descripción de los métodos de cálculo utilizados en los análisis. La descripción deberá incluir la evidencia de la validación de los métodos de cálculo o referencias a estudios que lo verifiquen.

Los casos de carga a analizar bajo los criterios de diseño para poder verificar la integridad de la estructura son la combinación de:

- ◆ Situaciones normales de diseño y condiciones externas normales o extremas.
- ◆ Situaciones de diseño de falta y condiciones externas apropiadas.
- ◆ Situaciones de diseño durante el transporte, instalación y mantenimiento con sus condiciones externas apropiadas.

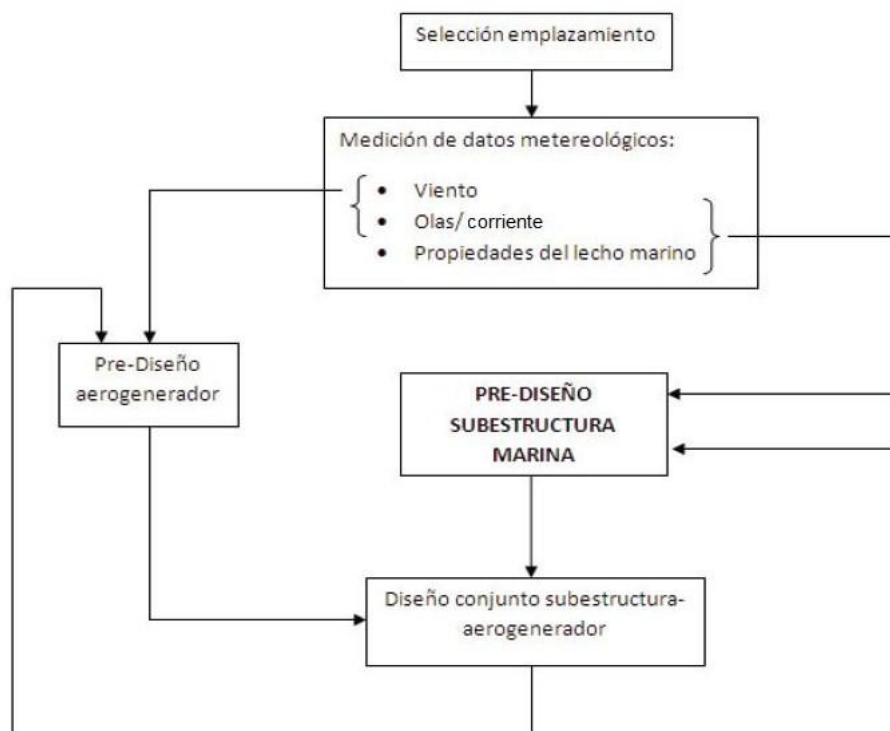
Solo podrá darse por completado el diseño del aerogenerador cuando su integridad estructural haya sido verificada en base a los análisis de los estados límite definidos en la IEC 61400-3 que están documentados en el Anexo 1 de esta memoria que representan estas situaciones de diseño.

### 3.3.2.1. Diseño de la subestructura marina.

El diseño y el análisis estructural de la subestructura sobre la que se apoya el aerogenerador *offshore* deben ser realizados de acuerdo con las normativas ISO para el diseño de estructuras marinas u otros estándares.

Las subestructuras deben diseñarse para soportar tanto cargas estáticas como dinámicas tal y como se recoge en los casos de carga de las tablas del Anexo 1. Las cargas que soliciten a fatiga y causen un daño durante el transporte y la instalación de las subestructuras deberán tenerse en cuenta. En el caso de que la subestructura vaya sujeta al fondo marino mediante unos pilotes, deberá verificarse además con un análisis específico de la interacción suelo-pilote-estructura, teniendo en cuenta la dinámica de esta unión.

En el diagrama que se muestra a continuación (figura 30), aparecen los diferentes pasos que se deben dar para llevar a cabo el proceso de diseño de una estructura marina:



El diseño de una subestructura debe realizarse junto con el diseño del aerogenerador. Estos dos diseños siempre deberán estar relacionados. Para ello deben conocerse tanto las cargas de viento como la de olas, junto con otras propiedades marinas.

### 3.3. Caracterización de solicitaciones en una estructura marina.

Las principales solicitaciones que debe soportar una estructura offshore son cargas impuestas a la estructura por los fenómenos naturales como el viento, corriente marina, olas, crecimiento marino, terremotos, nieve, hielo y movimientos de tierra.

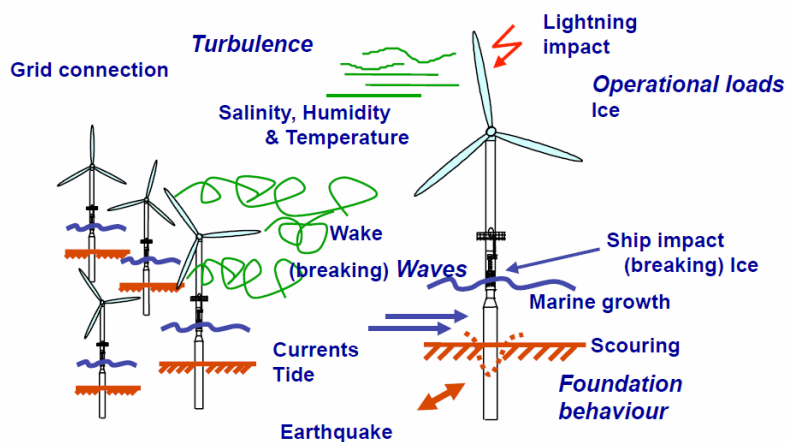


Figura 31: Cargas ambientales que debe soportar un aerogenerador marino.

En los casos de carga que propone la norma se recogen todos estos modos de carga del entorno sobre la estructura. Sin embargo, debido a las deficiencias del paquete informático SESAM, no es posible comprobar todos ellos. No existe la posibilidad más que de calcular las cargas debidas a olas, a un viento constante y el comportamiento del lecho marino.

#### 4. CONDICIONES MEDIOAMBIENTALES.

Las *condiciones medioambientales de servicio* (aquellas condiciones de operatividad y de captación de energía, que se espera que ocurran con frecuencia) serán imprescindibles tanto en la construcción como en la vida útil de la estructura, mientras que las *condiciones extremas* (condiciones que ocurren raramente durante la vida de la estructura) son necesarias a la hora de formular las cargas de diseño de la estructura.

##### ◆ Oleaje

El oleaje, normalmente considerado conjuntamente con la corriente, afectará a toda la parte de la estructura que se halle por debajo de la altura de las olas incidentes.

Las olas son irregulares en forma, varían en altura, longitud y celeridad, y pueden incidir en la estructura offshore desde una o más direcciones simultáneamente. La mejor manera de reflejar las características de un mar real es describiendo un “Estado de mar” mediante un modelo de ola estocástico. Un modelo de oleaje estocástico representa el estado de mar como una superposición de muchos componentes de pequeña frecuencia individual, cada uno de los cuales es una ola periódica con su propia amplitud, frecuencia y dirección de propagación; los componentes tienen relaciones de fase aleatorias entre ellos. Un estado de mar de diseño debe estar descrito por un espectro de ola ( $S_{\eta}$ ), junto con la altura significativa de ola ( $H_s$ ), una frecuencia espectral relacionada a un periodo de pico ( $T_p$ ), y una dirección media de ola ( $\theta_{wm}$ ). Más información acerca de la caracterización espectral del oleaje puede consultarse en [8], [14] o [15].

En algunas aplicaciones, se pueden emplear olas reales o periódicas como una abstracción de un mar real para el diseño. Una ola de diseño determinista debe especificar su altura, periodo y dirección.

La correlación entre las condiciones normales del viento y el oleaje podría incluir también consideraciones de la dirección media del viento y olas. Las distribuciones de las direcciones del viento y olas (multidireccionales) pueden, en algunos casos, tener influencia en las cargas actuantes en la estructura de soporte. Procurando una estructura simétrica, como suele ser el caso de las estructuras de soporte de aerogeneradores offshore, estos efectos pierden importancia.

##### ◆ Viento

Es un error frecuente considerar que la energía eólica requiere vientos muy estables. En la mayoría de los emplazamientos distribuidos a lo largo del mundo, el viento varía frecuentemente, con vientos fuertes poco frecuentes y bajos vientos la mayor parte del tiempo.

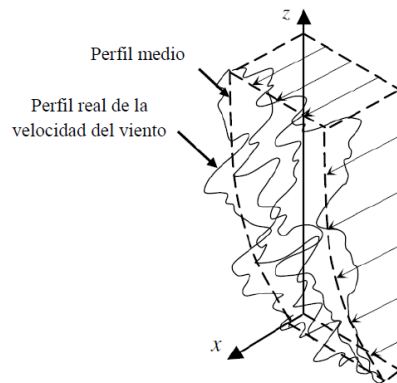
Si observamos la distribución estadística de vientos, la mayor parte de la energía se produce a velocidades próximas al doble de la velocidad media del emplazamiento. Además, también se observa una correlación entre el pico de consumo con el pico de velocidades de

viento (más viento durante el día que durante la noche, y más viento en invierno que en verano).

Por tanto, podemos considerar que es una ventaja tener una generación eléctrica lo más estable posible. En el mar, los periodos de calma son relativamente extraños, y cuando ocurren son muy cortos. Por tanto, el factor de capacidad de generación eléctrica en el mar es superior que en tierra firme.

Los datos del viento se ajustan a una altura de referencia, normalmente a 10 metros por encima del nivel medio de mar (Middle Water Level, MWL) empleando perfiles de viento [17] [19].

En la figura 32 se observa claramente que la velocidad media del viento aumenta con la altura, un fenómeno llamado efecto de cizalla (*wind shear*). El efecto de cizalla se ve muy atenuado en los aerogeneradores marinos respecto a los terrestres, al tener el mar un coeficiente de rugosidad mucho menor.



*Figura 32: Perfil de viento real [Van der Tempel, 2006].*

#### ◆ Mareas

Las mareas son componentes a considerar directamente en el diseño de una estructura marina, pues repercuten tanto las corrientes marinas como el nivel del mar.

Se pueden clasificar en mareas astronómicas, mareas de viento y mareas por gradientes de presión. Con frecuencia estas dos últimas se consideran combinadas y se las llama *storm surge*, y la suma de las tres mareas sería lo que se denomina *stormtide*.

#### ◆ Corrientes

Aunque las corrientes marinas suelen ser variables en el espacio y el tiempo, generalmente se consideran como un flujo de velocidad y dirección constante, variando sólo en función de la profundidad. Por su importancia, se tendrán siempre en cuenta los siguientes componentes:

- ◆ Corrientes generadas por el viento en superficie.
- ◆ Corrientes de marea.

Existen otros componentes de marea que pueden tenerse o no en cuenta en función de las condiciones.

- ◆ Corrientes bajo superficie: *storm surge* y variaciones de la presión atmosférica.
- ◆ Cercanas a la costa: oleaje inducido por las corrientes superficiales paralelas a la costa.

#### ◆ Hielo

Cuando el aerogenerador se proyecta en una zona susceptible de formación de hielo, o donde el hielo pueda ir a la deriva, este factor debería ser considerado.

Los datos estadísticos relevantes para las condiciones del hielo del mar después de y las propiedades deben ser considerados:

- ◆ Concentración y distribución del hielo.
- ◆ Tipo de hielo (témpanos de hielo, crestas de hielo, etc.).
- ◆ Propiedades mecánicas de hielo (resistencia a la compresión ( $r_u$ ), y a la flexión ( $r_f$ )).
- ◆ Velocidad y la dirección de hielo a la deriva.
- ◆ Probabilidad de encontrarse con icebergs.

#### ◆ Temperatura

En los océanos hay una capa superficial de agua templada (12° a 30°C), que llega hasta una profundidad variable según las zonas, de entre unas decenas y 400 o 500 metros.

El agua está más cálida en las zonas ecuatoriales y tropicales, y más frías cerca de los polos y en las zonas templadas. Además de la influencia referente a la distancia al ecuador también hay que considerar la condición estacional, puesto que en verano las aguas están más cálidas y en invierno más fría.

#### ◆ Salinidad

La salinidad es la cantidad de materia orgánica disuelta en el agua expresada en g, kg o en partes por 1000 ‰. El valor normal de la salinidad del agua de mar es de 35 ‰.

En mares cerrados la salinidad depende del aporte de agua dulce de los ríos y de la evaporación.

En las zonas costeras la variación de la salinidad puede disminuir por las lluvias o por el aporte de agua dulce de los ríos. En cambio, por una irradiación excesiva de sol puede producirse una gran evaporación del agua aumentando la salinidad en estas zonas.

Normalmente el aumento de la salinidad y de la temperatura suelen ir parejos.

#### ◆ Irradiación

La irradiación adquiere notable importancia ya que la adhesión de las algas en la estructura marina contribuye al efecto de la corrosión, debido a que estas permiten el acceso

del oxígeno a la estructura.

#### ◆ Otras condiciones

Es imprescindible recopilar toda la información ambiental adicional que sea posible, como serían la sismicidad de la zona, y características geológicas y geotécnicas del terreno, pues serán relevantes en otros análisis que también intervendrán en el diseño de la estructura.

#### 4.1. Acciones debidas a las olas.

La acción del oleaje es el impulso mecánico generado por el impacto de las partículas de agua con la estructura. Para entender porque se produce este impacto es necesario abordar primero la caracterización de la cinemática de las partículas de agua en un estado de mar y la elevación de la superficie del mar.

El origen de las olas marinas así como las fuerzas que predominan en su generación y en su propagación son muy diversas por lo que el rango de períodos de estas oscilaciones es amplísimo, desde unas décimas de segundo (olas capilares) hasta varios años (olas debidas a cambios climáticos globales).

La superficie del mar u oleaje se puede describir en tres dominios:

- ◆ El *dominio del espacio y del tiempo*, el de mayor significado físico que se cubre por medio de la hidrodinámica clásica. En este caso el mar se representa por un conjunto de olas sinusoidales y por una dirección de propagación.
- ◆ El *dominio de la frecuencia* facilita una descripción muy compacta del mar y el cálculo, relativamente cómodo, de la dinámica de las estructuras marinas. Este dominio, especifica un mar irregular mediante un espectro de energías.
- ◆ El *dominio de la estadística* que dota de significado práctico a los resultados de los cálculos realizados en los otros dos dominios.



*Figura 33: Dominios de interés.*



Se dispone entonces de tres dominios de cálculo distintos para cuantificar un mismo fenómeno, pudiéndose trabajar en uno u otro según resulte más conveniente en cada momento.

Además pueden ser realizados con variable aleatoria o determinista. Se dispone de estos dos enfoques de cálculo distintos para cuantificar un mismo fenómeno, aunque es conveniente recalcar que la estadística implícita en cada uno de ellos es la misma. Dependerá del diseñador y de las recomendaciones que realicen la normativa, el uso de uno u otro para realizar los diferentes análisis y cálculos necesarios sobre la estructura.

#### 4.1.1. Dominio del tiempo. Hidrodinámica clásica.

Las olas son ondas mecánicas superficiales. Es decir, son la propagación de una perturbación de un medio material (agua) a través de la interfaz entre dos medios (el agua del mar y el aire en este caso).

El origen de las olas marinas, así como las fuerzas que participan en su generación y propagación, es muy diverso. Esto hace que el rango de periodos de oscilación de las mismas sea muy extenso, de unas décimas de segundo (olas capilares) a varios años (olas causadas por cambios climáticos globales).

A continuación se muestra en la figura 34 una grafica que relaciona el contenido energético de las olas con la frecuencia, el agente generador y la fuerza restauradora de las mismas. El agente generador es aquel que hace que el agua se levante formando la ola, y la fuerza restauradora la causante de que el agua vuelva a la superficie lisa inicial, por lo que provoca que la perturbación avance, la ola se desplace.

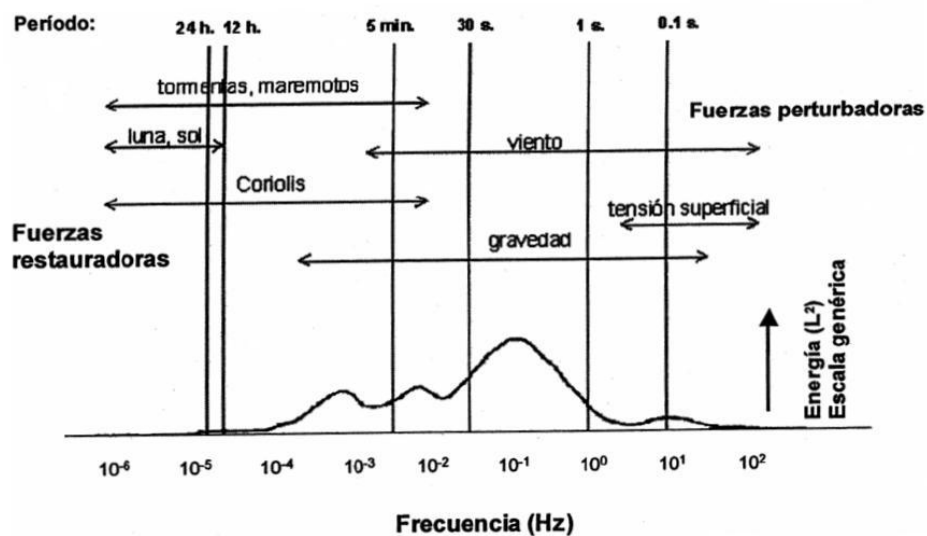


Figura 34: Esquema de la distribución de energía de las olas marinas según Kinsman.

Las olas más importantes a tener en cuenta en el diseño de una subestructura marina son aquellas que son generadas por el viento y la fuerza restauradora es la gravedad ya que presentan el mayor contenido energético, tal y como se puede apreciar en la grafica anterior. Además las frecuencias son cercanas a las naturales de oscilación de las subestructuras marinas y las longitudes de onda son del mismo orden de magnitud que las dimensiones principales de dichos sistemas. Estas olas se producen por el intercambio energético entre el viento y el agua, lo que demuestra la necesidad de tener información correlacionada de viento y olas, ya que no son fenómenos completamente independientes.

#### **4.1.2. Enfoque probabilístico para la descripción local y a corto plazo de un mar irregular.**

En este apartado se estudia por pasos los fundamentos en los que se basan los métodos actuales para describir, localmente y a corto plazo, la superficie irregular del mar, es decir, conseguir una representación de la “elevación de la superficie marina” [18].

- ◆ Si la superficie del mar pudiera describirse mediante una función determinista del espacio y del tiempo, probablemente el estudio del comportamiento de una estructura en el mar se hubiese reducido a la resolución de una especie de problema de movimientos armónicos forzados y amortiguados.
- ◆ Como no se puede encontrar una función determinista del espacio y del tiempo, hay que considerar la elevación del mar como un proceso aleatorio que depende del espacio y del tiempo.
- ◆ La descripción de un proceso aleatorio es complicado, pero se hace más asequible si el proceso es estacionario (no depende del tiempo), homogéneo (no depende del espacio) y ergódico (caracterizado por una muestra adecuada).
- ◆ Si se limita el problema a describir el mar localmente y a corto plazo se admite que el proceso aleatorio “elevación del oleaje” es homogéneo, estacionario y ergódico. Es decir, se admite que, durante unas tres horas y en un círculo de unas 60 millas de diámetro, las condiciones del mar permanecen constantes, no desaparecen olas ni se crean otras nuevas.
- ◆ La ergodicidad permite caracterizar el mar, siempre localmente y a corto plazo, mediante un solo registro de la elevación del oleaje. A partir de este registro se puede obtener la función de autocorrelación y, de ella, la función de densidad espectral (espectro de energías del mar) que es la transformada inversa de Fourier de dicha función de autocorrelación.
- ◆ Esta función de densidad espectral o simplemente espectro, indica el reparto de la densidad de energía del mar para cada una de las distintas frecuencias y direcciones de sus componentes. A partir del espectro

también se puede calcular la densidad total de energía del mar, mediante integración.

- ◆ Por otro lado, la elevación del mar se puede describir de una forma muy compacta, como cualquier otra función periódica, mediante el análisis de Fourier. Es decir, el mar puede describirse como suma de “muchas” olas de “todas” las frecuencias y direcciones de propagación posibles.
- ◆ Así se genera el modelo de Longuet-Higgins que permite describir, siempre localmente y a corto plazo, la superficie del mar como suma de “muchas” olas independientes sinusoidales o regulares.
- ◆ La aleatoriedad del proceso la darían los desfases, equiprobables (uniformemente distribuidos) y generalmente distintos para todas y cada una de las olas componentes del mar. La ergodicidad se garantizaría al asumir que todas las olas componentes del mar permanecen en él durante el tiempo y en la zona del mar considerado.
- ◆ Se demuestra que una ola sinusoidal, con una amplitud, un número de onda y una frecuencia fijas, pero con un desfase aleatorio y equiprobable, se puede considerar un proceso estacionario, homogéneo y ergódico. También se demuestra lo mismo para una suma de muchas olas regulares siempre que se consideren independientes unas de otras.
- ◆ Así, la superficie del mar se puede ver como una variable aleatoria formada por la suma de muchas otras (cada ola componente del mar) independientes entre sí.
- ◆ Entonces, el teorema del límite central permite admitir, y la experiencia razonablemente avala, que la elevación del oleaje responde a una distribución de Gauss o normal.
- ◆ La densidad total de energía del mar será igual a la suma de las energías de sus olas componentes.
- ◆ Por último, pero no menos importante, es el hecho que este enfoque es totalmente compatible con la hidrodinámica clásica y que, por lo tanto, mantiene su significado físico. De hecho la teoría lineal de olas de Airy constituye el ladrillo con el que se construyen las formas espectrales.

#### **4.2. Acciones del viento.**

La norma API RP 2<sup>a</sup>-WSD hace muy poca referencia a la carga de viento, ya que esta norma está escrita para estructuras del sector petrolífero, donde la carga del viento pierde importancia frente a la de las olas. Por ello para definir la carga de viento ejercida sobre un aerogenerador instalado en el mar se debe acudir a la norma IEC 61400, escrita para este tipo de turbinas eólicas.

#### **4.2.1. Cálculo de la velocidad de viento.**

La normativa IEC 61400 es un conjunto de requisitos de diseño realizados para garantizar que los aerogeneradores están diseñados adecuadamente contra los daños de los peligros en el tiempo de vida planeado. Los aspectos que más preocupa a estándares de la vida de la turbina son desde las condiciones del lugar antes de la construcción, hasta los componentes de las turbinas que se están probando, montando y operando.

Algunas de estas normas establecen las condiciones técnicas verificadas por un organismo de certificación y por lo tanto son necesarias a fin de que los acuerdos comerciales para las turbinas de viento puedan ser financieros y construidos.

Según la IEC 61400, se definen dos tipos de viento que afectan a la turbina:

##### **◆ Viento determinista sin turbulencia.**

La norma define diferentes ráfagas y cada una viene regida por una ecuación en la que la velocidad del viento varía con el tiempo de distinta forma. Además, se introducen otros factores que modifican la velocidad de viento obtenida, como el perfil de viento (cómo varía la velocidad con la altura) y el efecto sombra de otras máquinas cercanas. Por lo tanto con esto se obtiene una velocidad de viento que tiene en principio un valor constante, varía según la ecuación que corresponda, y vuelve a tener otro o el mismo valor constante. Los programas de cálculo (Bladed, Fast, Flex5,...) hacen este cálculo de velocidad en función del tiempo y lo lanzan contra la máquina. Con este viento se calculan los casos de carga extremos debidos a ráfagas. Estos casos de carga extremos son los que se utilizarán en el análisis de carga última.

##### **◆ Viento estocástico.**

En este caso sí que hay una turbulencia en las 3 direcciones del espacio. Se genera una malla de puntos en el programa de cálculo (donde se tendrá después la velocidad de viento que corresponda) que cubra todo el rotor y hasta el suelo. Esto sería un plano, es decir dos dimensiones. Además se considera una tercera dimensión que es el tiempo, es decir, cómo avanza el viento hacia el aerogenerador.

Una vez que se tiene la malla preparada, hay que elegir lo que se llama un modelo de turbulencia; hay varios, pero el que más se usa es el modelo de Von Karman. Estos modelos son modelos energéticos, basados en mediciones, que lo que definen es un espectro que sigue el viento. El programa lo que tiene es un algoritmo de cálculo, que lo que debe hacer es crear un viento que cumpla con el espectro del modelo elegido, y que además el viento en los puntos de la malla sea coherente, debe haber continuidad.

El cálculo al final es un proceso iterativo donde se va a ir chequeando cada paso que se cumple el espectro y la coherencia entre puntos. Además de esto, el viento creado debe cumplir con una intensidad de turbulencia y una velocidad media que se marcan al principio, cuando se crea el viento para un caso concreto. El comienzo del proceso de cálculo es un valor que se llama semilla. Dependiendo de la semilla que se dé, el viento generado será diferente, y

las cargas por lo tanto también. Según la IEC, hay que crear vientos de 10 minutos para los casos de fatiga, que es para lo que se usa el modelo turbulento.

#### 4.2.2. Cálculo de la fuerza ejercida por el viento.

Una vez calculada la velocidad del viento, la fuerza sobre la estructura y aerogenerador se limita a la Ecuación de Morison una vez más, solo que esta vez no se tiene en cuenta el término de masa añadida ya que es despreciable frente al término del arrastre por ser el medio aire:

$$\vec{F} = \frac{1}{2} C_d \rho D |\vec{U}| \vec{U} \quad \text{[ecuación 4.1.]}$$

Siendo:

F = fuerza que ejerce el viento.

$C_d$  = coeficiente de arrastre del viento, *drag*.

P = densidad del aire.

D = diámetro del área enfrentada.

$\vec{U}$  = velocidad de viento.

#### 4.2.3. Otro tipo de acciones.

La normativa indica que hay que verificar la integridad estructural frente a múltiples acciones más como por ejemplo la corriente marina, el crecimiento marino, impacto de hielo, impacto de un barco, el efecto de la corrosión del agua sobre la estructura, fallos de la maquina, etc.

En cuanto a la *corriente marina*, esta afecta a la ecuación de Morison en el cálculo de las acciones de las olas ya que lo que hace es dotar a la partícula de agua una velocidad horizontal extra. Es una carga estática, por lo que no afectará en el análisis de fatiga. La velocidad de la partícula del agua se calcula mediante un perfil de velocidades vertical que se rige por una ecuación exponencial y que queda recogido en la norma. Con esta velocidad sumada a la velocidad que supone la ola en la partícula de agua es con la que se entra en la ecuación de Morison para calcular la fuerza sobre la estructura.

Sobre el *crecimiento marino* se podría decir que no es una carga en sí. Se debe tener en cuenta como un incremento del espesor de los miembros de la estructura, y es este incremento el que afecta a los análisis tanto estáticos como dinámicos. Dinámicamente afecta a la estructura ya que aumenta la masa, y eso afecta a las frecuencias naturales de vibración. Al aumentar la masa, disminuirán las frecuencias y podrían entrar en zonas peligrosas en las que están cerca de las frecuencias de excitación y se puede dar el fenómeno de resonancia:

$$\omega = \sqrt{K/M} \cdot \quad \text{[ecuación 4.2.]}$$

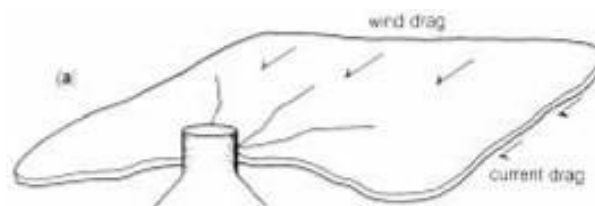
En la *Offshore Standard DNV-OS-J101. Design of Offshore Wind Turbine Structures*, hay una tabla con unos valores guías sobre el crecimiento marino para aguas noruegas y de Reino Unido. Esta tabla se corresponde con los valores característicos con el Mar del Norte:

Depth below MWL (m)	Marine growth thickness (mm)	
	Central and Northern North Sea (56° to 59°N)	Norwegian Sea (59° to 72°N)
-2 to 40	100	60
> 40	50	30

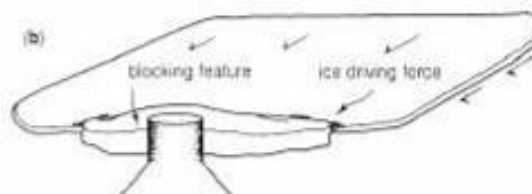
*Figura 35:* Tabla con los valores de espesor que supone el crecimiento marino en aguas de Noruega y Reino Unido en función de la profundidad.

En cuanto al mar, existen también los análisis de daño por impacto de bloques de hielo o por el impacto de un barco. El hielo es un problema muy importante en el mar a tener en cuenta según la ubicación. En el Mar del Norte, donde se han instalado los principales parques eólicos *offshore* hasta el momento, es una ubicación donde hay que tener muy presente esto.

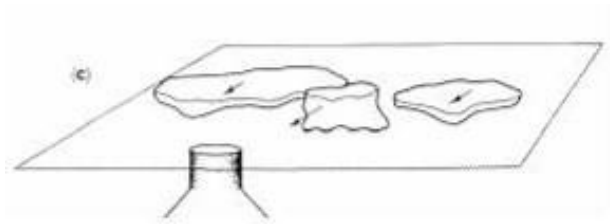
En las siguientes figuras podemos observar los distintos tipos de carga a los que se ve sometida la estructura debido a la acción del hielo.



*Figura 36:* (a) Carga de estática debido al congelamiento de la superficie del mar.



*Figura 37:* (b) Bloque de hielo roto que empuja a la estructura.



*Figura 38: (c) Carga dinámica de bloques de hielo impactando.*

## **5. CORROSIÓN**

### **5.1. Descripción del proceso de corrosión.**

Se podría definir como el proceso mediante el cual un material se deteriora a consecuencia de un ataque electroquímico por su entorno. Esto se debe a que cualquier material tiene la tendencia a buscar la forma más estable, es decir, el estado de mínima energía. En el caso de que la corrosión esté ocasionada por una reacción electroquímica, la velocidad de corrosión depende de unos factores como la temperatura, la salinidad del fluido con el que se está en contacto y de las propiedades del metal.

La corrosión es un problema que afecta a todos los metales, en cualquier ambiente. Afecta a toda la industria, pues provoca la rotura de piezas además de incrementar el coste de la instalación y del mantenimiento. Se calcula que cada pocos segundos 5 toneladas de acero son disueltas en todo el mundo debido a este fenómeno.

Lo que provoca la corrosión es un flujo eléctrico generado por las diferencias químicas existentes en las piezas implicadas. Cuando desde una pieza se ceden electrones a otra pieza, la que cede electrones recibe el nombre de ánodo y en ella se produce la oxidación. La que recibe los electrones se llama cátodo y en ella se produce la reducción.

Para que se produzca corrosión, además de existir un ánodo y un cátodo, debe existir un medio electrolito. La transmisión de cargas eléctricas es por electrones del ánodo al cátodo (por medio del metal) y por iones en el electrolito.

En el caso de los metales, la corrosión es un proceso natural que ocurre debido a la inestabilidad termodinámica de los metales. De hecho, salvo en raras excepciones, la gran mayoría de los metales existentes en la Tierra se encuentran en forma de óxido como por ejemplo el aluminio, en forma de bauxita, o el hierro, en forma de hematita. La industria metalúrgica trata de eliminar los óxidos mediante bajos y altos hornos, para así fabricar el metal.

### **5.2. Identificación del problema.**

Es importante conocer y entender el fenómeno de degradación que sufren los materiales (principalmente los metales), al exponerse a diversos ambientes que pueden ser altamente agresivos en los ambientes marinos tanto en la estructura sumergida como en la que no está sumergida, se presentan diferentes fenómenos de degradación por la diversidad de microorganismos y agentes químicos existentes.



### **5.3. Factores de degradación de estructuras marinas.**

Los principales factores de degradación de estructuras marítimas se deben a la corrosión y al ataque de flora y fauna marina.

Este tipo de corrosión tiene como característica fundamental el medio en el que se produce la corrosión, pues el agua de mar es el electrolito corrosivo por excelencia presente en la naturaleza. El alto contenido salino del agua de mar, la convierte en un electrolito perfecto para el buen funcionamiento de la pila de corrosión, manteniendo en todo momento el contacto eléctrico los posibles ánodos y cátodos.

El anión cloruro (Cl<sup>-</sup>) es el más nocivo debido a su pequeño volumen iónico, que le hace capaz de adentrarse en el producto de corrosión, agrietándolo, pasando posteriormente a la red metálica, iniciando y activando túneles de corrosión.

El oxígeno (O) desempeña un papel principal en los fenómenos de corrosión, ya que suministra la sustancia para que se produzca la reacción catódica.

Las incrustaciones biológicas pueden ser causa de varios problemas de corrosión al fijarse a la estructura. Cuando se sumerge la estructura en el mar no tarda en recubrirse de lo que se llama "velo biológico". Este "velo biológico" retiene partículas minerales y orgánicas en suspensión en el agua. Su formación facilita la posterior fijación de organismos vegetales y animales, que constituyen las incrustaciones biológicas.

Las velocidades de corrosión, previsiblemente más elevadas en aguas calientes tropicales, se van amortiguando por la existencia en este tipo de aguas de abundante crecimiento de organismos marinos, lo que lleva consigo una reducción del oxígeno en la superficie metálica.

Conforme aumenta la velocidad, aumenta la probabilidad de que aparezcan fenómenos de la corrosión-erosión por turbulencias que aceleran notablemente el proceso corrosivo.

La velocidad máxima de corrosión de la estructura se presenta en las zonas de salpicaduras. Esto es debido a que el metal en esta zona, está continuamente mojado por una delgada capa de agua de mar, altamente aireada.

Las burbujas de aire disuelto en el agua de mar tiende a hacerla más destructiva, al eliminar las películas de protección y recubrimiento.

El factor biológico puede tener una influencia importante en el fenómeno de la corrosión marina, siendo decisivo en el caso de los cascos de los barcos, en donde, además de originar corrosiones en el casco, ofrece impedimentos a su movimiento.

### **5.4. Teoría de la corrosión.**

Corrosión es la degradación que sufren los materiales, normalmente el acero, cuando interactúan con el medio ambiente o alguna condición particular de algún proceso.

El óxido es un compuesto que resulta de la combinación de oxígeno con un metal, resultado en la pérdida gradual de este último.

#### 5.4.1. Elementos de corrosión.

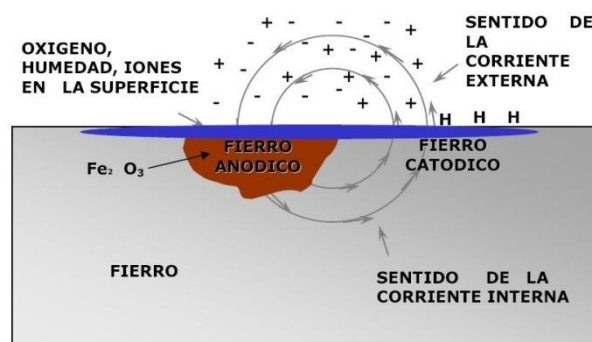
Para que la corrosión se desarrolle se requiere de cuatro elementos principales: cátodo, ánodo, electrolito y flujo de electrones. Expresado en términos prácticos, se requiere de agua, oxígeno, iones, metal y corriente eléctrica.

- ♦ *Oxígeno*: todo el oxígeno está disponible en la atmósfera, por lo que todo metal expuesto a ella está en constante contacto con él.
- ♦ *Agua*: la atmósfera está cargada de humedad, tanto en forma de vapor como en pequeñas gotas. En estas dos formas se pone en contacto con la superficie de las estructuras.
- ♦ *Iones*: el humo, la brisa marina, los polvos, vapores húmedos, derrames, salpicaduras de productos químicos y la contaminación de los suelos, pueden ser fuentes que proporcionen los minerales, sales, los ácidos o álcalis (iones) que al disolverse en agua producen un electrolito.

Cabe señalar que la única parte de los metales que sufre corrosión es el ánodo, mientras que el cátodo se protege durante la reacción de oxidación.

#### 5.4.2. Batería de la corrosión.

Cuando los metales humedecidos se ponen en contacto, forman una pila electroquímica. En esta el metal químicamente más activo la hace de polo negativo (ánodo) y el menos, de polo positivo (cátodo). Como consecuencia el metal más activo se corroe más rápidamente, protegiendo así al menos activo.



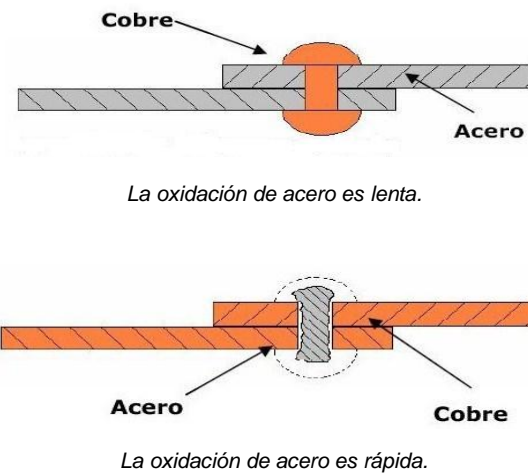
*Figura 39: Formación de una batería de corrosión.*

Debido a este principio, es fundamental tener en cuenta que al conectar dos materiales de diferente naturaleza, uno actuará como cátodo y el otro como ánodo, siendo este último el que se sacrifica protegiendo de manera automática al resto de la estructura.

### 5.4.3. Serie galvánica.

La manera más simple de proteger el hierro contra la corrosión es formar una barrera entre el metal y la atmósfera. La barrera puede ser una capa de pintura, de aceite, de una grasa o de un plástico. Pero a veces se utiliza otra técnica: el hierro se cubre de una fina capa de otro metal, como por ejemplo el zinc. Este metal debe tener la propiedad de ser más activo químicamente que el hierro. El Zinc es un metal más activo que el hierro y se oxida más rápidamente, actúa de metal de sacrificio y protege al hierro de la corrosión. Lo mismo ocurre cuando tenemos en contacto magnesio con hierro.

Un aspecto a considerar, es que aparte de tener dos materiales de diferente naturaleza, influye en gran manera el tamaño de las áreas que han sido puestas en contacto directo.



*Figura 40: Proceso de oxidación del acero.*

### 5.5. Tipos de corrosión.

Todos los tipos básicos de corrosión pueden ocurrir en el agua de mar. Los fallos más abundantes ocurren por la formación de picaduras, corrosión en resquicios, corrosión galvánica, corrosión bajo tensión, corrosión por fatiga, ataque por choque y corrosión selectiva.

◆ *Corrosión uniforme*

Es una forma de corrosión en la cual un metal es atacado a la misma velocidad sobre la superficie entera. Se da fundamentalmente cuando el ataque se extiende casi por igual por toda la superficie metálica, siendo éste de carácter superficial. El remedio más recurrido para éste tipo de corrosión es mediante un recubrimiento o bien mediante la protección catódica.

◆ *Corrosión localizada*

Consiste en un ataque muy localizado y profundo, frecuentemente es difícil de descubrir, dado el pequeño diámetro de las perforaciones y porque las bocas de estas perforaciones están recubiertas con productos de corrosión. Se requieren meses e incluso años para que los agujeros lleguen a perforar el metal.

◆ *Corrosión intergranular.*

Los bordes de los granos son más propensos al ataque electroquímico, no solo porque en ellos los átomos metálicos están más débilmente empaquetados en la red cristalina, sino también por las impurezas y segregaciones que allí se acumulan.

Las áreas inmediatamente contiguas a la soldadura quedan empobrecidas en elementos aleantes por lo que se vuelven activas frente al resto del metal. En las soldaduras se da en paralelo el fenómeno de unión bimetálica, ya que el electrodo de soldadura introduce un compuesto de distintas características electro-químicas.

◆ *Corrosión selectiva*

La corrosión selectiva se presenta en aleaciones en las que los aleantes difieren bastante entre sí por sus potenciales electro-químicos. El elemento más electro-negativo (activo) se disuelve, quedando una estructura esponjosa de malas propiedades metálicas.

◆ *Corrosión galvánica*

Siempre que se unen dos metales o aleaciones diversas tiende a la corrosión el más electro-negativo de los dos y tanto más intensamente cuanto más distanciados se encuentran ambos metales en la serie galvánica. Este es el caso generalizado del par galvánico hélice (bronce) y casco (acero); y el existente antiguamente en buques con remaches.

◆ *Corrosión por picadura*

Ocurre sobre un metal cuando la cantidad de oxidación en uno o más puntos es mucho más grande que la promedio. Las soluciones que contengan cloruros podrían atacar por una acción de picado, y en las picaduras se podrán desarrollar celdas galvánicas. Los daños debidos a este picado, tales como el cloruro férrico y el cloruro sódico son particularmente peligrosos, pero cualquier cloruro en concentración apreciable puede ser la causa posible de perturbaciones.

◆ *Corrosión por rajadura*

Este tipo de corrosión es localizada dentro o adyacente a grietas.

◆ *Corrosión por corriente extraviada*

Esta corrosión ocurre sobre superficies de metal donde una corriente directa pasa desde ellas a un electrolito. La corrosión acelerada por corrientes extraviadas ocurre frecuentemente sobre estructuras de metal cerca de rieles eléctricos o sistemas de grúas, equipos de soldadura inapropiadamente aterrizados y sistemas de protección catódica adyacentes.

◆ *Corrosión por fatiga*

La corrosión por fatiga es otro de los riesgos que han de ser eliminados. Casi todos los metales y aleaciones, pueden fallar al agrietarse o quebrarse debido a la corrosión por fatiga en condiciones que impliquen esfuerzos aplicados o tensiones residuales combinadas con agentes ligeramente corrosivos. El mecanismo causante de la corrosión por fatiga todavía no ha sido determinado. Es principalmente transgranular y puede ir acompañado de ataques de picado. Son muy susceptibles las piezas que han estado sometidas a un fuerte trabajo en frío, pero el acero recocido puede también agrietarse cuando se le somete a condiciones difíciles.

## **5.6. Áreas críticas.**

Las áreas críticas son puntos en donde la corrosión se puede presentar con mayor facilidad por el tipo de trabajo que ahí se realizó. Por lo que se mencionan las siguientes áreas críticas más comunes en estructuras marinas:

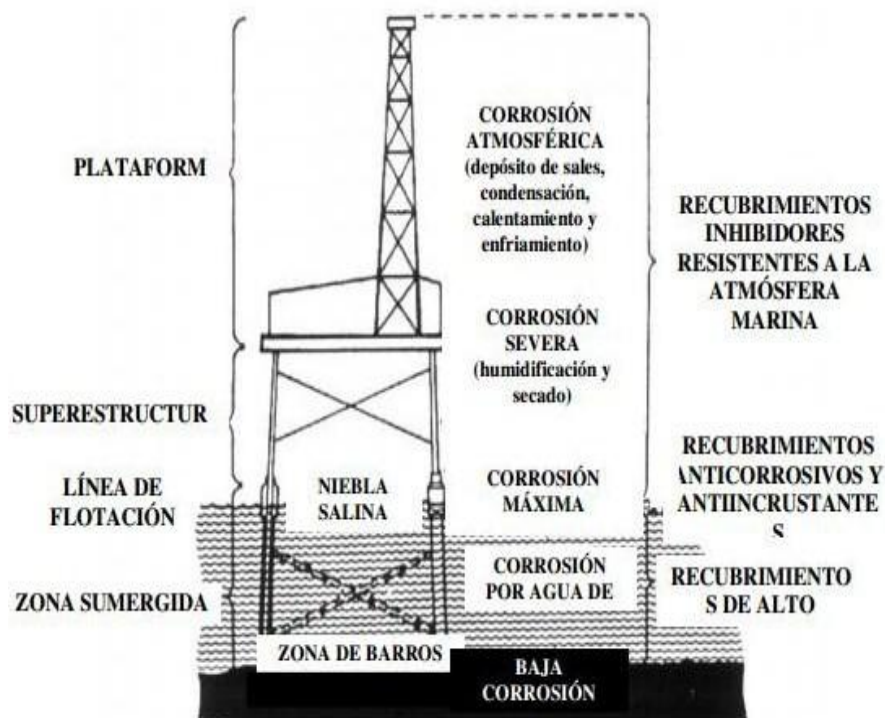
- ◆ Uso de cordones discontinuos de soldadura.
- ◆ Traslapes.
- ◆ Uso de remaches y tornillos.
- ◆ Áreas de difícil acceso.
- ◆ Láminas curvadas.
- ◆ Acumulación de sales corrosivas procedentes del material aislante, del goteo o de pulverizaciones o salpicaduras corrosivas en el área del recipiente.
- ◆ Cavidades donde se recoja agua durante el ciclo de operaciones, acumulándose una concentración de sales en la cavidad.

Haciendo un análisis de las zonas de corrosión de la estructura offshore una vez emplazada en el fondo marino, se identifican diversas áreas críticas, donde debido a su emplazamiento, el tipo de corrosión por el cual se ve afectada es diferente:

La *zona atmosférica* está sometida a la acción de la niebla salina (depósito de sales, humidificación y secado, calentamiento y enfriamiento), a la abrasión mecánica y a la exposición al sol, viento y lluvia; ocasionalmente también sufre el riesgo de salpicaduras de aceites hidráulicos, combustibles, barros y productos químicos.

La *línea de flotación variable* está en contacto permanente con agua de mar altamente oxigenada y con una intensa niebla salina; también está sujeta a la acción de las olas y a la abrasión generada por los objetos flotantes o en suspensión por lo que se identifica como la región más vulnerable a los procesos de corrosión y en consecuencia requiere sistemas protectores altamente eficientes.

La última *región* está *expuesta a inmersión constante* en agua de mar de alta conductividad iónica y elevada concentración de oxígeno y se conoce como zona sumergida; además, está afectada por la acción de organismos incrustantes que promueven la corrosión de la superficie metálica, el incremento de peso y modificación de las características hidrodinámicas.



*Figura 41: Zonas de corrosión de una estructura offshore.*

### 5.7. Métodos de protección existentes.

La tendencia de los metales a corroerse es un hecho natural y permanente. El problema radica en controlar este efecto destructivo con la mayor economía posible, en la forma técnicamente adecuada, optimizando los recursos existentes.

Existen diferentes métodos para proteger las estructuras del ataque de la corrosión y así mismo evitar el desgaste. Dado que para que exista un proceso de corrosión, debe formarse una pila o celda de corrosión y, por tanto, un ánodo, un conductor metálico y una solución conductora, además de una diferencia de potencial entre los electrodos o zonas anódicas y catódicas, la eliminación de alguno de los componentes esenciales de la mencionada pila, podría llegar a detener el proceso.

Debe quedar claro que un proceso de corrosión involucra tanto la reacción anódica como la catódica, y que si una de las reacciones falla, el proceso de corrosión se detiene.

### **5.7.1. Uso de materiales más resistentes.**

El control de la corrosión es sólo uno de los muchos factores que intervienen en la selección del material. El ingeniero de materiales al efectuar una determinada selección debe tener en cuenta una serie de factores, como propiedades físicas y mecánicas del material, resistencia a la corrosión, disponibilidad, facilidad de trabajo, además de los aspectos económicos, antes que pensar en el material en sí mismo.

La selección debería realizarse en base al material más económico, pero que reuniera la combinación de propiedades necesarias para el uso que se le va a dar.

Las consideraciones económicas son muy importantes, así como el tiempo de vida esperado. No se trata por ejemplo, de esperar un material más barato, si el costo de la demora puede llegar a ser mayor que el de un material más caro, pero del que se tiene una disponibilidad inmediata. Tampoco se trata de seleccionar un material muy resistente a la corrosión, y por lo general muy caro, que supera largamente la duración prevista para el equipo.

La selección de los materiales que vayamos a usar será factor decisivo en el control de la corrosión. Entre los metales comúnmente usados en aleaciones de aceros se encuentra: el cromo, el cobre, el níquel y el molibdeno. En otros casos se usan metales como aluminio, cuyo precio es muy razonable. Materiales menos comunes como el titanio y tantalio se emplean solamente bajo condiciones muy severas.

Para condiciones oxidantes se usan aleaciones que contengan cromo. Los elementos cerámicos poseen buena resistencia a la corrosión y a las altas temperaturas pero son quebradizos, su utilización se restringe a procesos que no incluyan riesgos.

La primera y más elemental forma de evitar la corrosión está dada por el buen diseño y las prácticas de construcción adecuadas. El hormigón en sí es una barrera física que protege al acero por su baja conductividad, por lo que el grosor de la capa de hormigón puede reducir las condiciones de agresividad. El uso de materiales tales como el acero pretensado en lugar de varillas convencionales es otra opción, pero existe preocupación por la posibilidad de que la corrosión cause una reducción en la sección transversal, con la consecuencia de falla de acero.

### **5.7.2. Modificación del medio ambiente.**

Las condiciones ambientales son muy importantes para el control de corrosión, algunos métodos usados son:

- ◆ La *reducción de la concentración de iones corrosivos* en una solución que está corroyendo un metal puede hacer que disminuya la velocidad de corrosión, se utiliza principalmente en aceros inoxidables.
- ◆ La *adición de inhibidores* que son principalmente catalizadores de retardo disminuye las probabilidades de corrosión. Los inhibidores son de varios tipos: los inhibidores de absorción que forman una película protectora, los inhibidores barrenderos que eliminan oxígeno. En general, los inhibidores son agentes químicos, añadidos a la solución de electrolito, emigran preferentemente hacia la superficie del ánodo o del cátodo y producen una polarización por concentración o por resistencia.

### **5.7.3. Protección catódica.**

La protección catódica se puede definir como una técnica que reduce la corrosión de una superficie metálica, haciendo circular por la misma superficie corriente catódica, de tal forma que la velocidad de la disolución anódica llega a ser despreciable. Desde un punto de vista simple, corresponde al empleo de corriente continua proveniente de una fuente externa, que se opone a una corriente de corrosión en las áreas anódicas de una estructura metálica sumergida en un medio conductor, o electrolito., tal como el suelo o el agua. Cuando un sistema catódico está instalado en forma apropiada, toda la porción de estructura protegida recoge corriente del electrolito que la rodea y toda la superficie expuesta se comporta como una sola área catódica; de aquí su nombre.

La protección catódica no elimina necesariamente la corrosión, sino que transfiere la corrosión desde una estructura bajo protección concentrándola en otro lugar conocido en donde la descarga de corriente anódica o el ánodo puede ser diseñada para una gran duración y/o reemplazado fácilmente.

La protección catódica ocurre cuando un metal es reforzado a ser el cátodo de la celda corrosiva adhiriéndose (acoplándolo o recubriéndolo) de un metal que se corroa más fácilmente que él, de forma tal que esa capa recubridora de metal se corroa antes que el metal que está siendo protegido y así se evite la reacción corrosiva. Una forma conocida de protección catódica es la *Galvanización*, que consiste en cubrir con zinc para que éste se corroa primero. Lo que se hace es convertir al zinc en un ánodo de sacrificio, porque él ha de corroerse antes que la pieza metálica protegida.



La protección catódica constituye sin duda el más importante de todos los métodos empleados para prevenir la corrosión de estructuras metálicas enterradas en el suelo o sumergidas en medios acuosos.

Tanto el acero como el cobre, plomo y bronce son algunos de los metales que suelen ser protegidos de la corrosión por este método.

En la práctica, la corriente necesaria para proteger una estructura desnuda suele ser demasiado grande como para ser rentable económicamente.

#### **5.7.3.1. Tipos de protección catódica.**

A pesar de todos los esfuerzos que se realizan, hay veces que es imposible evitar la corrosión total o parcial. Debido a esto se ha inventado un sistema conocido como protección catódica, cuya idea principal es tratar a la estructura a proteger mediante un cátodo. Para implementar este sistema encontramos dos métodos que se explicarán a continuación: corriente impresa y ánodos galvanizados.

##### **◆ Corriente Impresa**

La principal ventaja de la corriente impresa frente a los ánodos galvanizados es que tiene mayor capacidad para proteger frente a la corrosión. Esto hace que para proyectos con una vida útil muy larga o con apenas recubrimientos, siempre se escoja este sistema.

Este sistema requiere el uso de corriente continua, que, por lo general, se obtiene rectificando corriente alterna. A la hora de elegir el ánodo no debe de existir ningún problema, porque existen una gran cantidad de materiales capaces de dar entre 100 y 10000 veces más corriente que cualquier ánodo galvanizado. En aquellas estructuras en las que el recubrimiento está muy deteriorado o es nulo, la implantación de este sistema se convierte en una obligación.

Hay un gran número de ventajas a la hora de implantar la protección catódica por corriente impresa:

- ◆ *Capacidad ilimitada de corriente:* La cantidad de corriente que se puede manejar con este sistema puede ser desde unos pocos, hasta muchos centenares de amperios. La cantidad de corriente disponible es función del número de ánodos, de la tensión del rectificador y de la resistividad eléctrica del medio en el que se instalen los ánodos.
- ◆ *Gran capacidad de ajuste:* El uso del rectificador implica que hay una gran capacidad para el ajuste de la tensión y de la corriente a la salida de éste. Además, hay veces que los rectificadores vienen con controladores automáticos, por lo que se simplifica aun más su uso.
- ◆ *Menor coste unitario a mayor demanda de amperios:* El sistema de corriente impresa es significativamente más barato que el de ánodos galvánicos para corrientes grandes.

Por el contrario, el uso de la corriente impresa también implica contar con una serie de inconvenientes:

- ◆ *Mayor coste unitario a menor demanda de amperios:* Al contrario de los que ocurre para demandas altas, el coste unitario se encarece en corriente impresa frente a los ánodos galvanizados a medida que la demanda disminuye.
- ◆ *Mantenimiento más caro:* Es un sistema que falla más que el de ánodos galvánicos. En el momento en el que los interruptores no funcionen adecuadamente, los fusibles se quemarán y será necesario cambiarlos. Esto hace que cada cierto número de años, sea necesario cambiar alguna pieza susceptible de estropearse.
- ◆ *Afecta a estructuras cercanas:* El uso de un sistema de corriente impresa puede provocar la aparición de corrientes que corroan una estructura cercana. Hay veces que este efecto se minimiza distribuyendo los ánodos y colocándolos cerca de la estructura a proteger.

Existen una gran cantidad de materiales para el diseño de los ánodos. Por ejemplo, para la protección de tuberías se suelen escoger ánodos de grafito. El tipo y la cantidad de ánodos suele determinarse a través de la experiencia, teniendo en cuenta diferentes factores, como por ejemplo:

- ◆ *Corriente necesaria:* El ingeniero que esté implementando este sistema, se orientará instalando equipos catódicos temporales y estudiando la relación entre la intensidad necesaria y el potencial de la estructura.
- ◆ *Continuidad:* Todos los metales que se vayan a proteger catódicamente, deben estar unidos perfectamente para permitir el correcto paso de los electrones.
- ◆ *Resistividad del suelo:* Este parámetro es esencial a la hora del diseño. El ingeniero debe estimar la resistividad del suelo a diferentes profundidades, para calcular la resistividad en sucesivas capas.
- ◆ *Tamaño y localización:* Dependiendo del sistema que se vaya a proteger la disposición de los ánodos cambia. En cuanto al rectificador, hay que determinar con precisión los parámetros a la salida (corriente y tensión), además de tener controlada la fuente AC de la que se obtiene la potencia. Además, hay que especificar claramente los métodos de control y monitorización.

#### ◆ **Ánodos Galvánicos**

En este sistema, la principal característica es que el metal que se usa como ánodo se sacrifica por la estructura a proteger, es por esto por lo que a este sistema también se le

conoce como ánodos de sacrificio. Desde un punto de vista técnico y económico, las características que debe reunir todo ánodo deben ser:

- ◆ Potencial de disolución suficientemente negativo para poder polarizar a la estructura.
- ◆ Poca tendencia a la polarización, es decir, no debe desarrollar películas pasivantes u obstructoras con los productos de corrosión y tener una fuerte sobretensión de hidrógeno.
- ◆ Elevado rendimiento eléctrico en A/h-Kg.
- ◆ Debe presentar corrosión uniforme.
- ◆ Debe ser de fácil adquisición y poder estar en diferentes formas y tamaños.
- ◆ Debe tener un coste razonable, de manera que junto con otras características electroquímicas se pueda conseguir la protección A/año a un coste razonable.

La composición química de los ánodos de sacrificio incide en el comportamiento de estos, y sobre todo en las propiedades que los caracterizan: potencial de disolución, rendimiento de corriente, polaridad y homogeneidad de la corrosión anódica.

Además, la composición química ejerce influencia sobre las propiedades del producto de corrosión como la porosidad, adherencia, dureza y conductividad eléctrica.

A la hora de diseñar los ánodos lo primero de todo es calcular la corriente que se va a necesitar. Sin embargo, hay fabricantes que ofrecen sus productos ya diseñados para unas condiciones estándar y este paso, sólo será necesario cuando el diseño se salga fuera de esas condiciones estándar.

Para el correcto diseño de los ánodos de sacrificio hay que tener en cuenta su resistencia óhmica. Para ello se aplica la ley de Ohm, estimando la corriente de salida y evaluando el número de ánodos requeridos. Para el cálculo de la resistencia existen ya diferentes fórmulas que son función de las dimensiones del ánodo y de la resistividad del medio en el cual se va a situar. Las más conocidas son la Modificada de Dwight, la de McCoy, la de Waldron y Peterson y la de Lloyd's.

La que más se utiliza para ánodos delgados, libremente suspendidos o separados de la estructura a proteger, es la modificada de Dwight. La de McCoy fue expuesta para determinar la resistencia del ánodo en función de la superficie expuesta, sin tener en cuenta la geometría de éste. Es recomendable su uso para ánodos tipo brazaletes y para ánodos que se van a montar al mismo nivel de la estructura a proteger. La de Waldron y Peterson se usa para ánodos rectangulares y planos con respaldo de madera, brazaletes seccionados sobre línea de tubos y estructura. La ecuación de Lloyd's se aplica en el uso de ánodos de placa delgada expuesta por un solo lado y montados al mismo nivel de la superficie a proteger.

#### **5.7.4. Uso de recubrimientos.**

En términos generales, en aislar la superficie del ambiente, de los agentes corrosivos, mediante una barrera impermeable. Específicamente significa revestirla con una pintura o recubrimiento. Estos materiales son responsables de la protección de la vasta mayoría de las superficies metálicas, además de los hormigones en práctica en todas las plantas industriales y ambientes marítimos. Como tales son las principales armas que el hombre dispone contra la corrosión. Pueden variar de películas relativamente delgadas de pinturas hasta del ladrillo de 12" de espesor en estanques.

No solamente es importante seleccionar una barrera adecuada para cumplir los requisitos en una situación dada, sino que es de igual importancia también especificar la preparación de la superficie, la técnica de aplicación y más aún, el controlar que esto sea realmente repetido en el terreno. Hay a disposición una variedad amplia de materiales, equipos y procedimientos disponibles. El comportamiento de un recubrimiento frente a un eventual problema de corrosión dependerá de la correcta aplicación sobre cada punto y de un buen control de las operaciones durante su aplicación.

El uso de pinturas, lacas, barnices y muchos materiales orgánicos poliméricos han dado muy buen resultado como protección contra la corrosión. Estos materiales proveen barreras finas tenaces y duraderas para proteger el sustrato metálico de medios corrosivos. El uso de capas orgánicas protege más el metal de la corrosión que muchos otros métodos.

Los recubrimientos se aplican mediante capas finas que separen el ambiente corrosivo del metal, es decir, que puedan servir como ánodos sacrificables que puedan ser corroídos en lugar del metal subyacente. Los galvanizados son un buen ejemplo de este caso. Un recubrimiento continuo de zinc y estaño aísla el acero respecto al electrolito.

Una película de recubrimiento protege realmente los sustratos de metal de tres formas:

- ◆ Los recubrimientos pueden disminuir la tarea de difusión del agua y el oxígeno del ambiente hacia la superficie de metal. Esto limita el electrolito disponible para completar el patrón de la corrosión.
- ◆ La capa de recubrimiento puede disminuir la tarea de difusión de productos de corrosión desde la superficie del metal a través de la película. Este importante paso lento limita el flujo electrónico que es la corrosión.
- ◆ Los pigmentos anticorrosivos que contiene un primario formulado cambian las propiedades de la superficie de metal base. El resultado de este cambio es que el metal desarrolla una alta resistencia eléctrica que bloquee el proceso de corrosión. Diferentes pigmentos llevan a cabo esta tarea de distintas maneras. Algunos se pegan a la superficie de metal de tal manera que bloquean la capacidad del oxígeno para recoger electrones. Otros crean películas de óxido tan gruesas que son malas conductoras de electrones. Los otros reaccionan con iones de la superficie como los

clorhídricos o los sulfatos para formar sales insolubles, impidiendo el efecto pernicioso de estos contaminantes.

Las pinturas funcionan porque le dan un paso lento a la reacción corrosiva. Esta reducción en la tasa de flujo de corriente en el proceso electroquímico de corrosión, disminuye sustancialmente la velocidad a la cual se corroe el metal.

Una adecuada preparación superficial contribuye más que ningún otro factor al éxito de los sistemas protectores de pintura. Esto es particularmente cierto tratándose de esquemas de pinturas de alta calidad y resistencia química, cuyo requisito imprescindible es su aplicación sobre sustratos limpios y adecuadamente preparados.

Estos recubrimientos se utilizan para aislar el metal del medio agresivo.

Veamos en primer lugar aquellos recubrimientos metálicos y no-metálicos que se pueden aplicar al metal por proteger, sin una modificación notable de la superficie metálica.

- ◆ *Recubrimientos no-metálicos.* Podemos incluir dentro de estos las pinturas, barnices, lacas, resinas naturales o sintéticas. Grasas, ceras, aceites, empleados durante el almacenamiento o transporte de materiales metálicos ya manufacturados y que proporcionan una protección temporal.
- ◆ *Recubrimientos orgánicos de materiales plásticos.* Esmaltes vitrificados resistentes a la intemperie, al calor y a los ácidos.
- ◆ *Recubrimientos metálicos.* Pueden lograrse recubrimientos metálicos mediante la electro-deposición de metales como el níquel, zinc, cobre, cadmio, estaño y cromo.

Los recubrimientos metálicos utilizados se dividen en nobles y de sacrificio. Estos últimos aprovechan el principio de la corrosión galvánica para proteger el acero. Los recubrimientos nobles, como son los de cobre o níquel, sólo protegen al acero siempre y cuando el recubrimiento no esté dañado ya que el acero es anódico respecto a estos materiales. De todos estos recubrimientos el galvanizado de zinc es el comúnmente más utilizado; sin embargo, aún en este caso los resultados y la consecuente fractura del hormigón, pero no la previenen.

#### **5.7.4.1. Propiedades físicas de los recubrimientos metálicos.**

Refiriéndose al caso del acero, material de más amplia utilización, la selección de un determinado recubrimiento metálico se puede efectuar y justificar sobre la base de una de las siguientes propiedades físicas determinadas:

- ◆ Impermeabilidad, esto es que el recubrimiento sea continuo y de espesor suficiente, lo cual permitirá aislar la superficie del acero de los agentes agresivos.

- ◆ Resistencia mecánica de los metales utilizados en los recubrimientos, para garantizar una buena resistencia a los choques y rozamientos ligeros o accidentales.
- ◆ Buena adherencia al acero.
- ◆ Posibilidad de proporcionar superficies pulidas o mates, capaces de conferir a los objetos un acabado con fines decorativos.

Para obtener buenos resultados con los recubrimientos, hay que tener en cuenta una serie de operaciones que deben llevarse a cabo con anterioridad a la aplicación del recubrimiento.

## 6. ESTADO DE ARTE EN SISTEMAS DE APLICACIÓN DE LOS RECUBRIMIENTOS PARA ESTRUCTURAS MARINAS

Se entiende por sistemas de aplicación a una secuencia de operaciones ejecutadas de manera planeada y ordenada que se recomienda ejecutar antes de la aplicación, durante la aplicación y después de la aplicación de algún recubrimiento para estructuras marinas, con la finalidad de asegurar el desempeño y durabilidad del producto.

A continuación se describe el sistema de aplicación de recubrimientos utilizado en la industria marina:

- ◆ Acondicionamiento del área.
- ◆ Reparación de la superficie.
- ◆ Preparación de la superficie.
- ◆ Aplicación de la capa base.
- ◆ Aplicación del acabado.

Así mismo un sistema de aplicación también puede ser referido a alguna familia o conjunto de recubrimientos con propiedades físico-químicas y de desempeño conocidas que serán seleccionados de acuerdo con los requerimientos de protección, y que servirá para el resguardo de la estructura marítima bajo las condiciones de aplicación y funcionalidad también conocidas.

En instalaciones marítimas se utilizan los siguientes sistemas de aplicación:

### ◆ **Sistema básico.**

En este sistema se encuentran dos recubrimientos, uno que desempeña el papel de capa base, y otro que es el acabado.



### ◆ **Sistema reforzado.**

Este sistema consta de tres recubrimientos como son: capa base, intermedio y acabado. A diferencia del sistema tradicional, se encuentra el intermedio o enlace, que se utiliza preferentemente para garantizar adherencia entre la capa base (por ejemplo el inorgánico de zinc) y el acabado (por ejemplo poliuretano) o para aumentar espesores del sistema.



◆ **Sistema autoprimerio.**

Para la formación de este sistema, se necesita únicamente un recubrimiento, el cual desempeña la tarea de capa base y acabado al mismo tiempo.



**6.1. Inspección.**

Es importante que desde el inicio del proceso se inspeccione cada etapa que se guiará para lograr la protección de la estructura marítima. En inspecciones industriales de estructuras marítimas, se maneja una bitácora de inspección. En ella, se registran todas las condiciones tanto de equipos, clima, personal, recubrimientos, procedimiento, preparación de superficie, fecha y hora, esto con la finalidad de tener un soporte técnico que muchas veces es útil para detectar errores y áreas de oportunidad.

Plan de Inspección de Recubrimientos				
Tipo de Recubrimiento:				
Superficie:				
Descripción de la Actividad	Procedimiento	Criterio de Inspección	Resultado	Fecha y Hora

*Figura 42: Formato de inspección de recubrimientos.*

**6.1.1. Inspección previa a la aplicación.**

Se refiere a las actividades que se deben tener en cuenta antes de la aplicación:

- ◆ Condiciones del recubrimiento:
  - ◆ Identificación: fecha de caducidad.
  - ◆ Incorporación.
  - ◆ Preparación del recubrimiento: viscosidad.
  - ◆ Condiciones de almacenamiento.
  - ◆ Relación de mezcla.
  - ◆ Temperatura del recubrimiento.



- ◆ Condiciones ambientales: humedad relativa, temperatura ambiental.
  
- ◆ Equipo de aplicación.
  - ◆ Equipo de aspersión: convencional, airless.
  - ◆ Aceite en línea de aire.
  - ◆ Limpieza de la pistola.
  - ◆ Presión del aire.
  - ◆ Purga del compresor.
  - ◆ Lubricación del equipo.
  - ◆ Funcionamiento.
  - ◆ Herramientas manuales: limpieza de brochas y rodillos.
  
- ◆ Condiciones ambientales.
  - ◆ Humedad relativa.
  - ◆ Temperatura.
  - ◆ Punto de rocío.
  
- ◆ Preparación de la superficie.
  - ◆ Tipo de contaminantes.
  - ◆ Grado de limpieza.
  - ◆ Perfil de anclaje.
  - ◆ Porcentaje de humedad superficial.
  - ◆ Temperatura de las superficies.

### **6.1.2. Inspección durante la aplicación.**

- ◆ Procedimiento de aplicación.
  - ◆ Número de capas.
  - ◆ Superficie a proteger.
  - ◆ Retoques.
  
- ◆ Condiciones ambientales.
  - ◆ Humedad relativa
  - ◆ Temperatura.
  - ◆ Punto de rocío.
  
- ◆ Espesor de la película húmeda.

### **6.1.3. Inspección después de la aplicación.**

- ◆ Tiempos de secado.
  - ◆ Polvo.
  - ◆ Tacto.
  - ◆ Huella.
  - ◆ Duro.
  - ◆ Entre capas.
  - ◆ Curado total.
  
- ◆ Espesor de la película seca.
  - ◆ Prueba destructiva.
  - ◆ Prueba no destructiva.
  
- ◆ Propiedades y características.
  - ◆ Brillo.
  - ◆ Dureza.
  - ◆ Continuidad en la película.
  - ◆ Adherencia.
  
- ◆ *Limpieza del equipo.*
  - ◆ Aspersión.
  - ◆ Herramientas manuales.

### **6.2. Acondicionamiento del área.**

Se entiende por acondicionamiento del área el prepara el lugar de trabajo con todas las herramientas necesarias para ejecutar la actividad, incluyendo equipo de seguridad, además de la protección del inmobiliario, estructuras, equipos y accesorios. También se considera la señalización y acordonamiento del espacio en donde se está trabajando con el fin de evitar el paso de personas ajenas al área de aplicación, eliminar la posibilidad de accidentes o trabajos extra.

### **6.3. Reparación de la superficie.**

La reparación de una superficie consiste en realizar las actividades necesarias para obtener una uniformidad superficial de lo que se requiera recubrir. Básicamente es soldar y

repara huecos y grietas. Es necesario para el buen desempeño y para ayudar a prolongar la vida de los recubrimientos, que la superficie se encuentre uniforme, que no tenga rebabas ni puntos críticos que puedan a futuro ocasionar que el sistema de protección se trueque, abriendo la puerta a la corrosión.

Para esto se tiene que asegurar que la superficie se encuentre libre de huecos, grietas, rebabas de soldadura y cambio de piezas inservibles.

Las aberturas se pueden presentar en diferentes tamaños. Estas se reparan según sea el tipo de superficie ya que las podemos encontrar en metal, madera, yeso, mortero, plásticos y hormigón.

#### **6.4. Preparación de la superficie.**

La preparación de la superficie consiste en eliminar cualquier contaminante del área a aplicar con la finalidad de obtener una adherencia excelente. La durabilidad de los recubrimientos está directamente relacionada con el grado de preparación de la superficie, esto significa que la superficie debe estar libre de polvo, grasa, óxido, moho, recubrimientos viejos y/o cualquier otro contaminante. La superficie que va a pintarse debe limpiarse completamente antes de proceder a pintarla. Si las instrucciones del fabricante de la pintura así lo indican, la superficie debe tratarse químicamente. Se utiliza una pistola de soplado y un cepillo de alambre para remover todo el polvo y la mugre. Ninguna cantidad de pintura podrá cubrir una superficie mal preparada.

La durabilidad de los recubrimientos está directamente relacionada con el grado de preparación de la superficie. En el mantenimiento de barcos y estructuras marinas, la selección del método adecuado de preparación de superficies depende en mucho de la naturaleza de la capa base o el recubrimiento autoprimer que se haya recomendado, así como el servicio al que tenga que estar expuesto el sistema. En algunas ocasiones, las restricciones que pueden existir en el área de trabajo, suelen ser una limitante para utilizar materiales para realizar esta tarea, es por esto que se debe tener mucho cuidado al seleccionar el método correcto.

Algunas de las restricciones que se pueden encontrar son:

- ◆ Áreas con altas concentraciones de humedad relativa.
- ◆ Zonas donde se complica la limpieza por el constante golpeteo de las aguas de mar.
- ◆ Limitantes ecológicas y/o ambientales.
- ◆ Posible daño de equipo y/o áreas aledañas.
- ◆ Los espesores de película seca del sistema.
- ◆ Costos de la obra.

A nivel internacional se siguen las normas *Steel Structures Painting Council (SSPC)* y *National Association of Corrosion Engineers (NACE)* para la preparación de la superficie.

Norma SSPC	Norma NACE	Significado
Sp - 1	1	Limpieza con Solvente
Sp - 2	3	Limpieza Manual
Sp - 3	4	Limpieza Mecánica
Sp - 5	2	Limpieza a Grado Metal Blanco
Sp - 6	5	Limpieza a Grado Comercial
Sp - 7	8	Limpieza a Grado Ráfaga
Sp - 8		Limpieza con Ácidos
Sp - 10		Limpieza Cercana a Metal Blanco
Sp - 11		Limpieza a Metal Blanco con Herramienta
Sp - 12		Mecánica
Sp - 14		Limpieza con Agua a Presión
		Limpieza a Grado Industrial

*Figura 43: En esta tabla podemos ver los tipos de preparación de la superficie.*

## 6.5. Aplicación de la capa base.

Es la capa de recubrimiento que está en contacto con la superficie, su función principal es asegurar la adherencia u permanencia de una capa posterior de recubrimiento, así como tapar la porosidad en materiales en donde se requiera y en mayor o menor medida proteger al sustrato del medio ambiente.

La capa base es también conocida como primario, la cual brinda un mayor refuerzo a la estructura marítima contra la corrosión. En esta categoría podemos encontrar selladores, primarios y auto-primarios.

El funcionamiento del recubrimiento es proporcional al grado de gravedad de preparación de la superficie. La superficie que se requiera proteger con primario debe de estar libre de humedad, grasa y otros contaminantes.

Existe gran diversidad de recubrimientos como capa base, algunos de ellos requieren solvente para formar la viscosidad de rociado adecuada. Otras pueden simplemente requerir la adición de un segundo componente a una relación prescrita para obtener una consistencia rociable. Muchas de ellas también tienen endurecedores, u otros químicos que se le han añadido para asegurar la igualdad de color, barniz, dureza. Tiempo de secado y otras características necesarias para producir un recubrimiento de buena calidad.

## 6.6. Aplicación de intermedio.

Intermedio se le conoce al recubrimiento que sirve de enlace entre el acabado y el primario, cuando el acabado no es compatible con el primario o cuando se requiere mayor espesor en el sistema.

En ciertas ocasiones, se pueden encontrar superficies en las que ya existe aplicado algún recubrimiento de capa base o acabado en estructuras marítimas.

Particularmente, los recubrimientos de tipo inorgánico de zinc, presentan el problema de aceptar resinas de tipo alquídica, vinílica e incluso poliuretano, por lo que la selección del

enlace apropiado es un factor importante para el éxito o fracaso del sistema. Otro aspecto que se debe tener en cuenta, es el acabado que se pretende aplicar en el sistema debido q que el enlace seleccionado debe garantizar así mismo una buena adherencia con este último.

#### **6.7. Aplicación del acabado.**

Se entiende por acabado a la última capa que se aplica de recubrimiento sobre la superficie. Esta es la que se encuentra en contacto directo con el medio ambiente y que brinda la protección y durabilidad.

El funcionamiento del recubrimiento es proporcional al grado de preparación de la superficie.

La superficie con intermedio debe estar libre de humedad, agua y otros contaminantes.

## 7. ESTRUCTURA JACKET

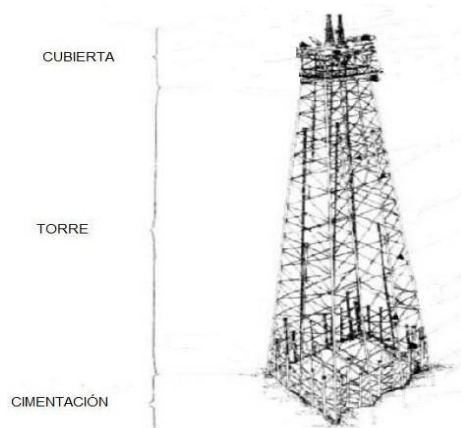
Dado que nuestro estudio va a consistir en el análisis de la protección contra la corrosión de una estructura Jacket, es de interés describir más detalladamente este tipo de estructura.

Las estructuras jackets cumplen generalmente dos funciones:

- ◆ Proporcionar la estructura de apoyo para la instalación de producción (módulo), manteniéndola estable por encima de las olas.
- ◆ Soportar y proteger las cargas que el mar ejerce sobre la estructura.

Como se ha comentado, se trata de una armadura tridimensional de perfiles tubulares de acero que presentan de 4 a 8 patas. Este tipo es propio y económico para profundidades menores a 100 m. Se compone principalmente de 3 elementos estructurales:

- ◆ *Cubierta*. Puede ser modular o integrada. Formada por entramado de barras y placas para formar un suelo. Soportan cargas de equipo de operación, de servicios requeridos por el personal, etc., dependiendo de la función o uso de la estructura.
- ◆ *Torre*. Sus funciones son soportar las condiciones ambientales, recibirla carga de la cubierta y transferirla a la cimentación, así como servir de soporte para otro tipo de elementos y subestructuras que existan debido al uso que se le esté dando a la estructura. Los componentes principales de la torre son: las patas o barras verticales, las barras horizontales y diagonales que conectan las patas, y las juntas.
- ◆ *Cimentación*. Se compone generalmente de pilotes metálicos hincados en el fondo marino que pueden estar unidos a las patas de dos formas, encajando el extremo del pilote en el interior de la pata, por lo que es evidente que el diámetro exterior del pilote debe ser inferior al diámetro interior de la pata, o también se puede fijar el pilote al pilar haciéndolo pasar a través de unos conectores soldados al pilar.



*Figura 44: Estructura Jacket.*

## 7.1. Directrices para el dimensionamiento inicial de la estructura.

Para pasar a analizar y comprobar la estructura Jacket hay que partir de un primer diseño. En este primer paso se tiene en cuenta la existencia de diseños de plataformas ya construidas en condiciones ambientes similares o en su defecto, fijar una configuración inicial siguiendo unos determinados principios basados en la experiencia en este campo de las estructuras.

Generalmente se comienza con la elección del tamaño de los pilotes, a partir de él se fijan las dimensiones de las barras verticales principales, y finalmente las dimensiones de las barras diagonales y horizontales que unen las barras verticales y las que sustentan la cubierta.

A continuación pasamos a presentar una serie de directrices tenidas en cuenta en el dimensionamiento de los elementos estructurales, las cuales están recogidas en el manual "Handbook of offshore engineering".

- ◆ La altura total de la estructura debe ser mayor que la altura máxima de la cresta de la ola que se pueda formar sobre el nivel de aguas tranquilas, para evitar que el oleaje afecte a la cubierta.
- ◆ Para la elección del pilote se debe seleccionar el diámetro exterior y el espesor de pared. El rango de diámetros exteriores de pilotes comúnmente utilizado es 36-72 in (0.91-1.83 m), y el espesor de pared debe ser mayor a 1 in (0.025 m) por problemas de corrosión. Además hay que determinar la profundidad o longitud de pilote, para lo que se requiere el conocimiento aproximado de los esfuerzos máximos actuando sobre los pilotes. La longitud del pilote se calcula teniendo en cuenta que la capacidad de carga  $Q_d$  del pilote debe ser igual o superior al axil extremo sobre el pilote, afectado por un coeficiente de seguridad igual a 1.5 para diseños de carga según la norma API RP2A.

$$P_{diseño} = 1.5 * P_{máx}; P_{diseño} \leq Q_d \quad \text{[ecuación 7.1.]}$$

La capacidad de carga de un pilote se define de la siguiente manera:

$$Q_d = Q_f + Q_p = \int_{z=0}^L f(z)A_s(z)dz + q \cdot A_p \quad \text{[ecuación 7.2.]}$$

donde:

$Q_f$ : capacidad de carga por fuste.

$Q_p$ : capacidad de carga por punta.

$f(z)$ : capacidad de fricción unitaria de la superficie (fuerza/ud. de área).

$A_s(z)$ : superficie lateral del pilote por unidad de longitud.

$q$ : capacidad de punta unitaria (fuerza/ud. de área).

$A_p$ : área bruta de la punta.

$L$ : longitud del pilote.

Una vez conocido las propiedades del pilote y el estudio geotécnico del terreno, se puede elaborar una tabla de capacidad de carga del pilote como muestra la figura 45.

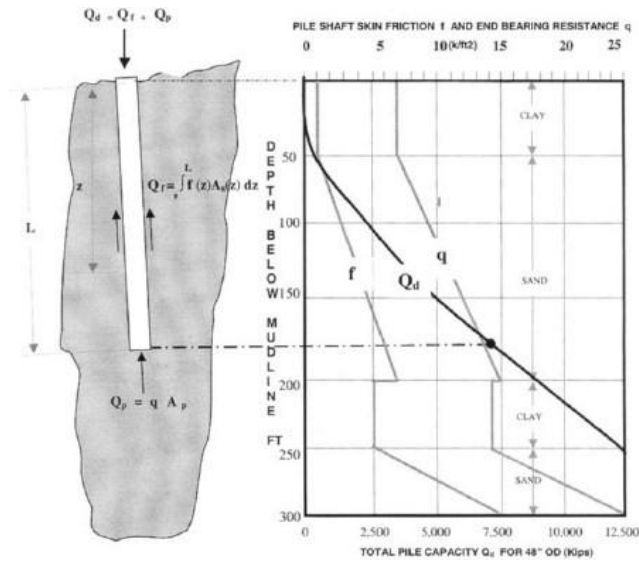


Figura 45: Longitud de pilote frente a su capacidad de carga.

Entrando en la tabla con la carga de diseño que debe soportar el pilote, se obtiene la longitud del pilote.

- ◆ **Configuración de la estructura Jacket.** Hay una amplia variedad de formas en cuanto a la disposición de las barras diagonales y horizontales que conectan las barras verticales principales, cada una de ellas con sus ventajas e inconvenientes. Varios de estos patrones se muestran en la figura 46.

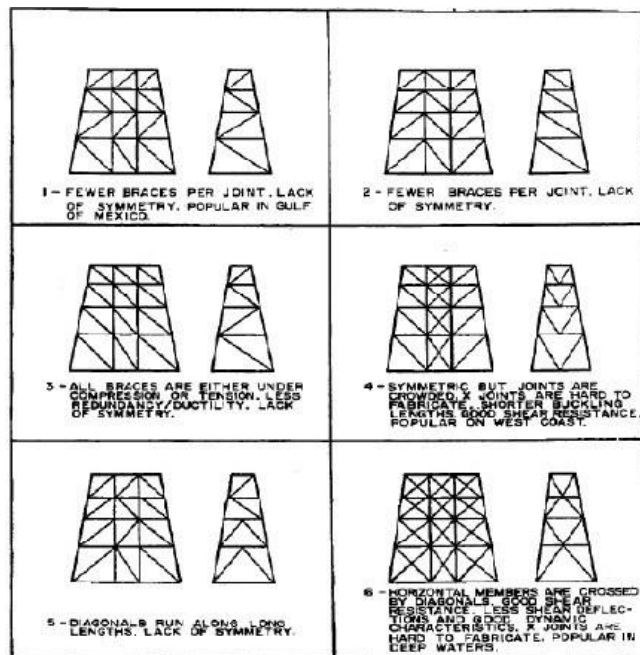


Figura 46: Configuraciones de estructuras Jacket.



El tipo 1 es el patrón K, el cual presenta pocas barras conectándose en las juntas, lo que reduce costos de soldadura y montaje. Este tipo es utilizado en localizaciones donde la solidez no es importante y donde no se presentan acciones sísmicas.

Los tipos 2 y 5 corresponden al patrón V, que presentan pocas barras conectándose en las juntas y carecen de redundancia y simetría. Es un patrón poco usado y no recomendado.

El tipo 3 es el patrón N, de características similares a los dos anteriores y tampoco es recomendado.

El tipo 4 es el patrón V más X de uso muy común. Este tipo presenta simetría, redundancia y mejor ductilidad, y su única desventaja es el alto número de barras que conectan en las juntas.

El tipo 6 es el patrón X, con el cual se consigue mayor ductilidad y mejor resistencia ante cargas sísmicas.

- ◆ *Elección barras verticales principales.* El diámetro interior debe ser 3-4 in (0.076-0.102 m) mayor que el diámetro exterior del pilote en caso de que el pilote se aloje en el interior de la barra vertical. El espesor debe oscilar entre 0.5-2.5 in (0.013-0.064 m), dado que un espesor menor conlleva problemas de corrosión y uno mayor es complejo de fabricar.

- ◆ *Elección barras horizontales y diagonales.* Se tienen en cuenta las siguientes directrices:

- ◆ Una relación de aspecto  $\alpha \in (0.7-1.4)$  para tener un buen comportamiento de rigidez, siendo:

$$\alpha = (a + b) / 2h \quad \text{[ecuación 7.3.]}$$

donde a, b y h son las dimensiones mostradas en la figura 47.

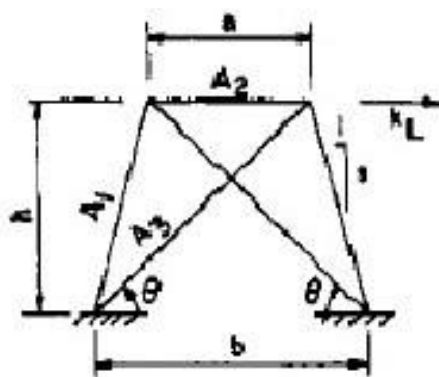


Figura 47: Geometría del patrón X.

- ◆ Elegir un diámetro tal que la relación de esbeltez  $kL/r \leq 70$ , donde:

k: coeficiente de pandeo, que toma el valor 0.8.

L: longitud.

r: radio de giro.

La longitud tenida en cuenta dependerá del patrón elegido. Si es el patrón K, se considera la longitud total de la barra L, y si es el patrón X se considera una longitud  $L_2$ .

$$L = \sqrt{\left(a + \frac{a}{s}\right)^2 + h^2}; \quad L_2 = \frac{Lb}{(a+b)} \quad \text{[ecuación 7.4.]}$$

El radio de giro para tubos de pared delgada se considera:  $r = 0.35D$ , siendo D el diámetro de la barra.

- ◆ Una relación de diámetros entre estas barras y las principales  $\beta > 0.3$ .
- ◆ Se toma el espesor de pared en función del diámetro exterior nunca menor de 0.5 in (0.013m), estando la relación entre ambas D/t en el rango 19-90.
- ◆ Para evitar la aparición de problemas hidrostáticos cumplir la siguiente restricción:

$$\frac{D}{t} < \frac{250}{(h_w)^{\frac{1}{3}}} \quad \text{[ecuación 7.5.]}$$

donde  $h_w$  es la profundidad de agua, en pies.

## **8. PROCESO DE CONSTRUCCIÓN DE LA ESTRUCTURA JACKET**

### **8.1. Fases de Construcción.**

La construcción de estructuras jackets incluye las siguientes fases de trabajo:

#### **◆ Adquisición**

Las actividades técnicas y comerciales necesarias para el suministro de los materiales y productos especializados que permitan la ejecución de las actividades de construcción.

#### **◆ Fabricación**

Los procesos que normalmente se llevan a cabo en los talleres de fabricación para la producción de unidades relativamente pequeñas. Así pues, el trabajo de taller incluye procesos tales como corte, laminación, estampación, ajuste, soldeo, tratamiento para la atenuación de tensiones efectuados sobre artículos tales como elementos tubulares soldados, vigas, nudos, viguetas, conos, apoyos, abrazaderas, etc.

#### **◆ Montaje**

Se trata del proceso que normalmente se efectúa fuera del taller de fabricación pero a nivel del suelo con el fin de montar grupos de artículos fabricados en el taller y formar una unidad (montada) para su subsiguiente elevación de acuerdo con una secuencia de construcción.

#### **◆ Elevación**

Consiste en el proceso necesario para instalar los artículos montados y fabricados en el taller junto con su configuración final. Estos procesos incluyen el ajuste y el soldeo. No obstante, los aspectos que se enfatizan son el transporte y levantamiento de montajes pesados.

### **8.2. Filosofía de la Construcción.**

El diseño de una estructura jacket, levantada, lanzada o auto flotante, se determina fundamentalmente en base tanto a los equipos disponibles para el montaje en el mar como a la profundidad del agua en el emplazamiento elegido. Por regla general, el método preferido consiste en colocar la estructura en su lugar mediante levantamiento. La magnitud de las estructuras jackets colocadas de esta manera ha aumentado a medida que ha crecido la capacidad de carga en el mar. Con la capacidad de carga actual, que alcanza las 14.000 toneladas, las jackets que se aproximan a este orden de magnitud son candidatas para la colocación mediante levantamiento.

En el caso de las jackets destinadas a aguas poco profundas, donde la altura es del mismo orden que las dimensiones de planta, la elevación se efectúa normalmente en vertical, es decir, en la misma posición que el montaje final. Este tipo de estructuras pueden levantarse o deslizarse a bordo de la barcaza.

Normalmente, las jackets destinadas a aguas profundas se montan sobre su costado. Este tipo de estructuras se izan a bordo de la barcaza mediante deslizamiento. Históricamente, la mayor parte de las jackets de gran tamaño se han lanzado desde la barcaza. Este procedimiento de construcción incluye normalmente tanques de flotación adicionales y una gran cantidad de tubos y valvulería que permitan la inundación de los pilares para el lastrado de la estructura con el fin de que adopte una postura vertical en el emplazamiento. Actualmente este método de construcción resulta aplicable para jackets de hasta 25.000 toneladas. Las jackets de tamaño muy grande, superior a esta cantidad, se han construido como unidades auto-flotantes en dique seco y remolcado hasta el emplazamiento marino tras inundar el dique.

A la hora de considerar la filosofía de la construcción y la estrategia contractual, los objetivos de cumplimiento de los requisitos de calidad y la eficacia tienen una importancia fundamental.

Una tercera consideración básica consiste en que el riesgo aumenta con cada etapa progresiva. Estas tendencias generales durante la construcción se muestran en la tabla 8.1.

Fase	Centro de trabajo	Eficiencia	Calidad variabilidad	Riesgo
Ingeniería	Oficina	Decreciente	Creciente	Creciente
Adquisición	Fábrica	Decreciente	Creciente	Creciente
Fabricación	Taller de fabricación	Decreciente	Creciente	Creciente
Montaje y erección	Emplazamiento del astillero	Decreciente	Creciente	Creciente
Izado a bordo y amarre marítimo	Transición	Decreciente	Creciente	Creciente
Transporte y montaje	Emplazamiento en el mar	Decreciente	Creciente	Creciente

*Tabla 8.1.: Fases y características de la construcción de estructuras jackets.*

Por lo tanto, resulta evidente que, como principio general, se debe emprender la mayor cantidad posible de trabajo en las primeras etapas del diseño, más productivas, de mayor calidad y menos arriesgadas.

Algunos de los principios que reducen tanto el tiempo como el coste de la construcción son:

- ◆ La subdivisión en componentes y módulos del mayor tamaño posible para la fabricación y el montaje.
- ◆ La fabricación concurrente de los componentes principales en el emplazamiento más favorable y bajo las condiciones más favorables aplicables a cada componente.

- ◆ La planificación del flujo de llegada de los componentes al lugar de montaje. El suministro de las instalaciones y equipos adecuados para el montaje, incluyendo artículos tales como varaderos con varios cabestrantes de izada y grúas para levantamientos pesados.
- ◆ Simplificación de configuraciones y homologación de detalles, calidades y magnitudes. Evitar tolerancias excesivamente estrictas.
- ◆ Selección de sistemas estructurales que utilicen técnicas y oficios de una manera relativamente continua y uniforme. Evitar los procedimientos que se muestren excesivamente sensibles a las condiciones meteorológicas; asegurar que los procesos que son sensibles a las condiciones meteorológicas, por ejemplo el revestimiento de protección, se completen durante la fabricación en el taller.

La gestión de la calidad es un componente vital e integral de todos los aspectos de la fabricación de estructuras jacket. Su objetivo consiste fundamentalmente en garantizar que se produce aquello que es necesario. Los requisitos para la documentación, puntos de retención, auditorías, inspecciones y acciones correctivas son parte del proceso de la garantía de calidad. Constituyen herramientas cruciales para el control de la ejecución del diseño y para el suministro de evidencias verificables de la competencia del fabricante.

El control de calidad, la inspección y los ensayos se deben efectuar durante todas las fases de construcción con el fin de asegurar que se cumplen los requisitos especificados. El programa de calidad más eficaz es aquel que evita la introducción de materiales y trabajo del hombre defectuosos en las estructuras, en lugar de localizar los problemas después de que se hayan producido.

### **8.3. Ingeniería de la construcción.**

La ingeniería de la ejecución, "ingeniería de la construcción", implica el trabajo necesario durante cada fase de la ejecución para asegurar que se cumplen los requisitos del diseño. La etapa del diseño de la estructura jacket encarna un método general de ejecución. Puesto que el perfil de la estructura, forma y propiedades requieren unos métodos de izado a bordo, transporte marítimo y montaje (actividades de construcción ejecutadas bajo la responsabilidad del fabricante), bastante específicos, existe una considerable interrelación por parte de los requisitos de ingeniería durante estas fases.

Durante las primeras etapas, por ejemplo desde la adquisición hasta el montaje y la elevación, el fabricante, si bien dentro de los límites de los requisitos de las especificaciones del diseño, tiene libertad de elección con respecto al método exacto de ejecución que desee adoptar. No obstante, el contratista está obligado en todas las fases a demostrar que los métodos que adopte son compatibles con los requisitos de las especificaciones y que no afectan a la integridad de la estructura.

Cada una de las fases de la ejecución tiene sus propios requisitos de ingeniería determinados por el proceso ejecutado durante esa fase. Estos procesos incluyen desde los que son en gran medida repetitivos, en las primeras etapas de la ejecución, hasta las actividades de una sola acción de las últimas fases. Por lo tanto, las labores de ingeniería que respaldan la adquisición y el trabajo de taller son voluminosas, aunque repetitivas, como, por ejemplo, recepción del material, planos para taller, planos para el corte, etc. Las fases del montaje y erección están respaldadas por una mezcla de actividades de ingeniería repetitivas como, por ejemplo, andamiaje, así como por estudios específicos para series de actividades limitadas.

Normalmente el volumen de la ingeniería de construcción de un fabricante en el caso de una estructura jacket de gran tamaño es de 130000/150000 horas.

A la hora de diseñar componentes de mayor tamaño, se debe considerar subdividirlos en elementos que no sufran alteraciones una vez fabricados y que puedan montarse con relativa facilidad, sin problemas de soldadura/dimensionales.

Nº	Serie de Documentos	Título Temático del Documento Individual o Grupo de Documentos
1	<i>Planos de Taller, Plan de Corte</i>	Normas de soldadura, nudos, tubulares, pilotes, camisas de pilotes, agrupaciones, estructuras guía para conductores, rodetes de lanzamiento, tanques de flotabilidad, sistemas de protección catódica, sistemas de revestimientos de protección, columnas ascendentes, tubos en J, desembarcaderos para buques, topes para buques, pasarelas, sistemas de enlechado, sistema de lastrado, elementos auxiliares para el montaje, planos finales.
2	<i>Método y Planos de las Obras de Fábrica Temporales</i>	Subconjuntos, montajes, apoyos, acceso, andamiaje, levantamiento y transporte terrestre, ensayos y puesta en servicio, identificación. Accesorios para la construcción en tierra. Conjunto en el mar (preparación, transporte, levantamiento, lanzamiento, patrones de anclaje, etc.). Accesorios para el conjunto en el mar (utillaje, guías, acceso, manejo, etc.).
3	<i>Procedimientos de Garantía de Calidad</i>	Identificación, distribución y aprobación de la documentación, puntos de presencia y de retención, modificaciones técnicas y gestión del incumplimiento de las especificaciones, control del material, identificación e investigación del material, adquisición y subcontratas, control de parámetros de la soldadura, gestión de áreas de problemas específicos.

4	<i>Procedimientos de Control de Calidad</i>	Métodos de ensayos no destructivos (visual, ensayos ultrasónicos, ensayos con líquidos penetrantes), formación y cualificación de operarios para ensayos no destructivos, calibración de equipos de inspección, ensayos de presión, pruebas varias.
5	<i>Manuales</i>	Ensayos, puesta en servicio y preparación de la jacket para el remolcado. Manuales de izado a bordo. Manuales de conjunto jacket, pilotes.
6	<i>Procedimientos de Soldadura</i>	Procedimientos de soldadura y reparación para cada emplazamiento
7	<i>Informes del Diseño, Inspecciones y Reglamentos</i>	Diseño del muelle, diseño de la vía de deslizamiento, diseño del sistema de atraque, reglamentos para la mejora del suelo, reglamentos para el sistema de deslizamiento, reglamentos para el dragado, transporte de jacket y pilotes, tanques de flotabilidad, lanzamiento y emplazamiento de la jacket, estabilidad sobre el fondo, condiciones de ensartamiento de los pilotes, estudio del nivelado de la jacket.
8	<i>Reuniones de Ingeniería</i>	Normalmente se celebran durante las fases críticas de la construcción, en los diversos emplazamientos de ésta.
9	<i>Fabricación, Conjunto y elevación</i>	Secuencia de fabricación/soldadura (para los elementos principales), conformado, flexión, tratamiento para la atenuación de tensiones, revestimiento, conjunto y elevación, sujeciones temporales y secundarias, levantamiento y transporte, introducción a presión, control del peso, control del asiento, pesaje de la jacket..
10	<i>Plan de Inspección</i>	Suministro de acero (en cada suministrador). Fabricación de los componentes típicos de la jacket y de los pilotes (en los centros pertinentes). Conjunto y erección.
11	<i>Propuestas Técnicas y Resoluciones en los Casos de Incumplimiento de las Especificaciones</i>	Posible en cada fase de situación del diseño: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Requisitos de Aclaración Técnica.</li> <li>- Requisitos para las Relajaciones Técnicas.</li> <li>- Informes sobre incumplimientos.</li> <li>- Informes sobre incumplimientos menores de las especificaciones.</li> </ul>

*Tabla 8.2.: Organización típica de los documentos técnicos del fabricante.*

## 8.4. Procesos de Fabricación.

El diseñador es quien determina las normas para la fabricación de las estructuras jackets. Generalmente, estas normas se basan en uno o más de los reglamentos de amplia difusión, mientras que los requisitos adicionales los dictan el diseño específico, las normas del cliente, reglas estatutarias, etc.

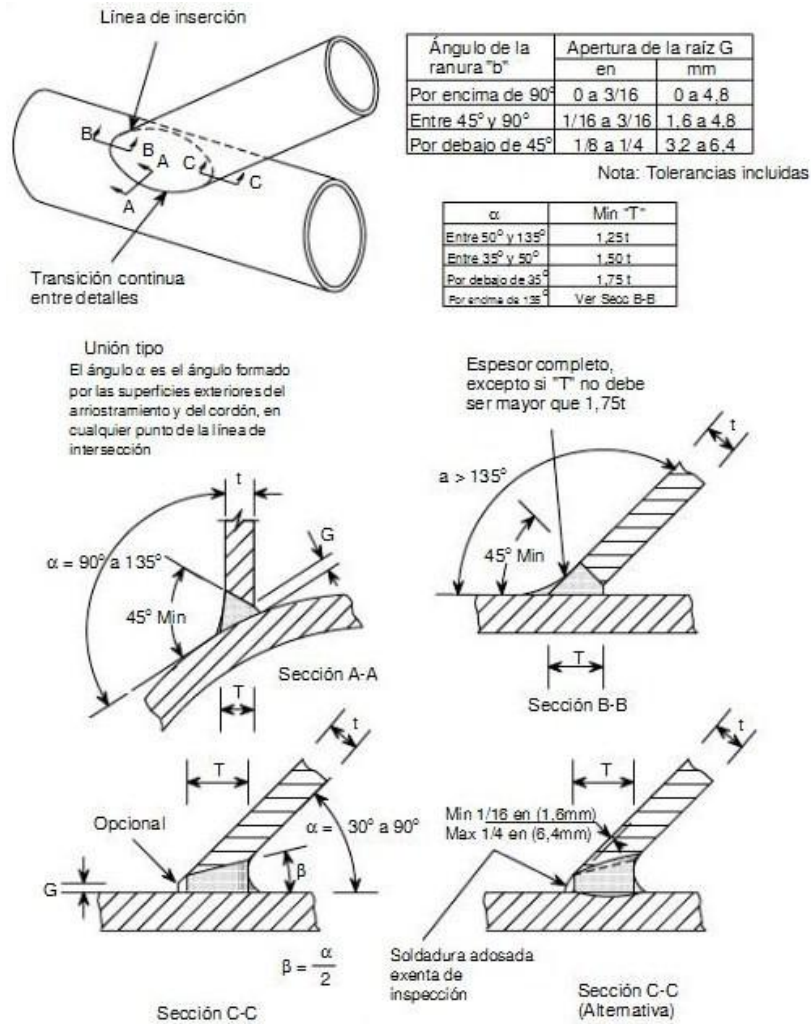


Figura 47: Uniones tubulares soldadas: soldeo por arco voltaico con protección.

Es necesario disponer de los procedimientos de soldadura, que deben detallar las clases de acero, el diseño de la unión, fungibles para las soldaduras, etc. Normalmente las soldaduras se someten a una inspección 100% visual, por partículas magnéticas (PM) y por ensayos ultrasónicos (EU). Los criterios para la aceptación de soldaduras, por ejemplo, la longitud máxima de la mordedura marginal ( $t/2$  o 10 mm) y la profundidad máxima ( $t/20$  o 0,25 mm) implican una calidad extraordinariamente elevada de ésta. Además, todos los soldadores deben tener una cualificación, que debe certificarse, acorde con el tipo de trabajo que se les asigne.



Cuando se descubra una soldadura defectuosa, ésta debe rectificarse mediante pulido, labra o soldeo, según sea necesario. Las soldaduras que presenten una resistencia, ductilidad o resiliencia insuficientes deben eliminarse completamente antes de proceder a la reparación.

En general, los submontajes se ejecutan de manera que al menos uno de los dos cantos que se acoplarán durante el montaje/elevación subsiguiente tenga una tolerancia por exceso en cuanto al recorte. Este procedimiento proporciona flexibilidad en el sentido de que es posible enviar los submontajes al emplazamiento con la tolerancia para el recorte y recortarse de manera que se ajusten en el emplazamiento. Alternativamente, también pueden cortarse a las dimensiones exactas durante el submontaje cuando las dimensiones finales ya se hayan determinado.

#### **8.4.1. Fabricación de los Nudos.**

Frecuentemente, los nudos principales de las estructuras son geoméricamente complejos. Debido a ello, su fabricación plantea problemas específicos, especialmente desde el punto de vista de la soldadura y del control dimensional.

En el caso de una estructura jacket compleja, el diseñador puede especificar los módulos tubulares de los nudos, o el nudo en su totalidad incluyendo los muñones y los rigidizadores circulares, en un material que tenga unas propiedades específicas en toda la sección de su espesor. Este requisito se introduce como consecuencia de los efectos de perforación o de desgarro que es probable que soporten estos elementos durante su vida prevista y, desde luego, durante el trabajo de taller. El diseñador también puede “engordar” o reforzar los módulos tubulares con el fin de que resistan las tensiones locales. Finalmente, en un esfuerzo por asegurar que las soldaduras del nudo contengan niveles mínimos de tensión residual debida a la fabricación, se prescribe la relajación de las tensiones térmicas o el tratamiento térmico posterior a la soldadura (TTPS). Éste es, con frecuencia, un requisito que se aplica a las jackets del Mar del Norte con paredes de gran espesor.

El proceso de fabricación típico de un nudo convencional, suponiendo que el módulo tubular (con o sin rigidizadores circulares) ya ha sido fabricado, comienza con el trazado del perfil de los muñones y finaliza con la inspección mediante ensayos ultrasónicos del nudo acabado y sometido al tratamiento térmico posterior a la soldadura.

Las etapas intermedias pueden efectuarse de diferentes maneras, algunas de las cuales dependen de la geometría específica del nudo y otras muchas de las preferencias del fabricante. Algunos fabricantes prefieren una orientación vertical del módulo tubular, afirmando que esto permite la fijación simultánea de un mayor número de muñones. No obstante, la mayor parte de los fabricantes tienden a ajustar los muñones a un tubo principal colocada sobre rodillos horizontales.

Las etapas de fabricación de un nudo típico son las siguientes:

- ◆ Trazar generatrices, puntos de aplicación, etc., sobre el módulo tubular. Cortar y perfilar los muñones. Retocar de biseles y trazo de generatrices sobre los muñones. Trazar los emplazamientos de los nudos sobre la superficie del módulo tubular y rectificación de superficies. Efectuar ensayos ultrasónicos de las áreas limpiadas con el fin de asegurar que el acero está libre de pliegues de laminación. Se debe tener especial cuidado en aquellos casos en los que las deformaciones de retracción en la dirección a través del espesor puedan ocasionar un desgarro laminar en uniones altamente restringidas.
- ◆ Montar uno o dos muñones adyacentes en el mismo plano sobre el módulo tubular. Soldar por puntos para mantenerlos en esa posición. Verificar el control dimensional y las preparaciones para la soldadura alrededor del muñón.
- ◆ Soldar de acuerdo con la secuencia predeterminada con el fin de limitar la deformación. Efectuar el ensayo por partículas magnéticas sobre las raíces rectificadas. Completar el relleno de la soldadura. Rebajar los cantos de los perfiles si fuera necesario. Rebajar cuidadosamente la soldadura en el metal de base con el fin de eliminar las mordeduras. Dejar que las soldaduras se enfríen. Inspeccionar visualmente las soldaduras acabadas. Efectuar inspecciones por partículas magnéticas y mediante ensayo ultrasónico de las soldaduras acabadas.
- ◆ Repetir las etapas anteriores para los sucesivos muñones.
- ◆ Una vez se hayan ajustado y soldado todos los muñones, efectuar el tratamiento térmico posterior a la soldadura (TTPS) según sea necesario, amolar y rebajar las soldaduras y volver a practicar los ensayos no destructivos (END) a todas las soldaduras.
- ◆ Efectuar todos los recortes necesarios en los módulos tubulares y muñones. Llevar a cabo el control dimensional final del nudo.

#### **8.4.2. Subconjuntos de la Jacket.**

El submontaje puede considerarse como una etapa intermedia entre el trabajo de taller típico, es decir, nudos, elementos tubulares, vigas, etc., y el montaje o elevación. El aspecto más importante consiste en realizar el mayor número posible de soldaduras en el taller. Esto asegura una calidad de las soldaduras más elevada, puesto que es posible soldar automáticamente o por ambas caras muchos nudos y tubulares.

A la hora de definir los subconjuntos, los principales factores que se han de tener en cuenta son los siguientes:

- ◆ *Magnitud/Peso/Dimensiones*: estos factores están gobernados en gran medida por consideraciones relativas a la transportabilidad.

- ◆ *Secuencia de la Soldadura:* los subconjuntos no deben implicar una secuencia de soldadura difícil que provoque deformaciones o tensiones inducidas durante la soldadura del subconjunto o el montaje o erección subsiguientes.
- ◆ *Viabilidad:* ciertos procesos pueden presentar dificultades de construcción específicas asociadas a ellos como, por ejemplo, ciertos rellenos cortos, de gran diámetro, resultan difíciles de montar verticalmente y es mejor incluirlos en los subconjuntos siempre que resulte posible.

#### **8.4.3. Control Dimensional.**

De todas las áreas de control de calidad (CC) que exigen atención, la del control dimensional, tal y como se enfatiza en los reglamentos y normas, tiende a exagerarse. No obstante, resulta evidente que es necesario prestar atención a las dimensiones que tienen importancia estructural como son, por ejemplo, la rectitud de los elementos, la ovalidad de los tubulares, las excentricidades en las uniones de nudos, etc. También es obvio que en una estructura jacket la alineación/verticalidad de elementos tales como las camisas de los pilotes, las guías de los conductores, los rodillos para el lanzamiento, etc., también son importantes.

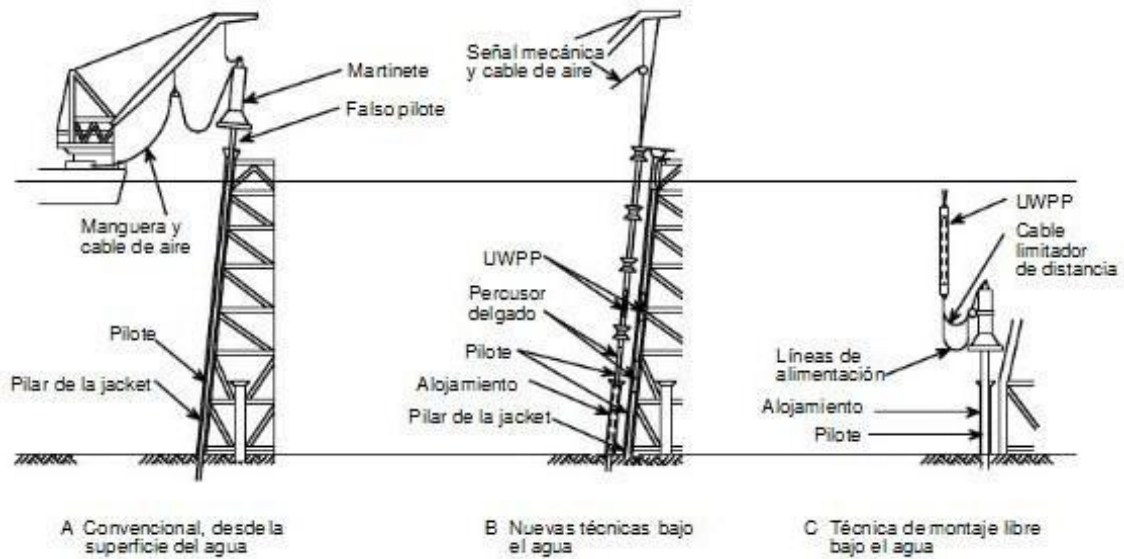
La razón principal para la exigencia de un control dimensional tan preciso de los nudos y tubulares durante la fabricación no es debida a las consecuencias estructurales de una situación de fuera de tolerancias, sino que es debida a la posibilidad de que las partes no encajen en el astillero.

Una de las incongruencias más molestas del concepto de las estructuras jackets tubulares de acero consiste en que las tolerancias con respecto a la excentricidad de los muñones de los nudos son amplias desde el punto de vista estructural, mientras que las tolerancias reales son muy estrechas debido a consideraciones relativas al ensamblaje de los componentes durante fases subsiguientes de la construcción.

El control dimensional del trabajo de taller de los nudos en particular implica cálculos en el taller potencialmente intrincados. No obstante, los sistemas más exitosos simplemente se limitan a la inclusión en los planos de taller de varias medidas adicionales de "verificación" y del marcaje correcto de las generatrices y descentramientos de los módulos tubulares de los nudos y de las generatrices de los muñones.

#### **8.4.4. Cimentación sobre Pilotes.**

La cimentación de la estructura jacket se lleva a cabo mediante pilotes tubulares de acero, de diámetros de hasta 2 m. Los pilotes se introducen en el lecho marino hasta una profundidad de 40-80 m y, en algunos casos, hasta 120 m. Básicamente, existen tres tipos de disposición de pilotes (véase la figura 48).



*Figura 48: Tipos de cimentación para jacket con técnicas de piloteaje convencionales y nuevas.*

#### **8.4.4.1. Resistencia de apoyo de los Pilotes.**

La resistencia a la carga axial es necesaria tanto para el aplastamiento como para la tracción. El pilote acumula tanto rozamiento superficial como resistencia al aplastamiento. La resistencia del pilote a la carga lateral es necesaria para la contención de las fuerzas horizontales. Estas fuerzas originan una flexión significativa del pilote cerca del lecho marino. El número, disposición, diámetro y penetración de los pilotes dependen de las cargas del entorno y de las condiciones del módulo en el emplazamiento.

## **9. INSTALACIÓN DE ESTRUCTURAS JACKETS**

El transporte se efectúa a bordo de una barcaza de cubierta plana o, si fuera posible, sobre la cubierta del buque grúa. Es necesario sujetar el módulo a la barcaza con el fin de que resista el movimiento de la barcaza en aguas embravecidas. El concepto de la sujeción durante la travesía lo determinan las posiciones de la estructura del módulo, así como los “puntos fuertes” de la barcaza.

### **9.1. Estructuras Jackets Instaladas con Grúa.**

La estructura jacket se construye en posición vertical (jackets más pequeñas) u horizontal (jackets más grandes) en un muelle del emplazamiento de fabricación. La estructura se iza y sujeta a bordo de una barcaza.

En el emplazamiento, se fondea la barcaza junto a un buque grúa. Se levanta la estructura de la barcaza, se coloca en posición vertical desde la horizontal en la que estaba y se coloca cuidadosamente sobre el lecho marino.

Tras colocar la estructura, se instalan los pilotes en sus alojamientos y se introducen en el lecho marino. La fijación de los pilotes a la estructura concluye el montaje.

### **9.2. Jackets Instaladas mediante Lanzamiento.**

La estructura jacket se construye en posición horizontal. Para su izado a bordo de la barcaza de transporte, se coloca sobre rodillos que se deslizan sobre una vía recta de vigas metálicas y se la arrastra para subirla a la barcaza.

Una vez en el emplazamiento, se desliza la estructura fuera de la barcaza. Se sumerge profundamente en el agua y posteriormente adopta una posición flotante (véase la figura 49).

Se necesitan dos vigas verticales fuertes de celosías y paralelas a la estructura, capaces de absorber las reacciones en el apoyo durante el lanzamiento. Con el fin de reducir las fuerzas y momentos en la estructura.

La siguiente fase consiste en colocar la estructura en posición vertical por medio del llenado controlado de los tanques de flotabilidad y a continuación se coloca sobre el lecho marino.

Hay estructuras jackets con capacidad de colocarse por sí mismas en posición vertical. Lo hacen así tras el lanzamiento. El montaje se completa con el pilotaje y la fijación de los pilotes.

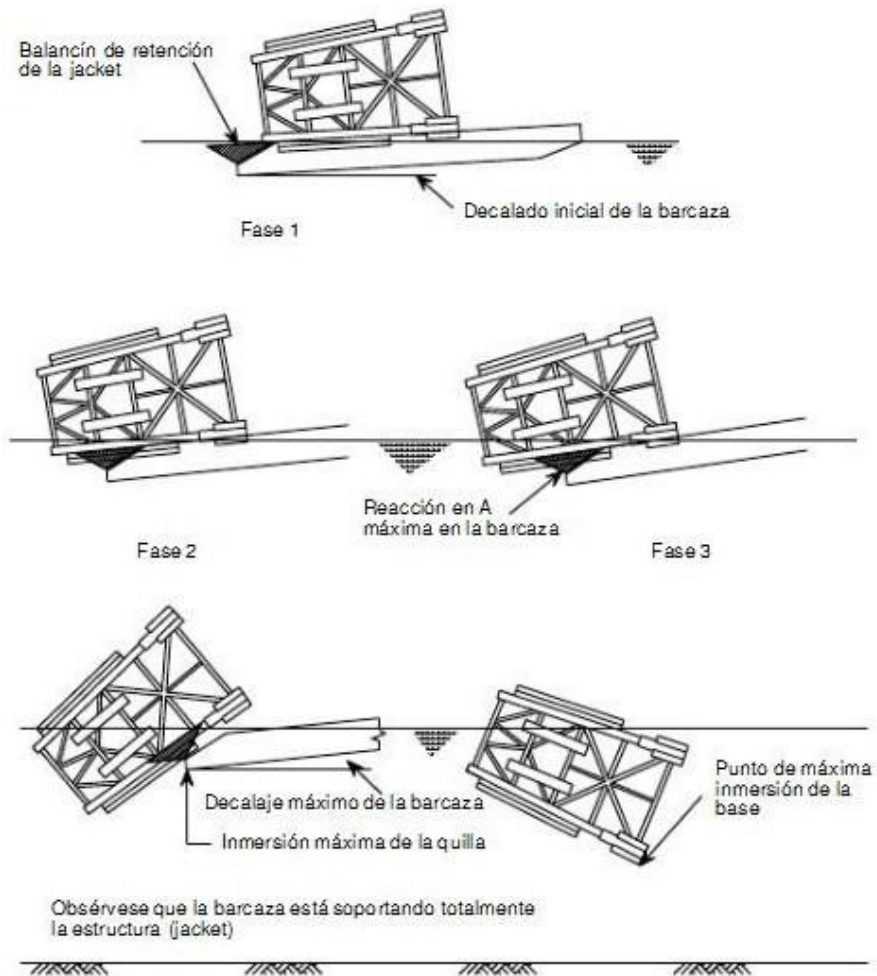


Figura 49: Lanzamiento de una jacket.

### 9.3. Levantamientos en alta mar.

El levantamiento de cargas pesadas desde barcazas constituye una de las actividades de construcción de mayor importancia y espectacularidad, ya que requiere atención a la hora de desarrollar los conceptos.

Para estas operaciones son necesarias las llamadas “ventanas meteorológicas”, es decir, los periodos de condiciones meteorológicas adecuadas.

#### 9.3.1. Buque Grúa.

El levantamiento de cargas pesadas en el mar exige el uso de buques grúa especializados. La figura 50 ofrece información sobre un buque grúa típico con dos grúas. La tabla 9.1. presenta una lista de algunos de los principales buques grúa.

### 9.3.2. Disposición de las Eslingas y Grilletes.

Para el levantamiento se utilizan eslingas de acero en una disposición de cuatro cables que descansan directamente en el gancho de cuatro puntos del buque grúa. La eslinga más pesada disponible actualmente tiene un diámetro de aproximadamente 350 mm, una carga de rotura de aproximadamente 48 MN y una carga útil de seguridad (CUS) de 16 MN. Hay grilletes disponibles con una carga útil de seguridad de hasta 10 MN para conectar los cáncamos (pad eyes) instalados en los pilares de los módulos. Debido al espacio necesario, la unión de más de un grillete al mismo pilar no resulta una opción muy atractiva. Así pues, cuando la carga de la eslinga supera los 10 MN, los muñones (trunnions) se convierten en una opción.

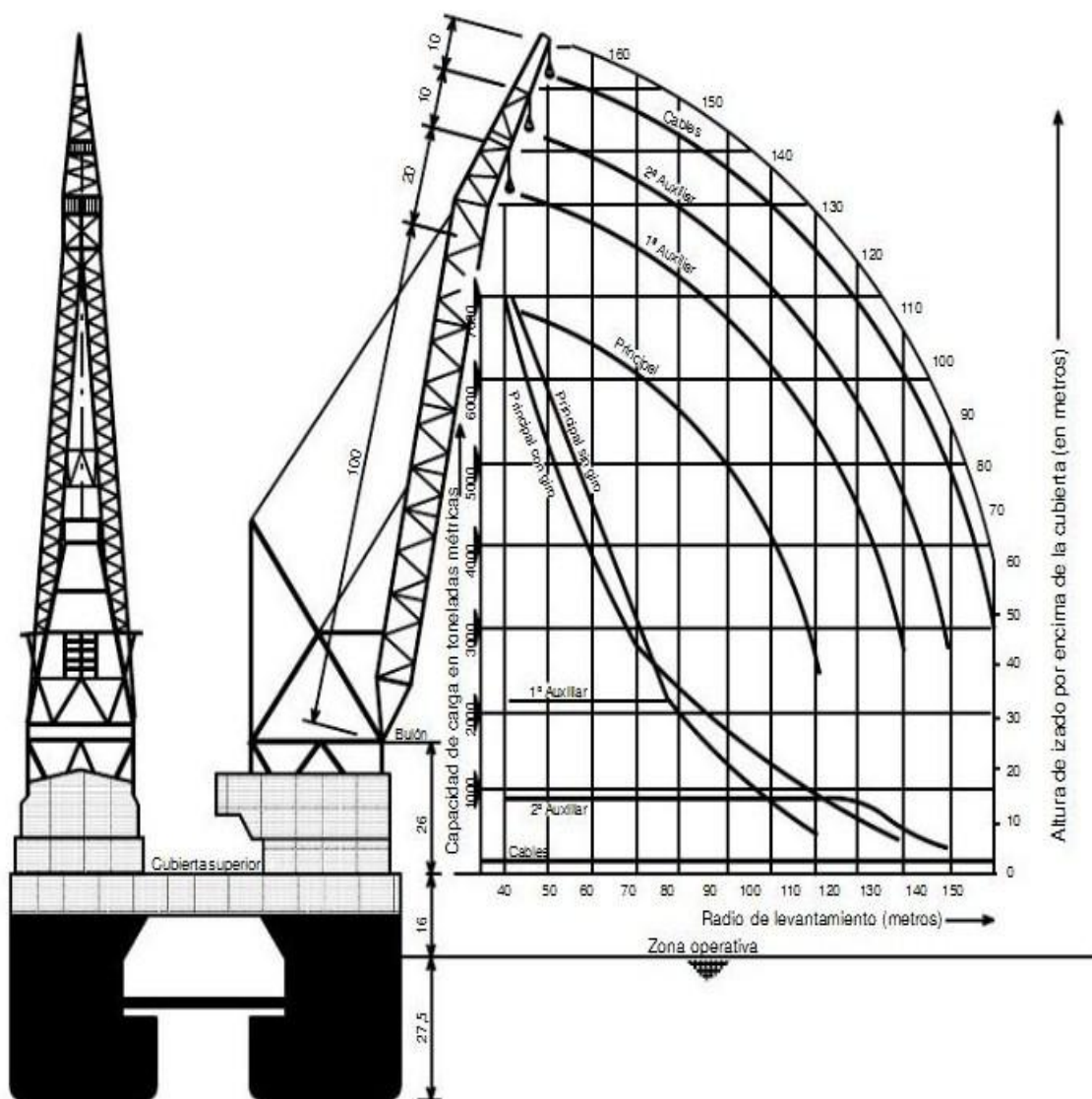


Figura 50: Diagrama de la capacidad de carga para un buque-grúa grande y doble.

Operador	Nombre	Tipo	Modo	Capacidad de carga (toneladas)
Heerema	Thor	Monocasco	Fijo	2720
			Giratorio	1820
	Odín	Monocasco	Fijo	2720
			Giratorio	2450
	Hermod	Semisumergidas	Fijo	4536 + 3628 = 8164
			Giratorio	3630 + 2720 = 6350
Balder	Semisumergidas	Fijo	3630 + 2720 = 6350	
		Giratorio	3000 + 2000 = 5000	
McDermott	DB50	Monocasco	Fijo	4000
			Giratorio	3800
	DB100	Semisumergida	Fijo	1820
			Giratorio	1450
	DB101	Semisumergida	Fijo	3600
			Giratorio	2450
DB102	Semisumergidas	Giratorio	6000 + 6000 = 12000	
Micoperi	M7000	Semisumergida	Giratorio	7000 + 7000 = 14000
ETPM	DLB1601	Monocasco	Giratorio	16000

*Notas:*

- *Capacidad de carga nominal en toneladas métricas.*
- *Cuando los buques grúas están provistos de dos grúas, éstas se encuentran en la proa y popa del buque, aproximadamente a 60 m de distancia entre ejes.*
- *Giratorio = Capacidad de carga con grúa totalmente giratoria.*  
*Fijo = Capacidad de carga con grúa fija.*

Tabla 9.1.: Buques grúa más importantes.



## 10. SELECCIÓN DEL TIPO DE PROTECCIÓN DE UNA ESTRUCTURA JACKET

La Protección Catódica es una técnica de control de la corrosión, la cual aprovecha el mismo principio electroquímico de la corrosión, transportando un cátodo a una estructura metálica, ya sea que se encuentre enterrada o sumergida. Para este fin será necesaria la utilización de fuentes de energía externa mediante el empleo de ánodos galvánicos.

Los sistemas más comunes de protección contra la corrosión son:

- ◆ Pintura.
- ◆ Sistema de protección catódica.
- ◆ Recubrimientos y Sistemas de protección catódica combinados.

La mejor protección a la protección es una combinación de una buena pintura y una buena protección catódica, ya que un buen pintado es una barrera de ayuda que reduce la corriente requerida a suministrar por la protección catódica.

### 10.1. Protección Catódica.

La selección del tipo de protección catódica más conveniente para una determinada estructura depende esencialmente de consideraciones técnicas y económicas. Deben analizarse las ventajas y desventajas de cada sistema, su costo, su viabilidad técnica, la vida útil que se desea, entre otros aspectos.

A modo de ilustración se presentan ahora algunas ventajas y desventajas de los dos tipos de sistemas de protección catódica.

#### ◆ *Ánodos galvánicos*

- ◆ Este sistema de ánodos galvánicos es el indicado para electrolitos de baja resistividad, en general del orden de 1 500 W-cm para ánodos de Zn y 6 000 W-cm para ánodos de Mg. En medios de resistividad más alta, su empleo debe estar precedido de un minucioso estudio de todos los parámetros involucrados.
- ◆ Los ánodos galvánicos se recomiendan generalmente para estructuras pequeñas. Para grandes instalaciones, por ejemplo, grandes estructuras marítimas, debe hacerse una cuidadosa evaluación técnica y económica que tenga en cuenta que el costo inicial será muy alto, particularmente si el diseño se efectúa para un vida útil larga, como en el caso de las plataformas marinas de producción de petróleo en mares profundos.
- ◆ Cuando el diseño se realiza para una vida útil corta, hay que tener en cuenta la reposición periódica de los ánodos, como en el caso de las embarcaciones.

- ◆ No es recomendable este sistema para proteger estructuras que puedan estar sujetas a corrientes de interferencia, a no ser que estas corrientes tengan intensidades muy bajas.
- ◆ Los sistemas galvánicos con ánodos de zinc y de aluminio son normalmente autorregulables. Cuando se utilizan ánodos de Mg, el sistema acepta una pequeña regulación.
- ◆ El sistema presenta un índice elevado de continuidad operacional.
- ◆ Con un Sistema de ánodos galvánicos no hay posibilidad de una inversión de la polaridad.

◆ *Corriente Impresa.*

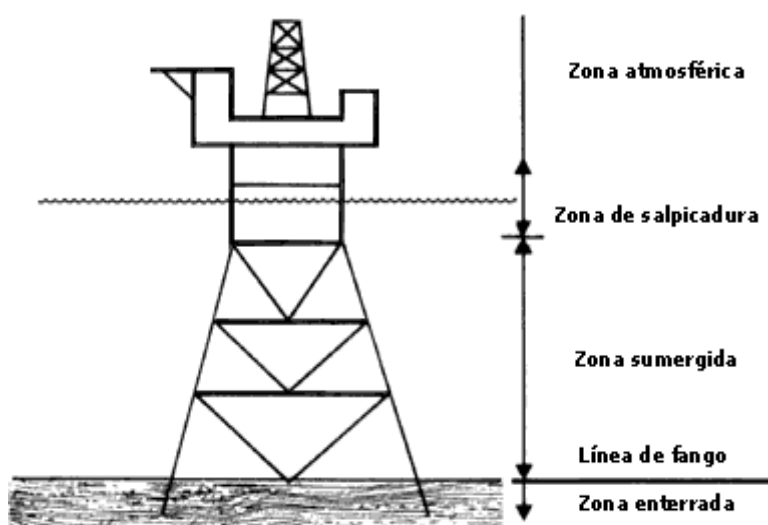
- ◆ La resistividad del medio o electrolito no constituye una limitación seria para el sistema de corriente impresa, una vez ajustada la diferencia de potencial necesaria para proporcionar dicha corriente.
- ◆ Este sistema es el indicado para estructuras medias y grandes.
- ◆ El sistema necesita de un seguimiento operacional, especialmente de una inspección periódica del equipo de impresión de corriente. La inspección de los ánodos puede ser menos frecuente ya que están proyectados para una vida útil de 20 años o más.
- ◆ Es recomendable para estructuras que puedan presentar problemas de corrientes parásitas o vagabundas, ya que permite su control.
- ◆ El sistema de corriente impresa permite un amplio intervalo de regulación mediante la variación del voltaje de salida de los equipos para la impresión de la corriente, siempre y cuando se proyecte en forma adecuada.
- ◆ En general, el costo inicial es mayor que el de un sistema de ánodos galvánicos, a menos que se trate de una estructura muy grande y diseñada para una vida útil larga.
- ◆ Este sistema está sujeto a interrupciones en su funcionamiento como consecuencia de fallos en el suministro de energía eléctrica y defectos en el equipo propio para la impresión de la corriente.
- ◆ Tiene la posibilidad de inversiones de polaridad.

**10.1.1. Protección catódica de estructuras sumergidas.**

La protección catódica del acero en estas condiciones es bastante más sencilla que en el caso de estructuras enterradas, ya que por regla general, el electrolito tiene una resistividad uniforme y, además, si se trata de agua de mar, dicha resistividad es muy baja, entre 20 y 40  $\Omega$ -cm según los mares y, por lo tanto, la difusión de la corriente de protección se puede lograr con gran facilidad.

Hay que tener en cuenta que mientras que la protección catódica de una estructura de acero enterrada y desnuda es antieconómica, si dicha estructura estuviera sumergida en agua de mar podría confiarse su protección anticorrosiva a un sistema de protección catódica solamente, ya que si se le comunica la densidad de corriente adecuada, la superficie metálica podrá quedar recubierta por una capa calcárea causada por la precipitación de algunas sales presentes en el agua de mar, principalmente de hidróxido de magnesio y carbonato cálcico.

Esta capa calcárea hará disminuir bastante la corriente de protección. De hecho, así sucede en los tanques petroleros, los cuales van, por regla general, sin pintar y protegidos por ánodos de sacrificio. Igualmente, muchas plataformas de sondeo y explotación de yacimientos petrolíferos submarinos llevan, a excepción de la zona de salpicadura, la superficie desnuda y protegida catódicamente (véase la figura 51).



*Figura 51: Diferentes zonas de corrosión en una plataforma marina (estructura offshore).*

### **10.1.2. Generalidades sobre el cálculo.**

La técnica de protección catódica a emplear es muy distinta en cada caso, dependiendo también de la clase de agua que rodea a la estructura metálica.

En cualquier caso y cualquier tipo de agua, la teoría de aplicación de la protección catódica siempre será la misma. Habrá que hacer circular una corriente determinada de  $I$  amperios (A) por un circuito de resistencia total  $R$  ohmios ( $\Omega$ ), para lo cual se necesitará de una diferencia de potencial o tensión de  $V$  voltios.

La corriente en amperios será calculada fácilmente si se conoce la densidad de corriente necesaria para que la estructura metálica en contacto con el agua alcance el potencial de protección en toda su superficie. Existe mucha información al respecto y se han dado valores orientativos basados en la experiencia acumulada durante años.

Estos valores de densidad de corriente vienen en miliamperes por metro cuadrado ( $\text{mA}/\text{m}^2$ ) y, por lo tanto, al conocer la superficie de acero en contacto con el agua, se puede

calcular la corriente total necesaria. Por otra parte, este dato se podrá obtener también experimentalmente en cada caso, haciendo una inyección de corriente eventual y midiendo la intensidad.

La resistencia total del circuito de protección es perfectamente calculable ya que es la suma de la resistencia de la estructura frente al agua que la rodea (resistencia catódica), la de los ánodos (resistencia anódica) y la de los conductores eléctricos.

La resistencia de la estructura frente al electrolito resulta despreciable, ya que estas estructuras suelen tener una gran superficie en contacto con el agua. La resistencia de los cables es conocida, dependiendo de su grosor y longitud. La resistencia anódica se calcula dependiendo de las dimensiones geométricas de los ánodos utilizados y de la resistividad del agua. Esta resistencia, en el caso de ánodos de sacrificio o galvánicos, es la única que se tiene en cuenta.

Conociendo la intensidad total que va a consumir la estructura y la resistencia del circuito, se puede determinar de inmediato el voltaje de salida que deberá tener la fuente de alimentación de la corriente ( $V = I.R$ ).

Lo dicho hasta ahora se refiere al cálculo de una instalación de corriente impresa, en la cual hemos calculado la intensidad y resistencia para obtener la tensión de salida del transformador. Ahora bien, si tenemos que hacer la instalación de protección con ánodos de sacrificio, habrá que tener en cuenta que cada material anódico (Zn, Al, Mg) dispone de un potencial de circulación fijo. Este potencial, como ya se ha expuesto, es la diferencia entre el potencial electroquímico de corrosión del metal anódico y el potencial del acero protegido, ambos medidos con respecto al mismo electrodo de referencia. Por lo tanto, sólo se dispone de 0.25 V si se utiliza el Zn, de 0.3 V si se emplea el Al y de 0.7 V si se usa Mg.

Para el agua de mar, los ánodos de Zn y Al normalizados por cada fabricante ya tienen tabuladas las salidas de corriente en amperes, que dependen de su forma geométrica (resistencia).

A continuación se describe el cálculo y ejecución de algunos casos comunes.

#### ◆ *Estructuras sumergidas*

Las estructuras de acero sumergidas que se encuentran con mayor frecuencia son de dos tipos: fijas y móviles.

Las fijas, más comunes, se usan en obras portuarias, tuberías de transporte, compuertas y plataformas offshore y las móviles, en cascos de buque.

#### ◆ *Estructuras fijas sumergidas en agua.*

Conocidas las dimensiones que la estructura tiene sumergida, conoceremos su superficie. A esta superficie se le aplicará la densidad de corriente adecuada.

Tratándose de agua de mar, habrá que tener en cuenta el efecto protector de las incrustaciones y su calidad, que está en función de la densidad de corriente aplicada. En efecto, una superficie de acero sumergida en agua de mar puede ser protegida catódicamente aplicando cantidades comprendidas entre  $60 \text{ mA/m}^2$  y  $2 \text{ mA/m}^2$ . Con altas densidades de corriente, la formación de incrustaciones, constituida principalmente por hidróxido de magnesio ( $\text{Mg(OH)}_2$ ), es instantánea, voluminosa, muy porosa y se desprende fácilmente incluso con los movimientos del agua de poca velocidad.

Con densidades de corriente bajas, la formación de incrustaciones, constituida principalmente por carbonato cálcico ( $\text{CaCO}_3$ ), es muy lenta; se forma una película delgada, dura y compacta, fuertemente adherida a la superficie metálica y que, por tanto, la protege mucho.

La instalación de protección catódica será tanto más económica cuanto los elementos constituyentes sean más pequeños y entren en menor número; las densidades de corriente óptimas están comprendidas entre los 200 y los 60  $\text{mA/n}^2$ . Con  $100 \text{ mA/m}^2$  inicialmente, la capa incrustante tardaría entre 45 y 60 días en formarse definitivamente; estará constituida principalmente por carbonato cálcico y así la instalación quedaría protegida, una vez formada dicha capa, con una densidad de corriente de  $40 \text{ mA/m}^2$ , es decir, que la corriente de mantenimiento equivaldría a un 40% de la inicial.

Los casos y cifras anteriores se refieren a superficies de acero desnudas. Pero si la estructura a proteger está pintada, deberá aplicarse un factor de eficiencia de la pintura en función de los deterioros que haya sufrido durante el montaje. Para obras portuarias como pantalanés de pilotes o tablestacados, los factores de eficiencia de las pinturas oscilan entre el 80 y el 90%, es decir que la superficie que queda descubierta del acero será del 20 al 10% de la total.

Este tipo de estructuras sumergidas fijas suele tener una parte enterrada en el fondo, la cual también va a demandar una corriente de protección que, por lo tanto, debe ser calculada.

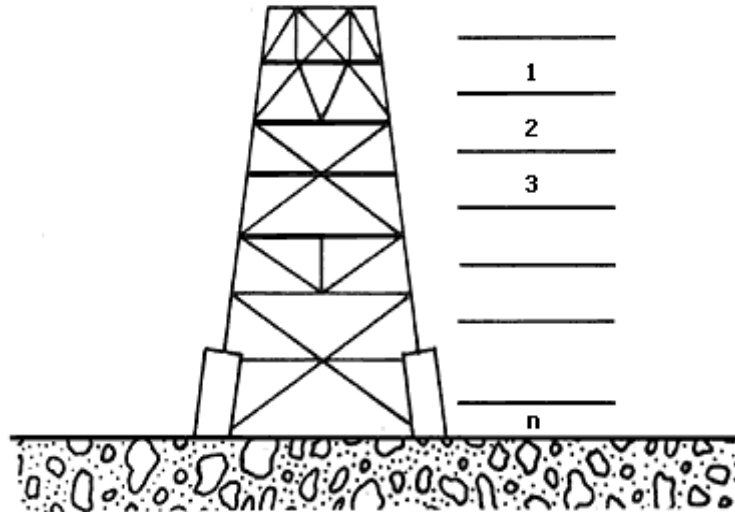
La fijación de los componentes de la estructura, como pilotes o tablestacas, se hace por hincado en el fondo marino por lo que este tipo de estructuras se deben considerar desnudas y de hecho se instalan desnudas, sin ningún tipo de recubrimiento, ya que si lo tuvieran, lo perderían casi todo en la operación de hincado. El acero desnudo en los fondos marinos puede demandar para su protección catódica una densidad de corriente que va de 20 a  $60 \text{ mA/m}^2$ .

### **10.1.3. Análisis de la Protección Catódica por Ánodos Galvánicos.**

Una estructura de este tipo suele estar constituida por elementos tubulares o perfiles normalizados. En el caso de las estructuras offshore, los elementos que las constituyen son tubos, que pueden o no estar unidos eléctricamente. Así mismo, hay determinados tipos de

empalizadas portuarias constituidas por perfiles de varios tipos, pero que tienen, todos ellos, superficies unitarias calculables cuya suma nos daría la superficie total a proteger.

En tal caso, la protección con ánodos de sacrificio se calculará por superficies parciales, capaces de ser protegidas con un ánodo o grupo de ánodos (Véase la figura 52).



*Figura 52: Representación esquemática de la división en zonas de una plataforma.*

La cantidad de corriente que es capaz de suministrar un ánodo de unas determinadas dimensiones, o bien está dada en las tablas del fabricante o bien se puede conocer calculando su resistencia en un medio de resistividad conocida y sabiendo la diferencia entre el potencial de disolución del material anódico y el potencial de protección de la estructura de acero.

La vida de esta instalación se calcularía en función del peso de aleación, de acuerdo con la fórmula:

$$\text{Vida} = \frac{Q \cdot P \cdot \theta \cdot \beta}{I},$$

siendo:

Q: es la capacidad de corriente de la aleación en A-año/kg.

P: es el peso del ánodo.

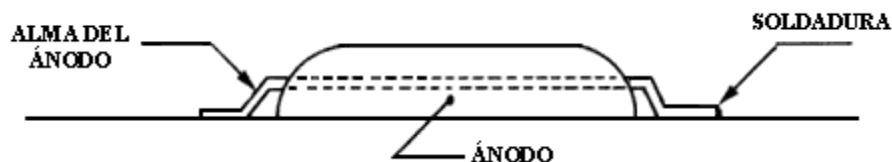
$\theta$ : el rendimiento.

$\beta$ : el factor de utilización.

I: la intensidad.

La instalación de estos ánodos es muy sencilla, pero si la estructura ya está colocada puede llegar a ser muy costosa, porque se tendrían que emplear hombres rana con equipo de

soldadura submarina. Los ánodos van equipados de un alma de acero sobresaliente por ambos extremos, la cual se conformará en la obra y se soldará en el lugar preciso de la estructura (figura 53).



*Figura 53: Detalle de la instalación de ánodos de sacrificio en estructuras fijas en el mar.*

#### **10.1.4. Análisis de la Protección catódica con Corriente Impresa.**

Para proteger catódicamente una estructura por corriente impresa, la corriente continua o directa se generará mediante un transformador rectificador a cuyo polo negativo se conecta la estructura y al polo positivo un conjunto de ánodos permanentes, conectados en paralelo.

Para conectar la estructura al polo negativo del generador de corriente continua, ésta debe de tener continuidad eléctrica entre todos los elementos metálicos que se quieren proteger. En el caso de una estructura offshore, todas las partes metálicas sumergidas están soldadas entre sí y por lo tanto, la conexión se podrá hacer en cualquier punto de la estructura metálica.

La cantidad de corriente necesaria para la protección puede suministrarse desde uno o varios transformadores instalados en el centro de carga de secciones equisuperficiales. El número de estos depende única y exclusivamente de consideraciones económicas, en la que se consideran, con mayor peso, las longitudes y secciones de cables.

Para introducir esta corriente en el electrolito, agua de mar en este caso, se emplea una serie de ánodos conectados en paralelo al polo positivo del transformador rectificador. Estos ánodos podrían ser los mismos que se emplean en la protección de estructuras enterradas, pero las condiciones mecánicas a que van a estar sometidos desaconsejan a algunos de ellos.

La chatarra de hierro es una mala técnica, porque se consume rápidamente y sólo se aconseja para instalaciones ocasionales y en industrias en las que dicha chatarra sobra y es fácilmente reemplazable. Un buen ejemplo de esto es la protección de cascos de buques cuando se están armando.

Los ánodos de grafito no funcionan demasiado bien en agua pues se acelera su consumo por deterioros mecánicos. La permanencia prolongada en el agua los esponja y pulveriza.

El ferro-silicio es comúnmente empleado cuando entra el cromo en proporciones de 4.5 a 6.5% en su composición. Las aleaciones de plomo con 2% de plata siguen empleándose en la protección exterior de cascos de buques, pero menos cada vez por su gran peso en la protección de estructuras fijas.

Tanto los ánodos de estas aleaciones de plomo como los de ferro-silicio tienen un gran peso y son incómodos de manejar debajo del agua. Se suelen instalar en lechos de ánodos convenientemente alejados de la estructura, depositados o enterrados en el fondo del mar. En la figura 54 se presenta un esquema de una instalación típica.

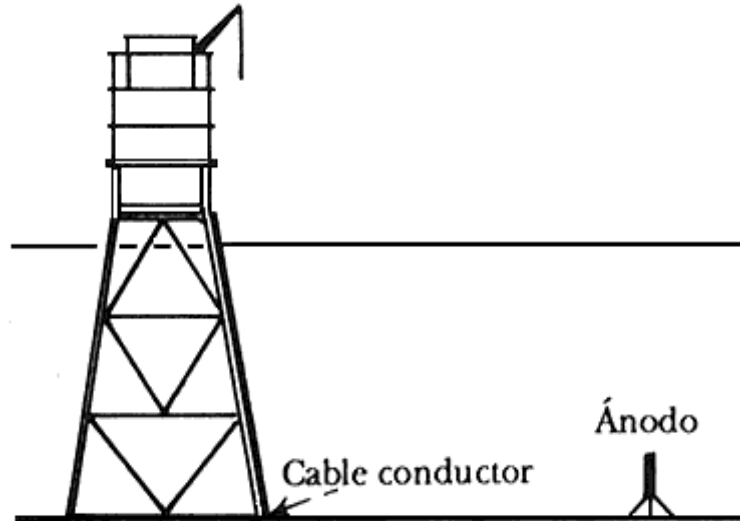
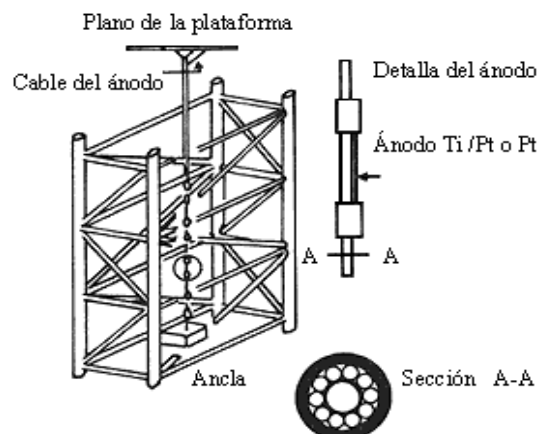


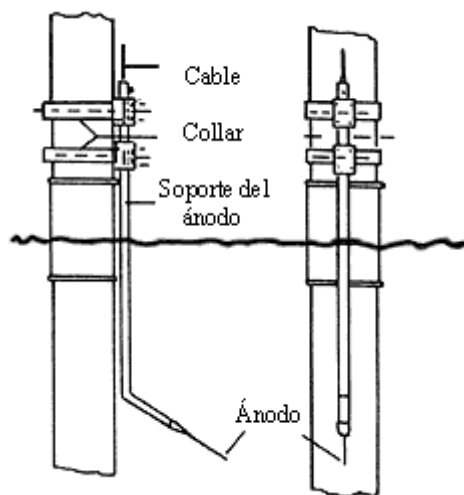
Figura 54: Ánodo remoto para la protección de una estructura offshore.

Para la protección de pantalanos tablestacados, estructuras offshore, etc., el ánodo idóneo es el de titanio platinado. Las barras de titanio platinadas con cinco micras de espesor de platino soportan densidades de corriente hasta de 1000 A/m<sup>2</sup> de superficie activa. Esto hace que cada metro de barra de 12 mm de diámetro pueda suministrar 38 A con un peso bajísimo, propio del ánodo.

Estos ánodos se colocan anclados a la misma estructura, ensamblados en armazones adecuados (véase la figura 55) circunstancia que evita la rotura de los cables anódicos ya que todo el tendido de cables se puede hacer en la superficie a excepción de las que bajan a los ánodos, las cuales irán dentro de un tubo de acero. La colocación, bajo el agua de estos ánodos es sencilla; la figura 55 muestra uno de los muchos ensamblajes que pueden hacerse con estos ánodos.







*Figura 55: Ánodo de TI/Pt, instalado sobre una plataforma.*

Los ánodos de titanio platinado, si bien soportan una densidad de corriente muy elevada, en presencia de cloruros deberán de trabajar a bajo voltaje (entre 8 y 10 V como máximo). Así mismo, la corriente drenada por ellos ha de tener el menor componente de corriente alterna posible, es decir, la corriente rectificadora deberá de filtrarse, o bien proceder de un transforrectificador trifásico para que su frecuencia sea superior a 100 Hz como mínimo, de lo contrario la capa de platino se deteriora.

Las obras submarinas fijas más frecuentes son las estructuras offshore y las tuberías submarinas. En el caso de una estructura offshore, los ánodos irán conectados en paralelo al polo positivo del transforrectificador mediante un cable común al cual se empalman los cables de cada ánodo a través de cajas de derivación, las cuales servirán en todo momento para regular la corriente de salida por cada ánodo, y se intercalarán además, resistencias de equilibrio.

Este cable general anódico es el que determina el número de transforrectificadores que se deben de instalar en una estructura offshore, ya que su longitud unida a la gran intensidad que debe circular por él a muy bajo voltaje, hace que sea de una gran sección. Al dividir el amperaje entre dos o tres transforrectificadores, no sólo se divide en dos o tres la intensidad, sino también la longitud, dividiendo entre cuatro (con dos transforrectificadores) o entre nueve (tres transforrectificadores) la sección del cable.

Si se trata de una tubería submarina ("sea line"), el transformador irá instalado en tierra o en la plataforma de un pantalán, según si la tubería parte desde tierra o desde una de estas instalaciones portuarias. Los ánodos se pueden instalar enterrados en la playa, en el fondo del mar, sumergidos en el agua, usando como soporte un pilote auxiliar, o de cualquier otra forma, teniendo siempre en cuenta que el cable anódico esté protegido al máximo para que no se corte por el simple, deterioro de su aislamiento.

## **10.2. Recubrimientos.**

### **10.2.1. Zonas de marea y oleaje (zona de salpicaduras).**

#### **10.2.1.1. Recubrimientos epóxicos.**

##### ◆ *TIDEGUARD 171*

##### \* Características.

Los revestimientos Tideguard 171 están formulados especialmente para proporcionar una larga elección a las estructuras offshore en zonas que se encuentran sumergidas continua e intermitentemente. El daño que sufren las estructuras de acero en las zonas de oleaje, es el resultado de una severa corrosión, la acción de las olas puede eliminarse completamente con la aplicación de una barrera protectora Tideguard 171.

Tideguard 171 puede aplicarse en estructuras ya existentes o durante la construcción antes de ser botadas.

Tideguard 171 es el primero y el único revestimiento aplicable por atomización para las zonas de mareas y oleaje.

Se aplica fácilmente durante la fabricación de la estructura de la plataforma.

##### \* Mantenimiento.

Para la reparación o retoque de superficies por encima del nivel del agua, Tideguard 171 puede ser fácilmente atomizado o aplicado con llana.

Con frecuencia es necesario hacer modificaciones al sustrato metálico en la zona de oleaje.

Tideguard 171 puede removerse aplicando calor (un soplete para cortar metal es suficiente), seguido de un rasqueteo para eliminar los residuos.

##### \* Usos principales.

Se usa principalmente en las zonas de la estructura:

- ◆ Zonas de mareas y oleaje
- ◆ Cubiertas
- ◆ Elevadores
- ◆ Tuberías

◆ *AMERCOAT 1761*

\* Características.

Este producto consta de un material de base epóxica y un endurecedor de compuesto poliamídico que al mezclarse forman un compuesto de excelentes propiedades de protección anticorrosiva.

Está formulado para usarse en espesores gruesos sobre superficies metálicas húmedas que vayan a estar en inmersión o sujetas al golpeteo constante de agua, protegiéndolas de la corrosión.

Por su naturaleza epóxica, también posee propiedades de resistencia a los solventes derivados del petróleo y a los agentes químicos en general.

Cuando se usa para proteger estructuras metálicas en inmersión en agua de mar, sus características dieléctricas lo hacen compatible con los sistemas de protección catódica.

Tiene la ventaja de no requerir una cuidadosa preparación de superficie aun en superficies húmedas o secas.

Posee una gran resistencia química por lo que puede usarse en lugares sujetos a salpicaduras y derrames de productos químicos y solventes.

Su dureza es sobresaliente por lo que resiste a la abrasión y el impacto.

\* Usos principales.

Se utiliza principalmente como revestimiento para:

- ◆ Estructuras puentes
- ◆ Muelles
- ◆ Torres de perforación

**10.2.2. Zonas que estén sumergidas o sujetas a la acción de mareas y oleaje.**

◆ *RE-32*

\* Características.

Esta especificación se refiere a un recubrimiento de base epóxica y endurecimiento por mezcla con un compuesto poliamídico.

Este material está formulado para aplicarse sobre superficies metálicas que hayan sido limpiadas con chorro de arena a grado comercial (especificación SSPC-SSP-6) o de no ser posible esto, limpiada con herramientas manuales (SSPC-SP-2).

\* Usos principales.

Se utilizan principalmente como revestimiento para las estructuras de puentes, muelles, torres de perforación, en las zonas que estén sumergidas o sujetas a la acción de las mareas y oleaje.

Proporciona un recubrimiento de espesores gruesos, con resistencia a los derivados básicos del petróleo, a la inmersión continua del agua dulce o salada y al golpe constante de esta en las zonas de mare y oleaje.

Su dureza es sobresaliente por lo que resiste a la abrasión y al impacto.

Este producto contiene 100% de material no volátil formador de película.

### **10.2.3. Estructura sumergida.**

#### ◆ *RP-4B*

Primario inorgánico de zinc sumamente duro y resistente a la abrasión, con excelente resistencia a la mayoría de los solventes, al ambiente húmedo, salino y marino.

Este primario debería aplicarse sobre superficies metálicas de hierro o acero limpiadas con chorro de abrasivo a metal blanco.

Se usa como primario de un sistema, dependiendo de las condiciones ambientales.

#### ◆ *RA26*

Recubrimiento tipo epóxico el cual puede utilizarse como intermedio o acabado, que endurece por adición de un reactivo químico de resinas poliamídicas en proporción 2 a 1.

Resiste ambientes salinos, húmedos y gases derivados de azufre.

#### ◆ *RA28*

Poliuretano alifático poliéster de dos componentes para estructuras exteriores, adecuado para cuando se requiere un acabado decorativo, además de poseer propiedades anticorrosivas.

Puede usarse como capa de acabado donde se requiera una apariencia atractiva y resistencia a un amplio rango de agentes corrosivos.

#### 10.2.4. Sistemas de aplicación en estructuras offshore.

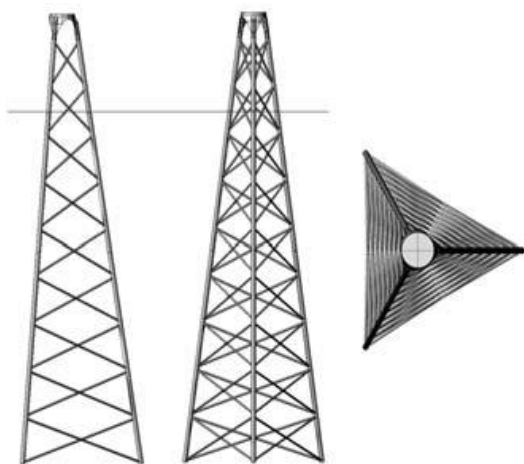
En ciertas ocasiones, se pueden encontrar superficies en las que ya existe aplicado algún recubrimiento de capa base o incluso ya tiene el intermedio, sin embargo, el recubrimiento a aplicar no presenta buenas características de adherencia en el ya existente, en estos casos se tiene que considerar el uso de un enlace que garantice la adherencia del acabado a aplicar.

ÁREA	PREPARACIÓN DE SUPERFICIE	CAPA BASE	TIPO	INTERMEDIO	TIPO	ACABADO	TIPO
ZONA ATMOSFÉRICA	SP 1,5	Dimetcote 4 RP-4B	Inorgánico de zinc BA  Inorgánico de zinc BS	Amerlock400  RP-6 RA-26  NR	Epóxico	Amershield  RA-28  NR	Poliuretano
ZONA SALPICADURA	SP 1,5	Tideguard  Amercoat 1761  RE-32	Epóxico Autoprimario	NR		NR	
ZONA SUMERGIDA	SP 1,5	RP-4B	Inorgánico de zinc	RA-26	Epóxico	RA-28	Poliuretano

El acabado es la parte del sistema que entra en contacto con el medio ambiente y las condiciones de operación de la superficie, por lo cual la selección del recubrimiento debe estar en función de las necesidades, es decir, si se requiere protección contra los rayos del sol, derrames o salpicaduras de agua, aceite, solventes y vapores originados por el proceso de extracción del petróleo.

## 11. ESTUDIO ECONÓMICO

Como se ha mencionado en el apartado anterior, la mejor opción a la protección es una combinación de un recubrimiento y una protección catódica. En este caso se ha elegido protección catódica por corriente impresa.



*Figura 56:* Vista de perfil, frontal y en planta.



*Figura 57:* Vista 3D.

Las características principales de la estructura jacket considerada, son las siguientes:

- ◆ *Altura: 65 m.*
- ◆ *Altura de transición: 5 m*
- ◆ *Longitud del triángulo base (equilátero): 28 m.*
- ◆ *Longitud del triángulo superior (equilátero): 8 m*
- ◆ *Diámetro de las pilotes de soporte: 0,9 m.*
- ◆ *Diámetro de los brazos: 0,4 m.*
- ◆ *Número de pilotes: 3.*
- ◆ *Número de brazos: 78.*

La estructura tiene 13 divisiones:  $\frac{ALTURA}{ALTURA DE TRANSICIÓN} = \frac{65}{5} = 13$

Como se muestra en el punto 10, las divisiones se enumeran desde el triángulo superior al triángulo base. Al ser una estructura triangular con longitud de la base del triángulo superior 8 m y longitud de la base del triángulo base 28 m, la longitud de los brazos varía con la altura. Por tanto la longitud de cada brazo en función de su división será:

$n_1$	$L_1 = 10,09$ m	$n_8$	$L_8 = 20,17$ m
$n_2$	$L_2 = 11,46$ m	$n_9$	$L_9 = 21,66$ m

$n_3$	$L_3 = 12,86$ m	$n_{10}$	$L_{10} = 23,16$ m
$n_4$	$L_4 = 14,29$ m	$n_{11}$	$L_{11} = 24,67$ m
$n_5$	$L_5 = 15,74$ m	$n_{12}$	$L_{12} = 26,17$ m
$n_6$	$L_6 = 17,20$ m	$n_{13}$	$L_{13} = 27,69$ m
$n_7$	$L_7 = 18,68$ m		

La longitud de los pilotes también varía siendo  $L_{PILOTES} = 65,76$  m cada uno.

A la hora de realizar el cálculo de la superficie total de la estructura, el triángulo superior se considerará como un triángulo hueco de lado 8 m y diámetro de sus lados igual al diámetro de los brazos.

Una vez conocidas las dimensiones de la estructura jacket a proteger procedemos al cálculo de su estudio económico.

## 11.1. Protección Corriente Impresa.

### 11.1.1. Cálculo de áreas.

A la hora de diseñar cualquier sistema de protección es primordial saber el área en  $m^2$  que se tienen que proteger.

$$S_{TOTAL} = S_{PILOTES} + S_{BRAZOS} + S_{TRIÁNGULO SUPERIOR}$$

$$S_{PILOTES} = 3 \times L_P \times 2\pi R = 3 \times 65,76 \times 2\pi\left(\frac{0,9}{2}\right) = 557,796 \text{ m}^2$$

$$L_P = 65,76 \text{ m}$$

$$S_{BRAZOS} = 6 \times L_T \times 2\pi R = 6 \times 243,84 \times 2\pi\left(\frac{0,4}{2}\right) = 1838,51 \text{ m}^2$$

$$L_T = \sum n = 243,84 \text{ m}$$

$$S_{TRIÁNGULO SUPERIOR} = L_{TTS} \times 2\pi R = 24 \times 2\pi\left(\frac{0,4}{2}\right) = 30,16 \text{ m}^2$$

$$L_{TTS} = 3 \times L_{TS} = 3 \times 8 = 24 \text{ m}$$

Por tanto:

$$S_{TOTAL} = 2426,466 \text{ m}^2$$

### 11.1.2. Demanda de corriente.

Una vez conocida la superficie a proteger se puede calcular la corriente necesaria para protegerla.

Considerando que el aerogenerador se encuentra en las Islas Canarias y siguiendo la normativa UNE-EN 12495, se sabe que la densidad de corriente necesaria es de 130 mA/m<sup>2</sup>.

Por tanto:

$$I_c = A_c i_c = 2426,466 \times 0,130 = 316 \text{ A}$$

siendo:

$A_c$ : Área externa de cada una de las zonas de la subestructura, en m<sup>2</sup>.

$i_c$ : Densidad de corriente para la condición inicial, media y final, en mA/m<sup>2</sup>.

Según la normativa UNE-EN 12495 hay que poner un coeficiente de seguridad que se encuentre entre 1,25 y 1,5. En este caso se ha escogido 1,4, por lo que la corriente finalmente necesaria es:

$$I_{TC} = 1,4 \times I_c = 1,4 \times 316 = 443 \text{ A}$$

### 11.1.3. Cálculo de la resistencia inicial del ánodo.

La resistencia del ánodo está en función de su geometría original y de la resistividad del agua de mar o del suelo.

$$R_a = \frac{0,315 \rho}{\sqrt{A}} = \frac{0,315 \times 17}{\sqrt{2426,466}} = 0,109 \Omega$$

siendo:

$\rho$ : Resistividad del electrolito (agua de mar), en  $\Omega$ -cm.

El valor de la resistividad se encuentra en el Anexo 2.

### 11.1.4. Dimensionamiento de los ánodos.

Para poder implementar el sistema de corriente impresa es necesario conocer el dimensionamiento del ánodo. Para su cálculo se debe tener en cuenta la intensidad necesaria para proteger la estructura calculada en el punto 11.1.2. *Demanda de corriente.*



La intensidad que tiene que suministrar el ánodo es de 443 A. Esto implica que:

$$\frac{I}{L \times 2\pi R} = 250 \rightarrow L = \frac{I}{250 \times 2\pi R}$$

siendo:

$$I = I_{TC}, \text{ ver punto } 11.1.2. \text{ Demanda de corriente.}$$

Suponiendo un radio estándar de 2,5 cm:

$$L = 11,28 \text{ m}$$

#### 11.1.5. Número de ánodos requeridos.

Una vez obtenida la longitud total de los ánodos requeridos, considerando ánodos de 1 metro de longitud, se obtiene el número total de ánodos necesarios para proteger la estructura.

$$n_{\text{ÁNODOS}} = \frac{11,28}{1} \cong 11 \text{ ánodos}$$

#### 11.1.6. Distribución de ánodos.

Los ánodos de sacrificio tienen un radio de acción dentro del cual la protección de la estructura es eficiente, por esta razón una vez calculado el número de ánodos, es necesario repartirlos en la estructura, de manera que se tenga una distribución uniforme y simétrica, se deben colocar ánodos en la cercanía de la zona de conductores y placa base, ver las siguientes figuras (58 y 59).

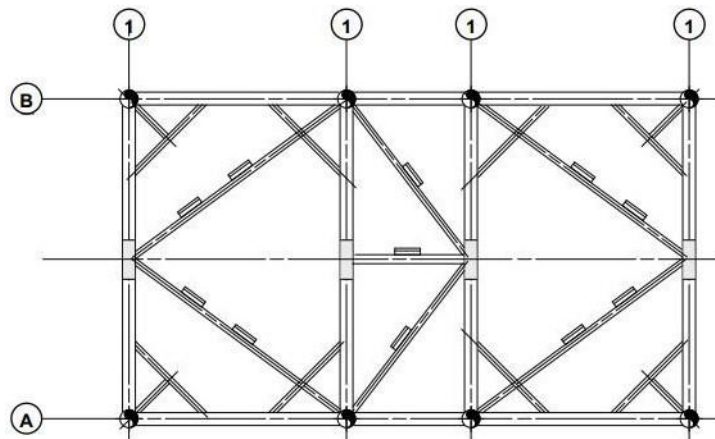


Figura 58: Distribución típica de los ánodos en la estructura de la plataforma a diferentes elevaciones (sin escala).

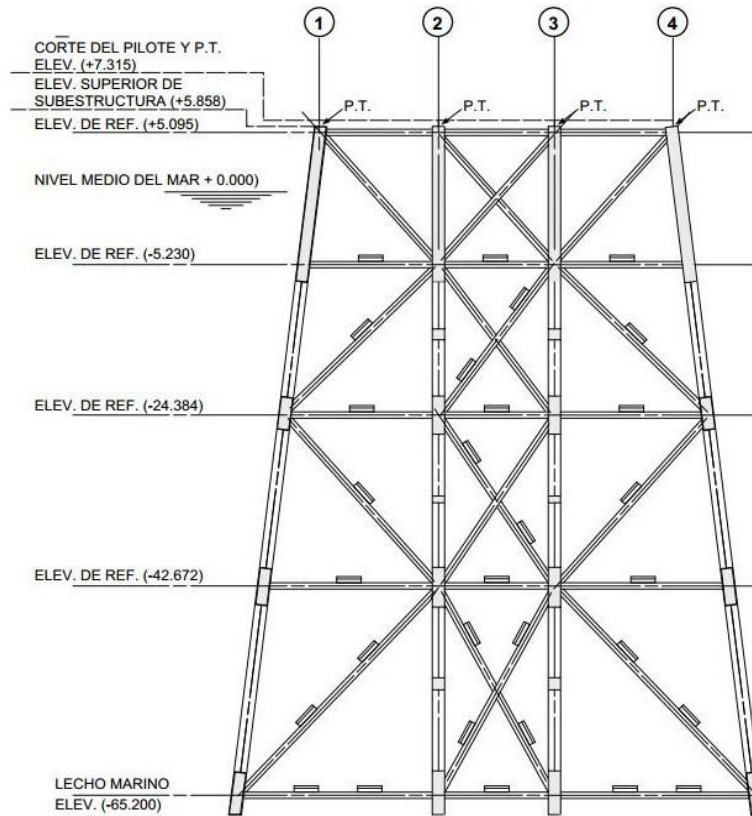


Figura 59: Distribución típica de los ánodos en la estructura jacket a diferentes elevaciones (sin escala)

## 11.2. Presupuesto Corriente Impresa.

### 11.2.1. Coste de materiales.

Estos costes son los derivados del pedido de materiales.

	COSTE UNITARIO (€)	UNIDADES	COSTE FINAL (€)
ÁNODO DE 1 m DE LONGITUD Y 5 cm DE DIÁMETRO	879,5	11	9674,5

### 11.2.2. Coste de instalación.

Se relaciona con el coste de la puesta en marcha de la protección catódica.

	NÚMERO DE OPERARIOS	HORAS DIARIAS	DÍAS TRABAJADOS	COSTE HORA (€)	COSTE FINAL (€)
INSTALACIÓN DE LA PROTECCIÓN CATÓDICA	5	8	25	15	15000

### 11.2.3. Coste de ingeniería.

Son los costes más importantes porque son los que se realizan al principio de la vida útil. Además suponen una reinversión en la mitad de la vida útil del proyecto para mejorar el servicio.

	HORAS INVERTIDAS	COEFICIENTE	PRECIO HORA INGENIERÍA (€)	COSTE UNITARIO (€)
DISEÑO DE LA PROTECCIÓN CATÓDICA	344	3,8	21,5	28104,8
REINGENIERÍA	68,8	3,8	21,5	5620,96
				33725,76

### 11.2.4. Costes generales.

Corresponde a todos los costes asociados a la administración de la supuesta compañía.

	PORCENTAJE (%)	COSTE FINAL (€)
ADMINISTRACIÓN	9	5256
	8	4672
	5	2920
		12848

### 11.2.5. Costes totales.

Los costes que se deben asumir a la hora de dar un presupuesto al cliente corresponden a la suma de todos los costes anteriormente calculados.

	COSTE FINAL (€)
COSTE DE MATERIALES	9674,5
COSTE DE INSTALACIÓN	15000
COSTES DE INGENIERÍA	33725,76
COSTES GENERALES	12848
	71248,26

Para finalizar el presupuesto hay que añadir el beneficio obtenido por la compañía que suministra el servicio, que en este caso se supone de un 6% sobre el total de los costes.

	COSTES FINALES	BENEFICIO (%)	COSTE TOTAL (€)
PRESUPUESTO FINAL	71248,26	6	75523,16

### 11.3. Recubrimientos.

Para la protección por recubrimiento se ha elegido un primario de zinc 100% inorgánico de altos sólidos, constituido por un pigmento polvo de zinc y un vehículo de silicato orgánico envasados por separado, cuyas propiedades autocurantes están incluidas en sus componentes sin requerir de ninguna solución curadora.

- ◆ Es duro y resistente a la abrasión, con excelente resistencia a la mayoría de los solventes, a los ambientes: húmedos, salino y marino.
- ◆ Adecuado para: acero.
- ◆ Proporciona protección catódica a las superficies de acero.
- ◆ Por sus excelentes propiedades de protección contra la corrosión, reduce los costos de mantenimiento.

Debe aplicarse sobre superficies metálicas de hierro ó acero previa limpieza con chorro de abrasivo a metal blanco. Se usa como primario de un sistema resistente a la mayoría de las exposiciones químicas industriales y marinas.

El sistema está compuesto por:

◆ *RP-4B*

Una capa como primario entre: 3 y 4 mils ( 75 -100 micras) de espesor seco.

◆ *RA-26*

Una capa como enlace entre: 5 y 6 mils (125-150 micras) de espesor seco.

◆ *RA-28*

Una capa como acabado entre: 3 y 4 mils ( 75-100 micras) de espesor seco.

Obteniendo un espesor seco total del sistema de entre 11 a 14 mils (275 – 350 micras).

Tiene una excelente protección anticorrosiva a los ambientes más severos. El primario actúa como ánodo de sacrificio; el intermedio y el acabado proporcionan mayor resistencia. Es adecuado para: ambientes húmedos, con o sin salinidad, y ambiente marino.

#### 11.3.1. Presupuesto Recubrimientos.

La superficie total a recubrir es de:

$$S_{TOTAL} = 2426,466 \text{ m}^2$$

Su cálculo se encuentra en el punto 11.1.1. *Cálculo de áreas*, de la Protección por Corriente Impresa.

La aplicación del recubrimiento se considera realizada en el taller. Por ello, el margen de pérdidas se considera del 10%. Estas pérdidas son debidas a derrames, restos en los botes, mangueras, máquina, etc. que hacen que el consumo real sea mucho mayor que el teórico.

El cálculo de los litros necesarios se obtiene aplicando la fórmula:

$$\text{Litros} = \frac{\text{Área} \times \text{Micras secas}}{10 \times \% \text{Volúmenes sólidos}}$$

PRODUCTO	MICRAS SECAS	VOLÚMENES SÓLIDOS	MARGEN DE PÉRDIDAS	LITROS DE PINTURA NECESARIOS	PRECIO POR LITRO (€)	PRECIO TOTAL (€)
			10%			
RP-4B	100	65%	410,6	37330,25	7	261311,75
RA-26	150	60%	667,3	60661,65	5	303308,25
RA-28	100	60%	444,852	40441,1	6,5	262867,15
						<b>827487,15</b>

#### 11.4. Presupuesto final.

Por tanto el presupuesto final de la protección corrosiva de la estructura jacket resultaría ser:

	PRECIO FINAL (€)
PROTECCIÓN CATÓDICA	75523,16
RECUBRIMIENTOS	827487,15
	<b>903010,31</b>

## 12. REFERENCIAS

- [1] HERONEMUS, W. E. *Pollution-Free Energy From Offshore Winds*, Washington D.C, 8th Annual Conference and Exposition Marine Technology Society, 1972.
- [2] “*Tecnologías para parques eólicos offshore en aguas profundas*”. Memoria del proyecto EOLIA por Acciona Energía.
- [3] CHENG, P.W., *A Reliability Based Design Methodology for Extreme Responses of Offshore Wind Turbines*. The Netherlands, Ph.D. Dissertation, Delft University of Technology, 2002.
- [4] American Petroleum Institute, *Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms – Working Stress Design*, 21st Edition, API-RP2AWS, Washington, DC. 1996.
- [5] NORSOK Standard, *N-003 Actions and action effects*, 2nd edition, Norway, Standards Norway, 2007.
- [6] Det Norske Veritas, *Design of Offshore Wind Turbine Structures*, Offshore Standard, DNV-OS-J101, 2004.
- [7] Germanischer Lloyd, *Rules & Guidelines: IV Industrial services | Part 2: Regulations for the Certification of Offshore Wind Energy Turbines*, 2005.
- [8] International Electrotechnical Commission, *Wind Turbines | Part 3: Design Requirements for Offshore Wind Turbines*, IEC-61400-3, TC88WG3 Committee Draft, 2007.
- [9] “*Engineering Challenges for Floating Offshore Wind Turbines*”. S. Butterfield, W. Musial y J. Jonkman. NREL: National Renewable Energy Laboratory. 2005.
- [10] EWEA (*European Wind Energy Association*), “*Oceans of Opportunity*”, 2009.
- [11] BUTTERFIELD, C. et al, *Engineering Challenges for Floating Offshore Wind Turbines*, Copenhagen Offshore Wind Conference, 2005.
- [12] “*Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms – Working Stress Design*”. API – American Petroleum Institute. RP 2<sup>a</sup>A– WSD. Ed. 21. Diciembre 2000.

- [13]** IEC 61400-3 Ed. 1: Wind Turbines – Part 3: “Design Requirements for Offshore Wind Turbines”. IEC - International Electrotechnical Commission. 88/329/FDIS (Final Draft International Standard). Diciembre 2008.
- [14]** Det Norske Veritas, *Design of Offshore Wind Turbine Structures*, Offshore Standard, DNV-OS-J101, 2010.
- [15]** ISO 19901-1, *Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures | Part 1: Metocean design and operating conditions*, Geneva Switzerland, International Organization for Standarization, 2005.
- [16]** Det Norske Veritas, *Environmental Conditions and Environmental Loads*, Recommended Practice, DNV-RP-C205, 2007.
- [17]** International Electrotechnical Commission, *Wind Turbines | Part 1: Design Requirements*, 3rd Edition, IEC-61400-1, 2007.
- [18]** “Comportamiento del buque en la mar. Fundamentos”. D. José M<sup>a</sup> González Álvarez-Campana. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Navales. Universidad Politécnica de Madrid (UPM). Versión 03b. Mayo 2008.
- [19]** HOERNER, S.F., *Fluid dynamic Drag*, New Jersey, Hoerner fluid dynamics, Chapter V.1, 1965.

### 13. ANEXOS

#### Anexo 1. Casos de carga para el diseño de un aerogenerador marino de la IEC 61400-3.

Table 1 – Design load cases

Design situation	DLC	Wind condition	Waves	Wind and wave directionality	Sea currents	Water level	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factor
1) Power production	1.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ RNA	NSS $H_s = E[H_s   V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL	For extrapolation of extreme loads on the RNA	U	N (1,25)
	1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS Joint prob. distribution of $H_s, T_p, V_{hub}$	COD, MUL	No currents	NWLR or $\geq$ MSL		F	*
	1.3	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s   V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
	1.4	ECD $V_{hub} = V_r - 2 \text{ m/s}, V_r,$ $V_r + 2 \text{ m/s}$	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s   V_{hub}]$	MIS, wind direction change	NCM	MSL		U	N
	1.5	EWS $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s   V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
	1.6a	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	SSS $H_s = H_{s,SSS}$	COD, UNI	NCM	NWLR		U	N
	1.6b	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	SWH $H = H_{SWH}$	COD, UNI	NCM	NWLR		U	N

Table 1 – Design load cases (continued)

Design situation	DLC	Wind condition	Waves	Wind and wave directionality	Sea currents	Water level	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factor
2) Power production plus occurrence of fault	2.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s   V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL	Control system fault or loss of electrical network	U	N
	2.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s   V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL	Protection system or preceding internal electrical fault	U	A
	2.3	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and $V_{out}$	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s   V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL	External or internal electrical fault including loss of electrical network	U	A
	2.4	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s   V_{hub}]$	COD, UNI	No currents	NWLR or $\geq$ MSL	Control, protection, or electrical system faults including loss of electrical network	F	*
3) Start up	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s   V_{hub}]$	COD, UNI	No currents	NWLR or $\geq$ MSL		F	*
	3.2	EOG $V_{hub} = V_{in}, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and $V_{out}$	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s   V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
	3.3	EDC <sub>1</sub> $V_{hub} = V_{in}, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and $V_{out}$	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s   V_{hub}]$	MIS, wind direction change	NCM	MSL		U	N



Table 1 – Design load cases (continued)

Design situation	DLC	Wind condition	Waves	Wind and wave directionality	Sea currents	Water level	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factor
4) Normal shut down	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s] V_{hub}$	COD, UNI	No currents	NWLR or $\geq$ MSL		F	*
	4.2	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2\text{m/s}$ and $V_{out}$	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s] V_{hub}$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
5) Emergency shut down	5.1	NTM $V_{hub} = V_r \pm 2\text{m/s}$ and $V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s] V_{hub}$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
6) Parked (standing still or idling)	6.1a	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = k_1 V_{ref}$	ESS $H_s = k_2 H_{s50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR		U	N
	6.1b	EWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{e50}$	RWH $H = H_{red50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR		U	N
	6.1c	RWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{red50}$	EWH $H = H_{50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR		U	N
	6.2a	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = k_1 V_{ref}$	ESS $H_s = k_2 H_{s50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR	Loss of electrical network	U	A
	6.2b	EWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{e50}$	RWH $H = H_{red50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR	Loss of electrical network	U	A
	6.3a	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = k_1 V_1$	ESS $H_s = k_2 H_{s1}$	MIS, MUL	ECM	NWLR	Extreme yaw misalignment	U	N
	6.3b	EWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{e1}$	RWH $H = H_{red1}$	MIS, MUL	ECM	NWLR	Extreme yaw misalignment	U	N
	6.4	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$	NSS Joint prob. distribution of $H_s, T_p, V_{hub}$	COD, MUL	No currents	NWLR or $\geq$ MSL		F	*

Table 1 – Design load cases (continued)

Design situation	DLC	Wind condition	Waves	Wind and wave directionality	Sea currents	Water level	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factor
7) Parked and fault conditions	7.1a	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = k_1 V_1$	ESS $H_s = k_2 H_{s1}$	MIS, MUL	ECM	NWLR		U	A
	7.1b	EWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{e1}$	RWH $H = H_{red1}$	MIS, MUL	ECM	NWLR		U	A
	7.1c	RWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{red1}$	EWH $H = H_1$	MIS, MUL	ECM	NWLR		U	A
	7.2	NTM $V_{hub} < 0,7 V_1$	NSS Joint prob. distribution of $H_s, T_p, V_{hub}$	COD, MUL	No currents	NWLR or $\geq$ MSL		F	*
8) Transport, assembly, maintenance and repair	8.1	To be stated by the manufacturer						U	T
	8.2a	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = k_1 V_1$	ESS $H_s = k_2 H_{s1}$	COD, UNI	ECM	NWLR		U	A
	8.2b	EWM Steady wind model $V_{hub} = V_{e1}$	RWH $H = H_{red1}$	COD, UNI	ECM	NWLR		U	A
	8.2c	RWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{red1}$	EWH $H = H_1$	COD, UNI	ECM	NWLR		U	A
	8.3	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$	NSS Joint prob. distribution of $H_s, T_p, V_{hub}$	COD, MUL	No currents	NWLR or $\geq$ MSL	No grid during installation period	F	*

**Anexo 2.** Resistencia del ánodo.

La resistencia de un ánodo de brazaletes está en función de su geometría original (sin desgaste) y de la resistividad de agua de mar o suelo (para el caso de ductos enterrados), para su cálculo debe usarse la siguiente fórmula:

$$R_a = \frac{0,315 \rho}{\sqrt{A}}$$

donde:

$R_a$ : Resistencia del ánodo, en  $\Omega$ .

$\rho$ : Resistividad del agua de mar o suelo, en  $\Omega$ -cm.

A: Área de la superficie expuesta del ánodo, en  $m^2$ .

Los siguientes valores de resistividad del agua de mar y del suelo marino deben ser considerados:

- ◆ Resistividad del agua de mar: 17  $\Omega$ -cm
- ◆ Resistividad del lodo marino: 35  $\Omega$ -cm

## 14. BIBLIOGRAFÍA

### ◆ Libros

- ◆ Applegate LM, *Protección Catódica*, McGraw-Hill, Nueva York, 1960.
- ◆ Byran WT, *Diseño Impresionado actuales sistemas de protección catódica con ánodos Durco*, The Duriron Co., Dayton de 1970.
- ◆ Morgan JH, *Protección Catódica*, Leonard Hill, Londres, 1959.
- ◆ Shreir LL, *Corrosión*, Vol. II, Newnes-Butterworth, Londres, 1976.
- ◆ Von W. Beckmann y Sohwenk, *Manual de Protección Catódica*, Portcullis Press, Redhill Surrey, 1975.
- ◆ Estructuras soporte de los aerogeneradores fijos offshore. 49º CONGRESO DE INGENIERÍA NAVAL E INDUSTRIA MARÍTIMA
- ◆ Recubrimientos para la protección de estructuras marítimas y embarcaciones
- ◆ Conceptos básicos de pinturas y recubrimientos.
- ◆ Complementos de pinturas y recubrimientos.

### ◆ Internet

- ◆ <http://es.scribd.com/doc/56121877/ITEA-Tomo-17-Sistemas-estructurales-plataformas-petroleras>
- ◆ <http://www.offshorewindenergy.org/>
- ◆ <http://www.windpower.org/>
- ◆ <http://www.renovables-energia.com/2009/09/componentes-de-un-aerogenerador/>