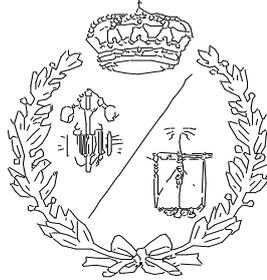


ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Proyecto Fin de Carrera

**METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL
IMPACTO ACÚSTICO EN PARQUES EÓLICOS
OFFSHORE.
APLICACIÓN AL CASO DE CANTABRIA**

(Methodology for the Assessment of Acoustic
Impacts due to Offshore Wind Farms. Applied to the
Coasts of Cantabria)

Para acceder al Título de

**INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL
ESPECIALIDAD MECÁNICA**

Autor: Eva González Moujir
Marzo - 2013

Agradecimientos:

A mis padres y a mi hermana

A Jaime

A mis amigos

TÍTULO	METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL IMPACTO ACÚSTICO EN PARQUES EÓLICOS OFFSHORE. APLICACIÓN AL CASO DE CANTABRIA			
AUTOR	EVA GONZÁLEZ MOUJIR			
DIRECTOR / PONENTE	Fº JAVIER BALBÁS			
TITULACIÓN	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL ESPECIALIDAD MECÁNICA	FECHA	13/03/2013	TOMO I

INDICE

CAPÍTULO 1: ESTADO DEL ARTE	9
1.1 Desarrollo de las energías renovables	10
1.2 Offshore.....	17
1.3 El ruido y la energía eólica offshore	31
CAPÍTULO 2: OBJETIVOS	39
2.1 Definición del objetivo.....	40
2.2 Metodología y plan de trabajo	41
2.3 Estructura del documento.....	41
CAPÍTULO 3: MARCO LEGISLATIVO.....	45
CAPÍTULO 4: CARACTERÍSTICAS DEL RUIDO AÉREO Y RUIDO SUBACUÁTICO	51
4.1 El ruido.....	52
4.2 Propagación del sonido	62
4.2.1 Propagación del sonido en el medio marino	63
4.2.2 Propagación del sonido en el medio aéreo	75
CAPÍTULO 5: DISEÑO DEL PARQUE	84
5.1 Selección del emplazamiento	85
5.1.1 Evaluación del potencial eólico	85
5.1.2 Distancia a la costa	93
5.1.3 Profundidad de la zona	95
5.2 Disposición de los aerogeneradores	96
5.3 CONCLUSIONES	103
CAPÍTULO 6: SELECCIÓN DE CIMENTACIONES	108
6.1 Aspectos clave.....	109
6.2 Tipos de cimentaciones	110

6.2.1 Cimentaciones fijas	111
6.2.1.1 Elección de las cimentaciones fijas menos contaminantes	123
6.2.2 AEROGENERADORES FLOTANTES	127
6.2.2.1 Tipos de amarres	129
6.2.2.2 Tipos de anclaje	131
6.2.2.3 Tipos de diseños flotantes	132
CAPÍTULO 7: FASES DEL PROYECTO	140
7.1 Cuestiones iniciales	141
7.2 Fase de planificación	144
7.3 Fase de construcción	147
7.3.1 Ruido por tráfico de barcos	149
7.3.2 Proceso de clavado	152
7.3.3 Elaboración de la infraestructura de conexionado	163
7.4 Fase de funcionamiento	166
7.5 Fase desmantelamiento	174
CAPÍTULO 8: INVENTARIO AMBIENTAL	176
8.1 El ruido y la fauna marina	177
8.2 Características de las especies más afectadas	182
8.3 Afección debida al parque	186
8.3.1 Fase de construcción	188
8.4 Valoración de los daños causados	192
8.5 Conclusiones	199
CAPÍTULO 9: MEDIDAS CORRECTORAS	202
9.1 Introducción	203
9.2 Medidas a tomar durante la fase de planificación	205
9.3 Medidas a tomar durante la fase de construcción	206
9.3.1 Método activo	206
9.3.2 Método pasivo	212
9.4 Medidas en investigación a 2012 o en fase de lanzamiento	220
9.5 Métodos no ingenieriles	225

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore	
9.6 Otros métodos	229
9.7 Conclusiones	231
CAPÍTULO 10: VIGILANCIA AMBIENTAL	235
10.1 Métodos de vigilancia ambiental	236
10.1.1 Monitoreo	237
10.1.2 Mediciones de ruido aéreo	239
10.1.3 Mediciones de ruido subacuático	242
10.2 Conclusiones	246
CAPÍTULO 11: APLICACIÓN AL CASO DE CANTABRIA. IMPLANTACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE	248
11.1 Situación de partida en Cantabria	249
11.2 Selección de alternativas	256
11.3 Diseño de un parque eólico en la costa de cantabria.....	259
11.3.1 Breve descripción del proyecto	260
11.3.2 Selección del emplazamiento	262
11.3.2.1 Zonificación de las áreas de exclusión	264
11.3.2.2. Evaluación del potencial eólico	266
11.3.2.3 Distancia a la costa	283
11.3.2.4 Profundidad de la zona	283
11.3.2.5 Conexión a la red eléctrica.....	293
11.3.3 Disposición de los aerogeneradores	295
11.3.4 Elección del tipo de cimentación.....	297
11.4 IMPACTO AMBIENTAL	301
11.5 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA	303
11.5.1 CONCLUSIONES IMPACTO ACÚSTICO.....	308
BIBLIOGRAFÍA:	311
ANEXOS	323
ANEXO I: Normativa de aplicación a parques offshore	324
ANEXO II: Características boya red vigía.....	328
ANEXO III: Rosas estacionales.....	330

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

ANEXO IV: Rosas comparativas: superposición de velocidades y frecuencias342

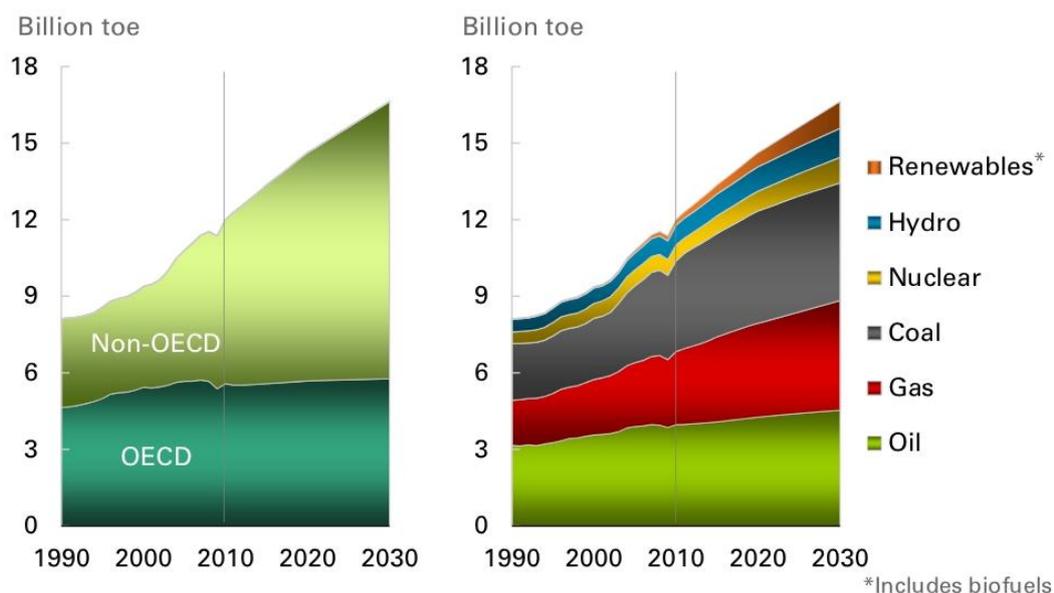
ANEXO V: Plano de la distribución de las plataformas.....344

CAPÍTULO 1: ESTADO DEL ARTE

1.1 DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Marco mundial

La creciente dependencia energética de los países más industrializados del mundo y el rápido crecimiento económico y demográfico de los países de fuera de la OCDE¹ o “países emergentes”, hacen cada vez más necesario el control de la forma producción de electricidad, puesto que, dependiendo de la fuente utilizada, las consecuencias que provienen de su generación pueden ser altamente peligrosas para la conservación del ecosistema de nuestro planeta. A su vez, la potente demanda energética de estos países emergentes, es escasamente ralentizada por los países en vía de desarrollo (crecimiento del orden del 30%). Todo esto se traduce, a nivel mundial, en una dependencia energética con un crecimiento neto exponencial.



Evolución de la demanda de las energías

Como vemos en la gráfica, la energía que consumimos proviene en su mayoría de combustibles fósiles. Esta forma de producción basada principalmente en el consumo de petróleo, gas natural y carbón supone la liberación a la atmósfera de una cifra anual creciente de gases de efecto invernadero, - en 2011 se registró un crecimiento del 3% equivalente 34,000 millones de toneladas - principalmente de CO₂. Su crecimiento a lo largo de los años es proporcional al aumento de demanda energética.

¹ Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico

Estos aspectos hicieron que tuviera lugar el conocido “efecto invernadero” que desencadenó en el cambio climático, fenómeno sólo ahora reconocido como consecuencia del impacto de actividades humanas. De esta constatación resulta un doble reto: la diversificación del paquete energético (mix eléctrico) y la preservación del medio ambiente mediante la lucha contra el cambio climático. Conclusión: será necesario sustituir las energías fósiles por energías de carácter renovable e impacto mínimo sobre el medio ambiente.

Estos hechos consiguieron en 1997 que los principales países desarrollados y principales emisores de gases de efecto invernadero acordaran una postura comprometida con el medioambiente mediante el Protocolo de Kioto, que establecía que cada país integrante (España inclusive) debería disminuir sus emisiones de CO₂ en un 5,2% respecto a los niveles registrados en 1990 durante el período de cinco años comprendido entre 2008 y 2012. Dicho Protocolo entró en vigor en 2005 pero actualmente no ha cubierto las expectativas, incluso algunos países han abandonado el compromiso de cumplimiento alegando cuestiones perjudiciales para su economía.

Otro suceso marcó fuertemente la dirección hacia el consumo y producción sostenible: el desastre nuclear que precedió al terremoto de Fukushima. La envergadura del problema que se desató hizo plantearse seriamente al mundo la forma de generación eléctrica que querían para sus países. Japón dio un giro integral, volcándose en las energías renovables y Alemania, cuarta economía mundial, suspendió su plan energético nuclear y marcó un objetivo de generación eléctrica 100% renovable para 2050.

Marco europeo

Siguiendo esta línea de compromiso de emisiones y la necesidad de un cambio energético motivado, además de por las cuestiones citadas, por el consumo acelerado de recursos energéticos finitos, la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles y la desigualdad geográfica en la distribución de reservas, en 2007 la Unión Europea (UE) adquirió el compromiso conocido como 20-20-20 para el 2020. Esto estaría basado en la reducción de un 20% de emisiones de gases de efecto invernadero, ahorro de un 20% de energía y la consecución de un objetivo del 20% de energías renovables en el consumo total de energía de la UE en 2020. El compromiso político para ello se materializó con la directiva 2009/28/CE del

Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de fuentes renovables, la cual establece objetivos mínimos vinculantes para el conjunto de la Unión Europea y para cada uno de los Estados miembros, y la necesidad de que cada Estado miembro elaborara y notificara a la Comisión Europea (CE), un Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) para el periodo 2011-2020, con vistas al cumplimiento de los objetivos vinculantes que fija la Directiva.

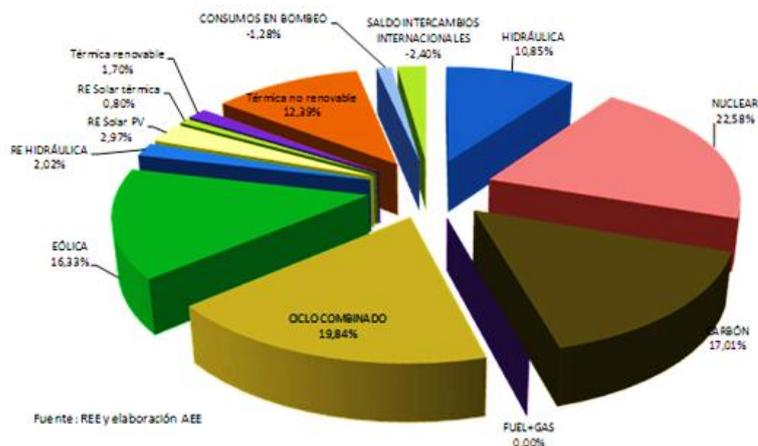
Se lanza posteriormente el Plan de Energías Renovables (PER 2011-2020), que recoge las cuestiones integradas en el PANER, cuyos objetivos generales son conseguir una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea y una cuota del 10 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020.

Además de estos macro-objetivos de obligado cumplimiento por compromiso a nivel internacional, se redactaron multitud de normas, directivas, etc... para fomentar el uso de las renovables. Entre ellas está el “quien contamina paga”, principio rector de la política ambiental de la UE configurado como una vía para contribuir al modelo de desarrollo sostenible de acuerdo con la directiva 2004/35/CE del Parlamento Europeo y del consejo de 21 de Abril de 2004 sobre responsabilidad medioambiental en relación con la prevención y reparación de daños medioambientales. El incumplimiento de esta directiva, implicaría los costes de las medidas necesarias para eliminar la contaminación producida ó su reducción hasta niveles aceptables según los objetivos o estándares de calidad ambiental adoptados.

Dentro de este marco legislativo y el reto citado en párrafos anteriores de lucha contra el cambio climático y diversificación del paquete energético, es donde cobrará importancia el impulso de la eólica offshore.

La energía eólica

La cobertura de la demanda de energía eléctrica en España según los últimos datos publicados por la AEE² que corresponden al 2011 son:

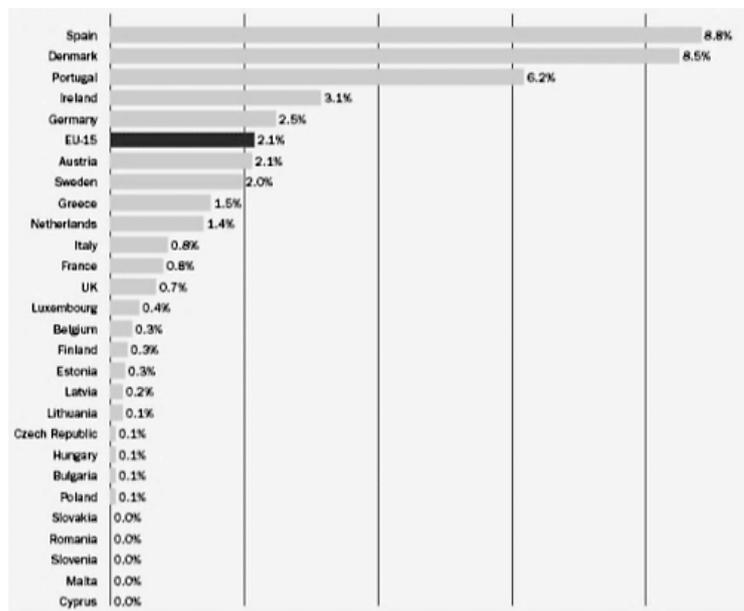


Cobertura de la demanda de energía eléctrica en España (AEE, 2011)

La figura demuestra que la energía eólica cubre en 2011 un 16,33% del total, creciendo en el primer semestre de 2012 hasta un 17,8%. Actualmente es la renovable más desarrollada, eficiente y rentable de todas las de su rango. Además, es la que más contribuye a los objetivos de reducción de CO₂ asumidos por España en el marco de los compromisos internacionales, produciendo por cada KWh, 21 veces menos impacto medioambiental que el producido por el petróleo, 10 veces menos que el de la energía nuclear y 5 veces menos que el gas.

La siguiente figura muestra la reducción de emisiones por la producción de energía eólica en el año 2007 en los países de la UE. El % expresa las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990 en CO₂ equivalente.

² Asociación Empresarial Eólica



*Reducción de emisiones por la producción de energía eólica en el año 2007
(EWEA 2007)*

Diferentes estudios basados en instalaciones eólicas de características distintas demuestran que, haciendo una estimación media, una unidad de energía producida por una central eólica equivale a una unidad de energía producida en plantas de carbón, fuel o gas, evitando así las emisiones que dichas plantas generarían.

Las plantas de carbón son, actualmente, las que acompañan a las energías que hoy aseguran la cobertura en los momentos de alta demanda: nuclear y centrales combinadas de gas. Sería viable considerar la sustitución de la planta de carbón (con una media de emisiones de CO₂ de 900g/KWH) por un parque eólico, lo que supondría las siguientes estimaciones de ahorro de CO₂ y demás gases de efecto invernadero.

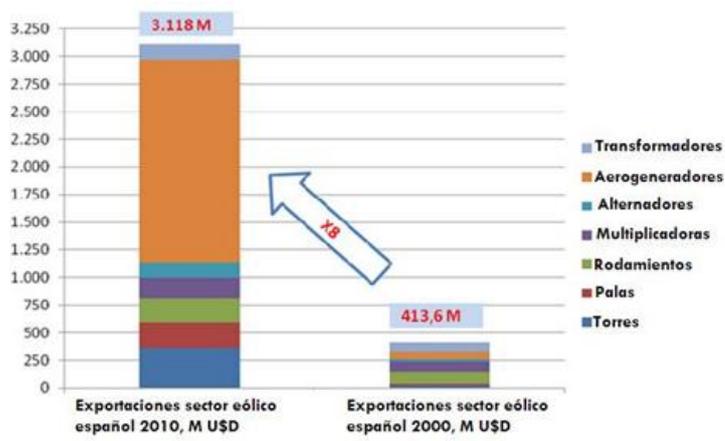
La siguiente tabla se ha realizado según previsiones de la EWEA sobre el aumento de instalación de potencia de energía eólica total para Europa en 2020:

Año	Objetivos EWEA de capacidad instalada de energía (MW)	Producción TW/año	CO2 reducción (Ton/año)	SO2 reducción (Ton/año)	NOx reducción (Ton/año)
2000	8,000	16	14,400,000	48,000	40,000
2005	20,000	40	34,200,000	114,000	95,000
2010	40,000	80	64,800,000	216,000	180,000
2020	100,000	200	134,400,000	480,000	400,000

Ahorro de emisiones en base a Previsiones de la EWEA sobre el aumento de instalación de potencia de energía eólica total para Europa en 2020 (EWEA)

Las ventajas más relevantes del sector eólico sobre el sector económico-industrial son:

- ✓ cuenta con empresas pioneras y líderes mundiales
- ✓ el desarrollo de la industria eólica en España es citado como ejemplo a nivel mundial
- ✓ está entre los líderes mundiales en patentes eólicas
- ✓ tiene un fuerte entramado industrial y de I+D que permite las exportaciones por valor de 2000 millones de € anuales (2011, AEE). España es 5ª potencia mundial exportadora de tecnología eólica



Exportaciones en 2010 respecto a 2000 del sector eólico español

- ✓ es la tecnología más competitiva del régimen especial (que no incluye sólo a las renovables, sino también a la cogeneración): es la que está más próxima a ser rentable sin incentivos
- ✓ baja los precios de la electricidad al desplazar tecnologías de combustión más caras en el mercado
- ✓ cuarta posición a nivel mundial en instalación de potencia eólica, sólo por detrás de Estados Unidos, Alemania y China.

→ Todo ello supone un ahorro en la importación de energía, un crecimiento de la economía y un ejemplo de modelo productivo para el Estado.

Justificado el liderazgo de la energía eólica dentro de las renovables, podemos confirmar su condición como pilar básico para cumplir los objetivos europeos para 2020. Es entonces necesario seguir apoyando y aumentando la capacidad generadora de este recurso y asumir la innovación como prioridad. Sin embargo éste tiene una capacidad limitada debido principalmente a dos cuestiones: rechazo que genera por el impacto medioambiental, sobre todo por el impacto visual, seguido en menor medida por el impacto acústico y a que el espacio para la implantación de parques eólicos es finito.

Las elevadas primas que años atrás se concedieron a la generación de energía eléctrica por fuentes renovables, sobre todo al sector eólico y fotovoltaico, hicieron que éstas se desarrollaran rápidamente y de forma masiva, incluso llegando a ser comparado por algunos medios con el *boom de la construcción* (Gómez I., (2008)

“Avalancha de renovables” en *El país*, 20 de Enero de 2008). La necesidad de un desarrollo sostenible del sector, llevó a las Comunidades a elaborar Planes Eólicos regionales, a tomar algunas medidas como la repotenciación de los parques existentes y a intentar disminuir el consumo eléctrico. Cabe resaltar que esta última medida debe estar siempre presente de fondo ya que es objetivo básico de toda política energética sostenible.

La barrera que se crea entonces para seguir aprovechando el recurso en tierra hizo latente la necesidad del impulso para la implantación de parques eólicos offshore.

1.2 OFFSHORE

En el mundo, a finales de 2010 se encontraban en operación 45 instalaciones eólicas marinas, todas en el Norte de Europa, con un total de unos 2950MW, registrando una tasa de crecimiento anual del 51%. A finales de 2011 se había extendido el uso de esta tecnología, repartiéndose por el mundo de la siguiente forma:

Potencia eólica offshore instalada por países (MW)

Pais	MW	%
R.Unido	1.491,20	42,34
Dinamarca	1.048,55	29,77
Holanda	246,80	7,00
Bélgica	195,00	5,54
Suecia	175,75	4,99
China	145,50	4,13
Alemania	124,80	3,54
Japón	42,52	1,20
Irlanda	25,20	0,72
Finlandia	17,60	0,50
Corea del Sur	5,00	0,14
Noruega	2,30	0,07
Portugal	2,00	0,06
Total potencia instalada a diciembre de 2011	3.522,22	

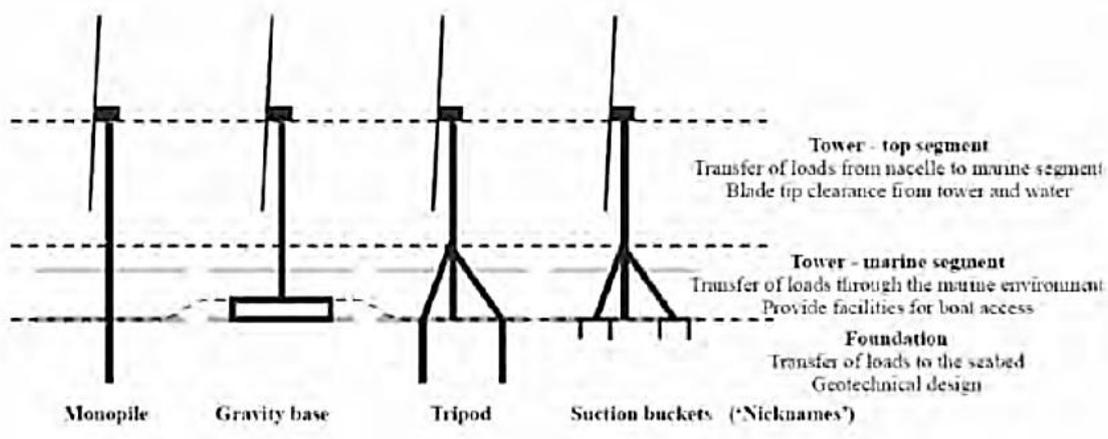
Potencia eólica offshore por países a 2011

A pesar de que la eólica offshore es una tecnología relativamente madura (en aguas poco profundas < 50 m), con previsiones para 2020 de 43 GW y 150 GW para 2030 (2010, EWEA), España está retrasada en su desarrollo. Es de vital importancia dar un impulso a esta tecnología para conseguir no perder el liderazgo ya mencionado de la industria eólica española.

La batimetría constituye actualmente en España uno de los problemas fundamentales para las instalaciones offshore, donde sería necesario cubrir profundidades mayores de 50 m. Para reflejar la magnitud de este aspecto citamos el siguiente ejemplo: una cota de 40 m se alcanza en Cantabria a sólo 1 km de la costa, mientras que en las costas de Normandía se alcanza a 10 km, distancia más que aceptable para la correcta implantación de parques y minimización de impacto visual.

En sus primeros desarrollos la eólica marina se limitó a trasladar al mar la tecnología onshore. Sin embargo el desarrollo apropiado estará en su ramificación y desarrollo tecnológico de forma que adapte las cualidades técnicas de los aerogeneradores, estructuras, materiales, evacuación de la electricidad, etc al medio marino y, en el caso español, también a las altas cotas batimétricas que alcanza bruscamente la plataforma continental.

Hasta 2009 sólo existía el concepto de las cimentaciones fijas. Ésta supone la instalación de los aerogeneradores sobre el fondo del mar, principalmente sobre cimentaciones de gravedad, monopilotes o cimentaciones metálicas tubulares (trípodes y jackets).

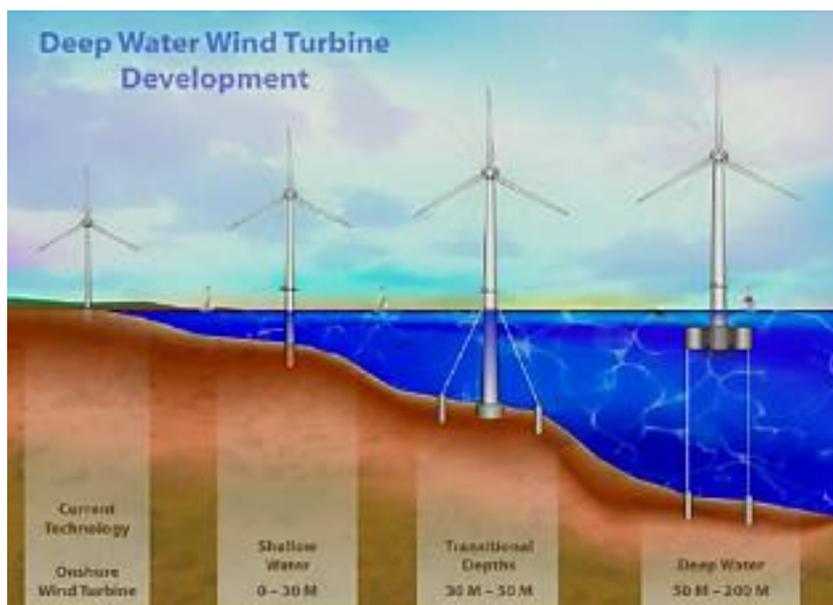


Tipos de cimentaciones fijas (Losada, 2008)

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

Sin embargo debido a la necesidad de construir en lugares profundos comenzaron a experimentarse prototipos de plataformas flotantes en aguas > 50 m de profundidad.

La siguiente figura muestra cómo han ido evolucionando las estructuras marinas según la distancia a costa y según el aumento de las profundidades, hasta ser necesario el desarrollo de las estructuras flotantes:



Desarrollo subestructuras submarinas (NREL)

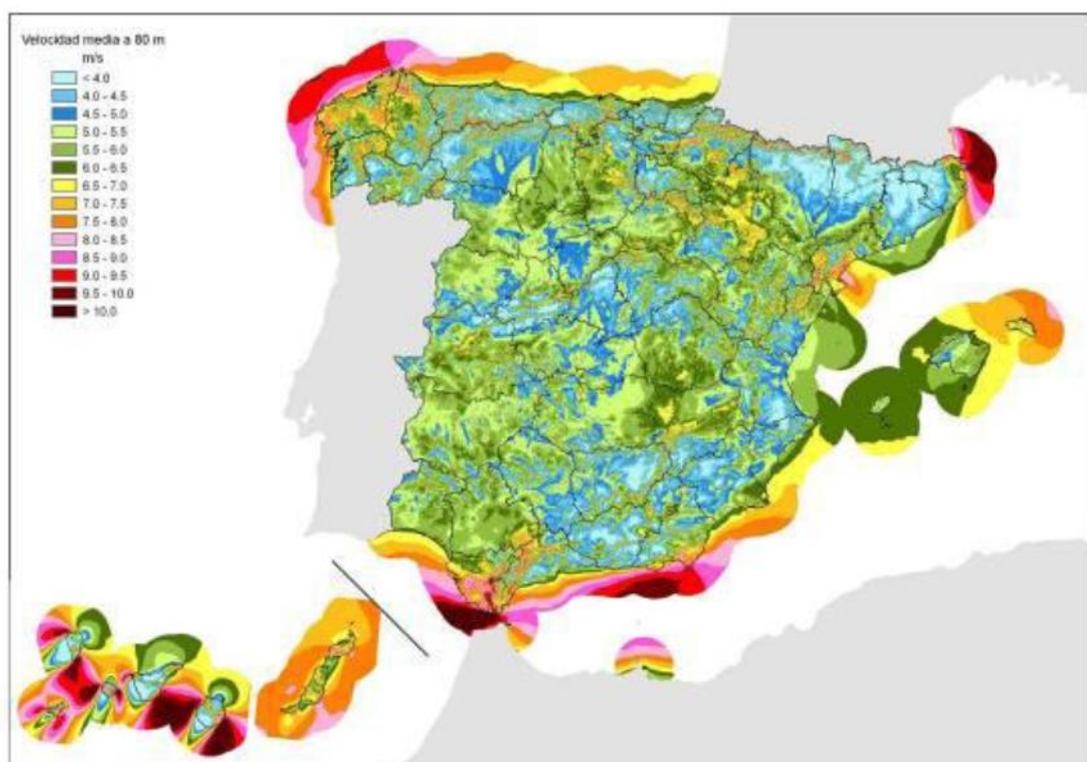
Cabe resaltar que actualmente, “la energía eólica offshore fija sigue siendo la única tecnología madura, la más desarrollada en el mundo y la que podrá contribuir significativamente a la producción de energía renovable a corto plazo” (RTA³ 2010). Es pues necesario madurar la naciente tecnología actual de anclajes en aguas profundas y los diseños de aerogeneradores flotantes. El horizonte a medio plazo es optimista; los prototipos se han ido mejorando/desarrollando y la explotación de los diseños flotantes es inminente.

³ Red Transnacional Atlántica

Recurso eólico marino en España

Conocer el viento a la hora de plantearse la viabilidad de la instalación de esta tecnología en nuestro país es fundamental. Serán necesarios estudios detallados para precisar la velocidad media de viento a una altura de buje aproximada de 80 a 120 m.

El IDAE⁴, elaboró un Estudio del Recurso Eólico de España con la fiabilidad suficiente para permitir la evaluación del potencial eólico disponible. Se realizó entonces el Atlas Eólico Español, que incluye aguas interiores (4 millas) y una franja que se aleja de la costa hasta 24 millas náuticas.



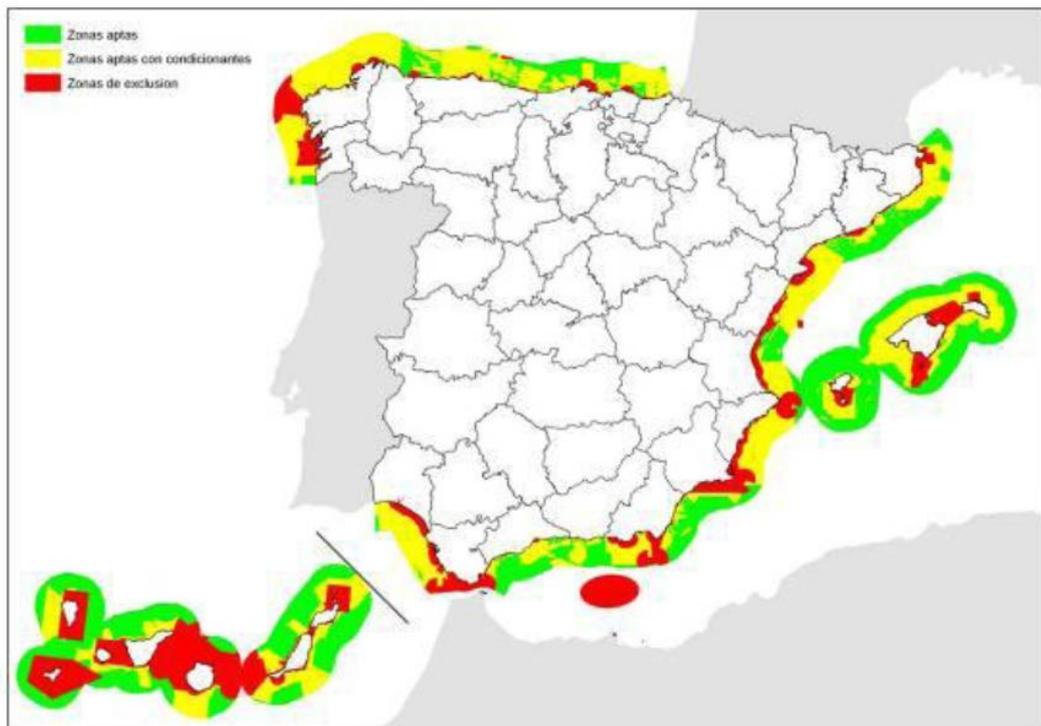
Velocidad de viento medio a una altura de 80 m
(www.minetur.gob.es)

Para acotar las zonas óptimas para el emplazamiento de instalaciones eólica marinas, a los solos efectos ambientales, y garantizar la preservación del medio ambiente, especialmente sobre zonas catalogadas con alguna figura ambiental o patrimonio

⁴ Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

cultural, se acotó el litoral español señalando las zonas aptas, aptas con condicionantes y las no aptas mediante un estudio (EEA⁵) cuyo resultado es el “Mapa del litoral”. Este mapa constituye un mecanismo preventivo de protección frente a un futuro despliegue de la energía eólica marina. Cabe resaltar que la condición de “apta” no es suficiente para liberar al espacio de condicionantes ambientales. Habrá que realizar un estudio específico en cada proyecto.



Mapa del litoral (www.minetur.gob.es)

Actualmente se estima que la velocidad media anual necesaria para hacer viable un proyecto eólico debe estar alrededor de 7,5 m/s a una altura de 80 – 120 m.

⁵ Estudio Estratégico Ambiental

Al haber justificado en los párrafos anteriores el elevado potencial del recurso eólico marino del que dispone España, citamos además las importantes ventajas que tendrán este tipo de instalaciones frente a las situadas en tierra:

- recurso eólico onshore vs offshore :
 - mayor disponibilidad
 - limitada influencia de los efectos topográficos locales
 - menores turbulencia y fluctuaciones, por tanto, más constantes y sobre todo, de mayor intensidad
 - mayor previsibilidad
- el impacto visual y acústico es menor, lo que permite instalar máquinas de mayor tamaño. La mayor tamaño implica mayor potencia unitaria (la potencia que se puede obtener de un aerogenerador es directamente proporcional a su diámetro) y aumento de las velocidades de rotación lo cual se traduce en mayor rendimiento de los molinos por MW instalado → actualmente el tamaño es el parámetro clave de diseño
- Supone el desarrollo de una nueva industria y de los sectores económicos ligados a la misma
- Supone una mayor creación de empleo por MW instalado, debido a la mayor complejidad durante la instalación y explotación
- No existe titularidad de la propiedad ni valoración del terreno evitando así las fluctuaciones del precio de los mercados
- aumento de la actividad de la industria naval española, con su consecuente repercusión económica

Medidas para su implantación en España

Las siguientes medidas están recogidas principalmente por el PER:

Medidas ambientales

- Superar las limitaciones que supone la implantación de instalaciones eólicas por razones medioambientales (véase “mapa del litoral”)

Medidas económicas

- Disminuir o suprimir el canon eólico. Llega a alcanzar importes elevados en algunas Comunidades Autónomas (en el caso castellano-manchego llegó a plantearse la imposición de una tasa de 4000 € por MW instalado), encareciendo significativamente los costes de explotación que repercuten directamente sobre la retribución necesaria a percibir por la generación eólica y alejan la posibilidad de atraer empleo y riqueza en el futuro
- Subvenciones a I+D. El apoyo financiero público para los proyectos de demostración de desarrollos tecnológicos innovadores con energía eólica permitiría a los promotores reducir la carga financiera y logística asociada a la localización de emplazamientos idóneos, caracterización del recurso, estudios geológicos, etc. Así constituiría un recurso atractivo para los interesados en la explotación de este sector (RTA, 2010)
- Incentivos fiscales
- Reactivación de las primas

Medidas técnicas

- desarrollo de aerogeneradores con potencia unitaria en el rango de los 10 a 20 MW, adaptados a los mayores requerimientos técnicos para su implantación mar adentro y con una elevada fiabilidad técnica
- desarrollo de diseños flotantes para aguas profundas (batimetría superior a 50 m) que soporten fuerzas y momentos debidos al viento, corrientes y olas, nivel de agua por mareas

- reducción de ratios de inversión y costes de explotación y construcción para conseguir la máxima competitividad internacional. A pesar de que el recurso eólico sea superior para los parques eólicos marinos, la mayor inversión necesaria supone que, a igualdad de primas establecidas, la rentabilidad para los parques eólicos marinos sea claramente inferior a los parques en tierra. El desarrollo tecnológico debe disminuir los costes del reconocimiento geotécnico, costes de inversión (del orden del doble que las instalaciones eólicas en tierra), y los costes de operación y mantenimiento, que llegan a triplicar los valores alcanzados en los parques en tierra, debido –entre otros factores– a la necesidad de logística naval de elevado coste, a las limitaciones de acceso y a las condiciones ambientales más agresivas. Se prevé que estos costes vayan disminuyendo gradualmente de la misma forma que ocurrió con la eólica situada en tierra:

Concepto	Eólica onshore	Eólica offshore
Inversión media por MW	1.350.000 €/MW	3.100.000 €/MW
Costes medios de conexión a red por MW instalado	140.000 €/MW	362.000 €/MW
Costes medios de operación y mantenimiento por MW instalado	19.500 €/MW	98.000 €/MW
Horas medias de utilización al año	2.100 horas	3.500 horas

Fuente: DELOITTE "Estudio macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España"

Costes onshore vs offshore

- mejora de las instalaciones actuales de la red eléctrica para que ésta pueda soportar la carga de la incorporación de la energía que proviene de los parques offshore. Para esto se considera conveniente que la próxima "Planificación de los sectores de electricidad y gas" contemplen la evacuación de la generación eléctrica de los proyectos eólicos marinos. Las cifras de crecimiento eólico futuro se verán limitadas por la capacidad de generar una respuesta ágil ante la demanda de la nueva potencia eólica a conectarse a la red si este problema no se resolviera. Se requieren estudios detallados de la repercusión sobre la red eléctrica península

- creación de sistemas de almacenamiento alternativos:
 - bombeo hidráulico
 - aire comprimido
 - baterías de flujo
 - hidrógeno
- elaboración previa de estudios de detalle que minimicen los riesgos geológicos y geotécnicos (geohazards)
- desarrollo embarcaciones especiales para transporte estructura
- mejora de los aspectos técnicos que afectan al aerogenerador y evacuación de la electricidad:
- Temperatura, humedad, salinidad, corrosión local sobre estructura
- Transporte de electricidad por corriente continua:
 - Alto coste de los equipos de conversión corriente continua-alterna
 - Generación de armónicos en el lado de corriente alterna
 - Obligación de tener un generador de reactiva
 - Requerimiento de controles complejos

Medidas sociales:

La opinión pública respecto a la implantación de parques eólicos en el mar supone un reto a superar. La información es el instrumento social más efectivo, dirigido hacia la educación ambiental. Deberá haber una mayor difusión de los impactos positivos y ventajas socio-económicas de la eólica marina hacia los ciudadanos, empresas y colectivos, llevando así a la adopción de una conducta responsable con el medio ambiente por ambas partes.

En caso de no existir un método de información adecuado y buen diálogo de las partes, podría surgir una oposición local, preocupada por mantener las actividades propias de la zona, principalmente turismo y pesca, así como evitar el impacto visual obligando a implantar los parques en zonas alejadas de la costa y a mayores profundidades, lo que incrementa significativamente los costes de la instalación, tanto por el transporte de energía como por la inversión en la estructura.

Cuando se aprueba un proyecto es hecho público por el órgano sustantivo, que pondrá a disposición del público la siguiente información:

- contenido de la decisión y las condiciones impuestas
- principales razones y consideraciones en las que se basa la decisión, en relación con las observaciones y opiniones expresadas durante los 30 días hábiles en que se realizan trámites de información pública del proyecto (en el que se recogen alegaciones de personas ajenas a él)
- descripción, cuando sea necesaria, de las principales medidas para evitar, reducir y, si es posible, anular los principales efectos adversos
- posteriormente será publicado en el BOE

Medidas regulatorias:

- mejorar y acelerar los procedimientos administrativos para la autorización de proyectos de I+D+i+d.
- disminuir los plazos de tramitación administrativa para los proyectos eólicos marinos existentes. En España no existe ningún parque eólico marino en servicio, mientras que en el mundo, a finales de 2010 se encontraban en operación unos 2.950 MW (un 1,5% de la potencia eólica mundial), la práctica totalidad ubicados en el Norte de Europa
- armonización administrativa en el desarrollo normativo de ámbito regional
- evitar la falta de coordinación intra-estado. En España, el modelo de Estado no facilita la coherencia y eficacia de los Estudios Ambientales Estratégicos (EEA) necesarios para la elaboración de planes y programas que regulen las bases para la creación de proyectos

MIX ELÉCTRICO

España tiene una dependencia energética del exterior de hasta un 81%, lo que implica gastos superiores a los 2000 millones de euros anuales (2010, PER 2011-2020). Muchas instituciones abogan por un cambio en este modelo incluso llegando a afirmar que es técnica y económicamente viable poner en marcha un sistema 100% renovable basado en inteligencia y la eficiencia, que podría reducir un 55% el consumo de energía, con emisiones cero de CO2 y con un ahorro de más de 200.000 millones de euros al año en el horizonte 2050 (2005, Greenpeace).

Como ya hemos citado en párrafos anteriores, en esta intención de cambio, el papel de la eólica es fundamental. La cobertura de demanda energética que cubre es cada vez mayor, y proporcional a la mejora de la tecnología lo que implica que un desarrollo de ésta en el mar proporcionaría una cobertura mayor aún y creciente.



Generación eólica anual y tasa de variación en 2011 (REE)

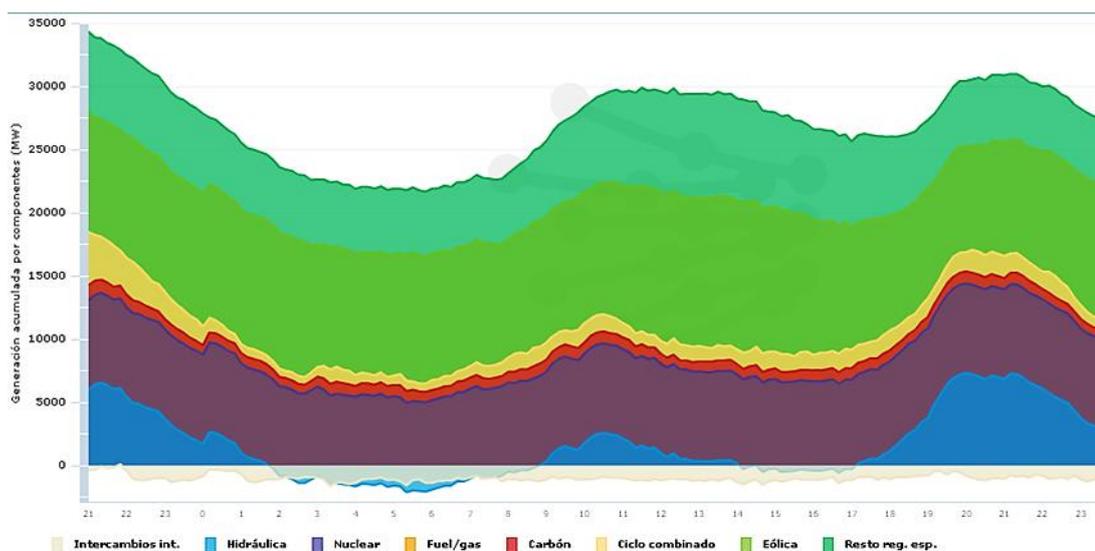
Aunque actualmente no hay aerogeneradores offshore en funcionamiento, se cifra el recurso eólico marino en 25000 MW y las previsiones indican que se podrían instalar hasta 164760 MW llegando a cubrir el 119,3% de la demanda eléctrica peninsular estimada para 2050 (2005, Greenpeace).

Habiendo centrado la necesidad de la offshore dentro de los siguientes objetivos básicos,

- obligación de cumplir objetivos energéticos-ambientales a nivel internacional (Protocolo de Kioto), europeo (20-20-20), nacional (PANER) y regional (Plenercán) para asegurar la lucha contra el cambio climático
- necesidad de la diversificación un paquete energético actual que arroja cifras de dependencia energética del exterior de hasta un 81%, con un valor de hasta 2000 millones de euros

La diversificación del paquete energético tiene solución en el denominado *Mix eléctrico*, al que la offshore podrá contribuir de manera eficiente debido a su mayor previsibilidad, aportando datos más fiables de su contribución a la demanda eléctrica.

Las energías renovables no pueden ser, individualmente, solución a la demanda energética de una sociedad desarrollada. Por ello se apuesta por este mix, que implica una producción eléctrica sostenible basada en la correcta combinación del aprovechamiento de los recursos naturales y una garantía de potencia aseguradora a un coste razonable para ciudadanos y empresas.



Estructura de generación de energía (www.ree.es)

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

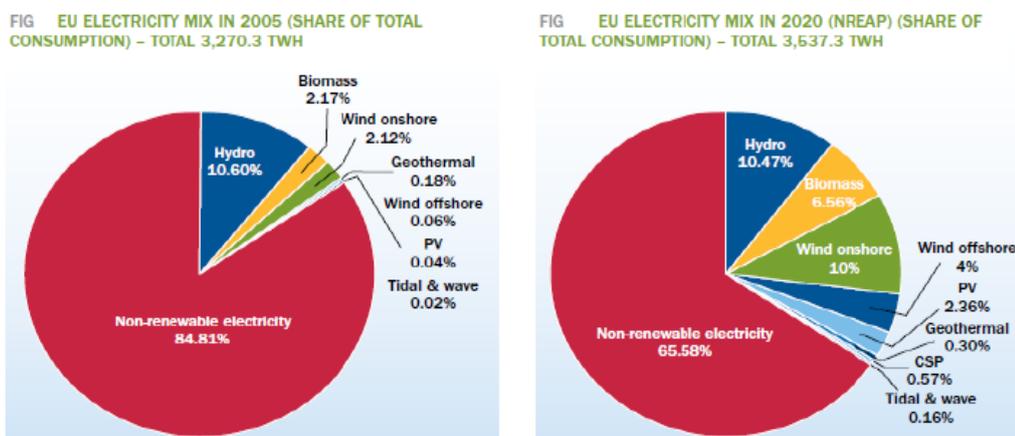
Sin embargo, para la correcta integración de la eólica offshore en el mix se deberán superar, entre otras, las siguientes dificultades de gestión:

– Mejora de los mecanismos de gestión actuales en relación a las “horas de valle” o de baja demanda energética en momentos de alta eolicidad en los que la potencia generada no pueda ser vertida en su totalidad a la red eléctrica. La desconexión obligada de parques eólicos por restricciones técnicas repercutiría sensiblemente en la rentabilidad esperada de los mismos.

– Necesidad de instalar capacidad de generación de apoyo con otras tecnologías de mayor control potencial de su producción, para permitir una mayor gestionabilidad en eventuales momentos de menor disponibilidad de recurso eólico.

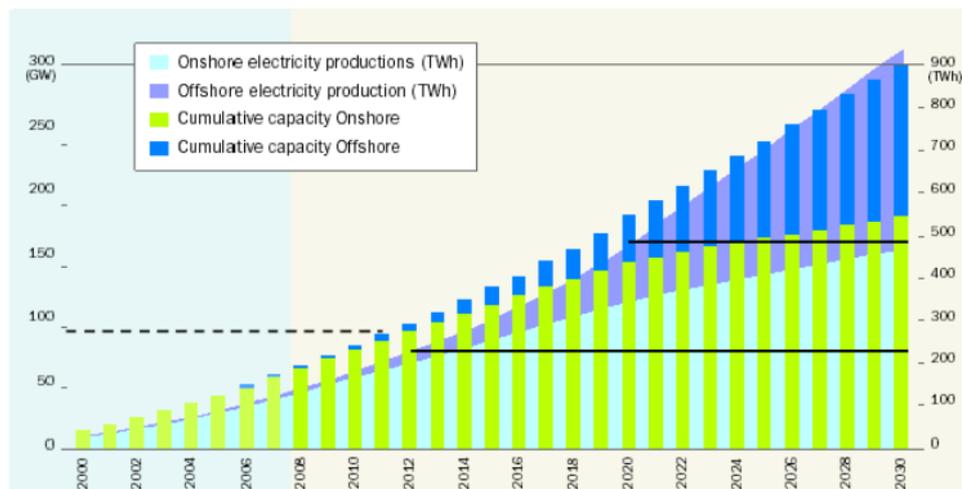
PREVISIONES PARA EL FUTURO

La previsión de distribución del mix eléctrico para Europa 2020 según la EWEA se distribuirá de la siguiente forma.



Previsión de distribución del mix eléctrico para Europa 2020 (EWEA)

En cuanto a materia eólica, dichas previsiones se transformarán en la producción de casi 500 TWh con 180 GW instalados. Según previsiones de la EWEA en su informe Pure Power Wind Energy Scenarios up to 2030:



Previsiones de producción eólica para el futuro (EWEA)

Para poder llegar a los niveles establecidos, ya existen en España distintas iniciativas para la implantación de instalaciones eólicas offshore experimentales (Asturias, Cantabria, Cataluña, Islas Canarias, País Vasco...) incluso en aguas profundas.

Se espera que estos proyectos, así como prototipos de parques eólicos marinos de demostración de tamaño reducido, evolucionen y entren en servicio a medio plazo, iniciando el desarrollo racional y ordenado de la eólica marina en España.

A partir de 2017, se estima que comiencen a entrar en servicio las primeras fases de parques eólicos marinos de gran potencia en el litoral español. El incremento anual de la potencia eólica marina instalada sería progresivo hasta los 270 MW en 2020, de manera que finalice ese año con unos 750 MW eólicos marinos cumpliendo así objetivos del Plan de Energías Renovables. Como hemos dicho, España no tiene ningún parque eólico marino, si bien, según la Asociación Empresarial Eólica, se han presentado proyectos aún pendientes de estudio y aprobación que, sumados, alcanzarían los 6.700 MW (2011, Ceña).

El aspecto crítico del desarrollo eólico previsto se encuentra en el necesario impulso y apoyo a los proyectos experimentales actuales, cuyo éxito resulta fundamental para que el sector industrial nacional que participa en ellos alcance niveles de competitividad internacional similares a los de otros países con camino recorrido, e incluso para que España pueda ser líder en la tecnología específica para parques eólicos en aguas profundas, no basada en los conceptos tecnológicos más propios de las plataformas petrolíferas. En este sentido, la toma de decisiones empresariales

exigirá mayores expectativas de negocio –vía acuerdos y contratos de suministro, en horizontes más allá de 2020– respecto el nivel de parques eólicos marinos comerciales previstos hasta 2020 en el mercado doméstico (entre 3 y 5 parques). Para ello necesariamente tendrán que apoyarse en otros mercados europeos con importantes expectativas de crecimiento de la eólica marina hasta 2020 como son Alemania, Reino Unido y Dinamarca.

1.3 EL RUIDO Y LA ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE

Debido al emplazamiento de los parques offshore el ruido que se genera en cualquier fase de su vida tendrá repercusión en dos medios: medio aéreo y medio marino. El ruido generado por un parque offshore, que es el íntegramente introducido en ambos medios sin tener en cuenta el ruido ambiental. Éste debe ser considerado, regulado, medido y mitigado en caso de ser necesario desde su construcción hasta su desmantelamiento. Para ello y dentro del campo que nos ocupa, deben existir bases legales que fundamenten la protección de los océanos frente a contaminantes ambientales de todo tipo. La Convención de las Naciones Unidas de 1982 sobre la Ley del Mar y que sentó las bases de las posteriores convenciones dedicadas a este tema, define contaminación como:

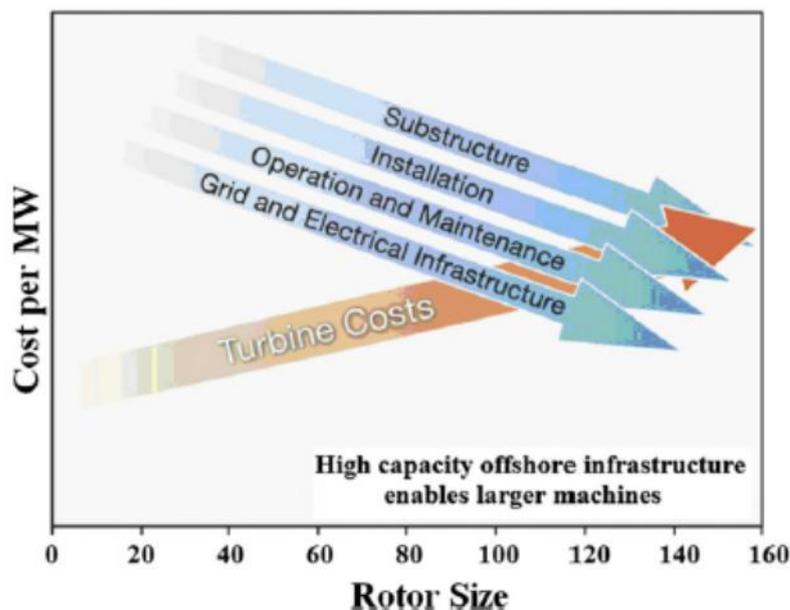
La introducción, por el hombre, directa o indirectamente, de sustancias o energía dentro del medio marino, incluyendo estuarios, que ocasiona, o puede ocasionar efectos nocivos o daño a los recursos y vida marina, riesgo a la salud humana, obstaculizar las actividades marinas incluyendo la pesca o cualquier otro uso legítimo del mar, deterioro en la calidad de los usos del agua marina o reducción de su disfrute. (U.N. LOS Convention, 1982)

Basados en esto, podemos considerar el ruido como un agente contaminante del entorno marino y siendo así, todos los estados miembros tienen la obligación, por ley internacional, de luchar contra él. La misma Ley (Artículo 240) reza:

Los Estados tienen como deber reforzar la observancia, la medida, la evaluación y el análisis, por métodos científicos reconocidos, de los riesgos y efectos de la contaminación marina, bien directamente o bien a través de Organizaciones Internacionales de probada capacidad y competencia. (U.N. LOS Convention, 1982)

Por lo que respecta al ruido aéreo deberá tenerse en cuenta la distancia a las poblaciones cercanas para evitar las molestias a la población de la zona. La propagación de ruido aéreo sobre el mar no está aún muy estudiada pero se estima que dejando un margen determinado sería suficiente para asegurar que no fuera un problema. Aun así existe una preocupación general del público sobre el ruido que produce un parque eólico, pudiendo llegar a constituir uno de los principales inconvenientes previos para impulsar una instalación de este tipo (OWE, 2008). De hecho, de forma general la energía eólica tiene una reputación de ruidosa (OWE, 2008), asociación de la que difícilmente puede deshacerse, y que si en el caso de los parques eólicos terrestres resulta dudosa, para el caso de los marinos es mayoritariamente incierta desde el punto de vista de nivel de inmisión, es decir del ruido que percibe el receptor (y no el nivel de emisión, ruido que emite la fuente) (Delft University of Technology et al., 2002).

Por este motivo, los promotores deben vigilar este aspecto con especial cuidado ya que pueden verse tentados a poner menos énfasis en su control. La forma adecuada es realizar la modelización de los niveles de ruido esperados durante el funcionamiento del parque así como las modificaciones necesarias que determinen de forma precisa los niveles de ruido que se percibirán en las zonas costeras próximas y en las poblaciones (Iberdrola Ingeniería Consultoría, 2003). Más aún teniendo en cuenta que las turbinas son cada vez mayores, motivadas por las ventajas económicas que esto ofrece y las velocidades de giro por tanto también serán mayores.



Reducción del precio del MW en función del tamaño del rotor (Sun X. et al, 2012)

En general, la valoración del impacto producido por el ruido aéreo dependerá del nivel de ruido emitido, viento, ruido de fondo existente y distancia a los receptores sensibles, es decir, a las poblaciones cercanas y las comunidades de aves.

En lo que respecta al medio marino el ruido antropogénico que se introduce en el mar es el de mayor consideración en este tipo de proyectos, ya que añade unos 80 – 110 dB al ruido ambiente de bajas frecuencias, lo cual puede aumentar los niveles de estrés de algunos animales y perturbar su medio de comunicación.

Durante las próximas décadas el desarrollo industrial en alta mar experimentará un gran aumento, lo que llevará a un aumento de la cantidad de contaminación acústica en los océanos. Las principales industrias que destacarán en este desarrollo serán el transporte, extracción de petróleo y gas, ejercicios navales y las energías renovables marinas, en especial la eólica. Ésta última ya experimenta un papel de liderazgo en cuanto a desarrollo en todo el Norte de Europa y en muchas otras regiones, introduciendo una cantidad considerable de ruido en multitud de áreas, tanto aéreo como subacuático. El ruido subacuático producido por las fuentes citadas presentan la mayor intensidad frente a las fuentes de ruido aéreo, llegando incluso a valores de más de 230 dB medidos a un metro de la fuente (André M. et al, 2011).

La exposición al ruido antropogénico en el mar puede tener serias consecuencias sobre la vida marina, por lo que debe ser considerado en la evaluación de impacto

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

ambiental (Bailey H., 2010). Sus efectos pueden variar desde pérdidas de audición temporal a muerte. Los varamientos masivos de mamíferos marinos han estado motivados muchas veces por causas acústicas:



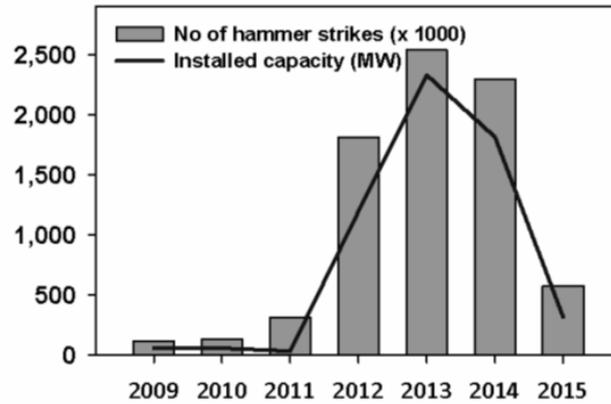
Varamiento de 140 ballenas piloto en las costas Australianas por actividades sísmicas para la extracción del petróleo

En este sentido, el mayor problema al que se enfrenta la industria offshore es que muchas de las actividades de importancia económica en el mar están en peligro debido a la falta de información sobre los efectos de los sonidos antropogénicos sobre la fauna marina. A su vez, esta falta de información a menudo genera un rechazo por parte de la sociedad de forma que, proyectos potencialmente beneficiosos y sostenibles con el medio, como lo puede ser un parque offshore, pueden llegar a no ser integrados por la ciudadanía. Respecto a esto cabe resaltar que muchas organizaciones ecologistas están a favor del desarrollo de la eólica marina (e.g. Greenpeace), por supuesto exigiendo unas medidas cautelares de protección al medio.

Entonces el reto que se debe enfrentar supone poner en práctica desarrollos tecnológicos que combinen los intereses de la industria y el buen estado ecológico de los océanos con una campaña de información y vigilancia ambiental eficiente. El mayor esfuerzo debe hacerse, como hemos dicho, ante los sonidos introducidos en el mar.

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

El panorama actual de la industria offshore está marcado por el uso del monopilote como cimentación favorita. Para su introducción en el fondo marino requiere de múltiples golpes de un martillo de grandes dimensiones.



*Número de golpes de martillo necesarios para las instalaciones
(Verfuß T. y Jülich P., 2012)*

En la gráfica se observa cómo la tendencia del número de golpes tiene una previsión decreciente. Esto vendrá motivado por el uso de nuevos diseños que eviten los procesos de hincados y por el desarrollo de la tecnología offshore flotante, la cual está considerada como no contaminante acústica en su proceso de construcción. Esta operación supone el mayor ruido antropogénico introducido en el mar durante todas las fases del ciclo de la vida de un parque de estas características.



Pile driving operations with impulsive hammer (Betke, 2010)

En cuanto a la regulación, actualmente el ruido marino no está regulado de la misma forma que lo está en el ruido en el medio terrestre. Una de las causas se debe a la incertidumbre que genera la compleja propagación del ruido en aguas inferiores a 200 m de profundidad. Las mediciones de ruido se realizan con modelos genéricos de propagación de sonido lo que puede generar errores en las estimaciones. Una causa de esta incertidumbre es que cada país tenga sus propias estimaciones de umbrales de ruido antropogénico introducido en el mar. Actualmente el valor que más se referencia es respecto al alemán, que pone su límite en un nivel de 160 dB SEL medidos a 750 m de la fuente.

La preocupación respecto a este aspecto se vio reflejada en el cuadro resumen que se realizó en el Congreso “Sound Solutions” (2012), por parte de grupos de participantes de dicho congreso y acerca de las cuestiones fundamentales que necesitaba el ruido como agente contaminante. A la cita acudieron 80 participantes de diferentes países (Holanda, Dinamarca, Alemania, Bélgica y Suráfrica) y entre los que se encontraban expertos de compañías de construcción, compañías energéticas, universitarios, compañías de investigación, promotores y consultores de ruidos subacuáticos.

Los resultados de dos grupos fueron:

Categoría	%	¿Por qué?
Aspectos físicos	10-20	<ul style="list-style-type: none"> - necesidad de estandarización de mediciones - necesidad de investigación de la propagación del sonido - necesidad de una mejor descripción de las fuentes de sonido
Aspectos biológicos	20-20	<ul style="list-style-type: none"> - aumento en el conocimiento de los efectos en los peces (especialmente las larvas)

		- necesidad en la investigación relacionada con la audición en los mamíferos marinos: el comportamiento en relación con el marco ecológico y la traducción a efectos de la población
Ingeniería → nuevos diseños	50-30	- La mayoría del dinero se debe gastar en una alternativa 0-ruido. Temas importantes son: la producción en masa, la certificación, subvenciones
Ingeniería → mitigación	20-15	- Las clasifican como “tecnologías de ayer” que reflejan la necesidad de tecnologías de prevención y no mitigación
Educación/conciencia	15	

Fuente: Congreso “*Sound Solutions*”, 2012

Además, se recalcó que habrá que tener en cuenta que con el desarrollo de este tipo de energía cada vez son más grandes los tamaños de turbinas y subestructuras necesarias para ello, con lo que consecuentemente lo serán los martillos hidráulicos necesarios y, por tanto, los ruidos producidos (Elmer K. et al, 2007).

En conclusión, es de necesidad inmediata afrontar los siguientes retos:

- Necesidad de un mejor entendimiento, estandarización y regulación del sonido subacuático
- Incentivación por parte de los Gobiernos para el uso de tecnologías menos ruidosas
- Inversión en i+D

CAPÍTULO 2: OBJETIVOS

OBJETIVOS

2.1 Definición del objetivo

Tras una toma de contacto con la situación actual de la energía eólica offshore y su ruido, se puede establecer que el objetivo de este proyecto es la creación de una metodología para la evaluación del impacto acústico generado durante toda la vida del parque que tenga en cuenta tanto aspectos técnicos como los efectos producidos en el entorno ya sea en la vida animal o en la vida humana. Será de utilidad tanto en la actualidad como para prevenir posibles excesos en el futuro para cualquier tipo de parque (tecnología fija y flotante, aerogeneradores de eje vertical y horizontal...).

Se tratará de realizar un procedimiento que permita localizar todas las posibles fuentes de ruido desde que comienza la fase de estudio del proyecto en la oficina, hasta su desmantelamiento. También se evaluarán las alternativas para su prevención y mitigación de cara a reducir al máximo la probabilidad de afección al medio.

Para ello se establecerán las bases acerca de cómo identificar si hay una exposición al riesgo o no y se enumerarán las cuestiones a tener en cuenta en caso de que no haya información suficiente para poder determinar si existe ese riesgo.

En la bibliografía consultada hemos encontrado opiniones enfrentadas respecto a este tema; desde artículos que no valoraban su afección hasta congresos celebrados únicamente para la búsqueda de nuevas tecnologías que supusieran una introducción menor de ruido en el entorno. Además, en tierra supone el segundo mayor obstáculo para su desarrollo a nivel de aceptación social, ocupando el impacto visual el primer puesto. Es por ello que se ha detectado la necesidad de profundizar en este tema y realizar una recopilación objetiva acerca de las cuestiones de las que depende y sus consecuencias.

Además, dado que España sufre un atraso respecto a la implantación de este tipo de energía, debemos adelantarnos a los hechos, ya que el equilibrio de la instalación con el entorno supondrá una de las claves del éxito.

2.2 Metodología y plan de trabajo

La información obtenida para este trabajo se ha recopilado de diversas fuentes: bases de datos, conferencias, congresos, tesis, revistas, revistas electrónicas, artículos de prensa, proyectos, normas internacionales, páginas webs de empresas especializadas del sector, páginas webs de la opinión pública acerca de la energía eólica, etc. Dicha información aborda fundamentalmente materia de energía eólica tanto onshore como offshore, materia de evaluación de impacto medioambiental y materia de acústica ambiental. Con ello se pretendía adquirir los conocimientos suficientes para abordar este tema con una perspectiva que permitiera englobar el conjunto de factores hacia una misma dirección, es decir, su ordenación en el espacio y su localización en el tiempo.

La aplicación al caso de Cantabria se consideró interesante, ya que es un tema de actualidad y que podría tener cabida a medio plazo en la región. Es por ello que también se consideró interesante analizar en profundidad algunos de los aspectos referentes a la selección del emplazamiento y poder así dar una visión más detallada del mismo. El enfoque que se le da es desde el punto de vista de reducir sus costes, acercándola lo más posible a tierra y, por tanto evitando los gastos que supondría lo contrario.

2.3 Estructura del documento

Los capítulos están organizados de la misma forma que se organizan las evaluaciones de impacto ambiental. Además esta estructura permite hacer un repaso con orden de todos los factores.

Capítulo 1

Contiene el estado del arte de las materias abordadas durante el proyecto: energía eólica offshore y ruido. Se pretende hacer un enfoque de por qué es necesaria este tipo de generación en lugar de otras y su importancia para la consecución de objetivos ambientales a nivel europeo. Del ruido se hace una exposición global de lo que se detallará en la metodología.

Capítulo 2

Se exponen las causas por las que se eligió este tema y la dirección que tendrá el trabajo

Capítulo 3

Realiza un repaso a las cuestiones legales que deben tenerse en cuenta, tanto en materia de impacto ambiental como de energía eólica y el ruido

Capítulo 4

Trata de las características fundamentales acerca de la propagación del ruido tanto en el medio marino como en el medio aéreo. Se hace una exposición inicial de los términos con los que se tratarán para posteriormente analizar su aplicación directa al ruido generado por los parques marinos.

Capítulo 5

Es el capítulo englobará la fase de selección de alternativas iniciales que precede al inicio de construcción del parque. Se analizarán en profundidad los aspectos de la elección que condicionarán el nivel de ruido final aparte de hacer un repaso de las cuestiones principales que las definen. El capítulo concluye incluyendo un esquema que permite su aplicación sencilla y directa para la determinación del nivel de probabilidad que tendrá el parque de producir contaminación acústica.

Capítulo 6

Realiza una exposición de las posibilidades que existen a la hora de elegir un tipo de cimentación introduciendo el factor ruido como condicionante en la elección. Se realiza una selección de las que son “menos contaminantes” desde el punto de vista acústico

Capítulo 7

Se trata de la localización de impactos por fases. Es el cuerpo de la metodología en el que se incluyen todos los aspectos a tener en cuenta.

Capítulo 8

En él se expone cómo puede llegar a afectar el ruido a la fauna marina y bajo qué circunstancias y qué es lo que lo produce.

Capítulo 9

Este capítulo es de gran importancia, puesto que propone las medidas que pueden ser tomadas para que no se produzca este impacto. Abarca tanto medidas ingenieriles, como medidas no ingenieriles que pueden ser utilizadas con gran facilidad y que suponen un alto nivel de prevención.

Capítulo 10

Insiste en la necesidad de un control continuo de los niveles de ruido y explica los métodos existentes para ello

Capítulo 11

Estudia el caso concreto de la implementación de un parque en la costa de Cantabria. Analiza en profundidad varios de los aspectos relacionados con su emplazamiento, para luego aplicar la metodología desarrollada y determinar su probabilidad de producir un impacto acústico.

CAPÍTULO 3: MARCO LEGISLATIVO

MARCO LEGISLATIVO

Desde un punto de vista jurídico, la normativa española parte, en materia medioambiental, del artículo 45 de la Constitución Española de 1978, el cual establece que todos tenemos derecho a disfrutar de un medio ambiente adecuado pero también tenemos la obligación de conservarlo. Asimismo reza el artículo que los poderes públicos, la Administración, velarán por la utilización racional de los recursos naturales y defenderán el medio ambiente.

En este sentido, desde la Unión Europea se ha regulado los supuestos en los que debe aprobarse Declaraciones de Impacto Ambiental. En concreto, el apartado 2.a de la Directiva 2001/42/CE, de 27 de Junio, relativa a la evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente, señala que deberán someterse a evaluación ambiental todos los planes y programas que se elaboren respecto a la energía, que es el ámbito de aplicación de nuestro proyecto.

Dentro del marco legislativo estatal, debemos hacer alusión al Texto Refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobada mediante el Real Decreto Legislativo 1/2008, que refunde toda la normativa anterior aprobada en relación con la Declaración de Impacto Ambiental, que es definida en el artículo tercero como el conjunto de estudios y análisis técnicos que permiten estimar los efectos que la ejecución de un determinado proyecto puede causar sobre el medio ambiente.

Por otro lado, resulta interesante el estudio de la Ley 9/2006, de 28 de abril, sobre evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente.

Respecto a lo relativo a la normativa aprobada en Cantabria conviene destacar la vigente Ley 17/2006, de 11 de diciembre, de Control Ambiental Integrado. El artículo 27 regula el ámbito de aplicación de las evaluaciones de impacto ambiental y establece que será un Reglamento el que determine su procedimiento, en concreto, el procedimiento desarrollado por el Decreto 19/2010, de 18 de marzo, por el que se aprueba el Reglamento de la Ley de Cantabria.

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

Una vez estudiado el marco jurídico relativo a la declaración de impacto ambiental, necesario para la instalación del parque, pasamos a analizar la legislación relativa al ruido como agente contaminante ambiental en el medio marino y en el medio aéreo.

En materia de ruido en el medio marino, y a nivel internacional cabe destacar la existencia de múltiples iniciativas de protección contra el ruido marino como por ejemplo la Convención de Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar, y también normativa sobre protección de especies migratorias que puedan verse afectadas por el ruido submarino, como por ejemplo el Convenio de Bonn sobre Especies Migratorias de Animales Silvestres (CMS).

Desde la Unión Europea también se ha aprobado multitud de normas, especialmente Directivas, que –como es sabido- deben ser transpuestas por los Estados. Pues bien, una de las directivas más relevantes es la Directiva Marco sobre Estrategia Marina, Directiva 2008/56/CE, por la que se establece un marco de acción comunitaria para la política del medio marino. Esta norma fue transpuesta por el Estado Español a través de la Ley 41/2010 de Protección del Medio Marino, y tiene como objetivo garantizar que se analice la repercusión del ruido en el medio marino en diversas actividades, entre otras, (artículo 4.2 c), en los aprovechamientos energéticos en el medio marino.

Por último, es necesario hacer referencia a la Ley del Ruido, 37/2003, que aunque no se refiere expresamente al ruido en el medio marino, tampoco excluye este medio de su ámbito de aplicación. La ley resulta de aplicación a los perjuicios causados por el ruido a los seres humanos y al medio ambiente.

Para terminar, hacemos referencia a la normativa reguladora del ruido aéreo, buscar en la Ley 37/2003 si se refiere al ruido aéreo generado por aerogeneradores, o en general, instalaciones de aprovechamiento energético.

Normativa del sector eólico

El sector eólico es un sector regulado, por lo que el marco normativo es fundamental para su evolución. El marco regulatorio del sector incluye, como Pilar fundamental, la Ley del Sector Eléctrico de 1997 y su normativa de desarrollo.

Por otro lado, dado el caso que nos concierne, procede analizar el procedimiento que desarrolla la instalación de parques eólicos offshore, recogido en el Real Decreto 1028/2007, de 20 de Julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial. En concreto contempla un procedimiento en concurrencia, para las instalaciones eólicas marinas de potencia superior a 50 MW (ámbito general del Real Decreto) – nuestro caso de estudio. Este Reglamento establece cual es el procedimiento que debe llevarse a cabo para obtener la autorización de la instalación. En concreto se describe este procedimiento en el Capítulo II del texto normativo, siendo el artículo 28 el que se refiere al trámite de evaluación de impacto ambiental, que dice:

“Con carácter previo a la autorización de la instalación de generación eólica marina y a la concesión del dominio público marítimo-terrestre, el proyecto deberá someterse a evaluación de impacto ambiental de acuerdo con lo preceptuado en el Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de Evaluación de impacto ambiental y normativa de desarrollo.” (Real Decreto 1028/2007)

Para terminar, conviene aludir al Real Decreto 1955/2000, de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, que también resulta de aplicación a nuestro caso concreto.

Toda la normativa a la que nos hemos referido, tanto la relativa a declaraciones de impacto ambiental como a la limitación del ruido aéreo y marino ponen de manifiesto el compromiso político que obliga los Estados miembros a la adopción de las medidas necesarias para la consecución del objetivo global 20-20-20 en el conjunto de la UE, tal y como la Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energías procedentes de fuentes renovables.

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

Se incluye en el anexo I un listado de la normativa aplicable al parque.

CAPÍTULO 4: CARACTERÍSTICAS DEL RUIDO AÉREO Y RUIDO SUBACUÁTICO

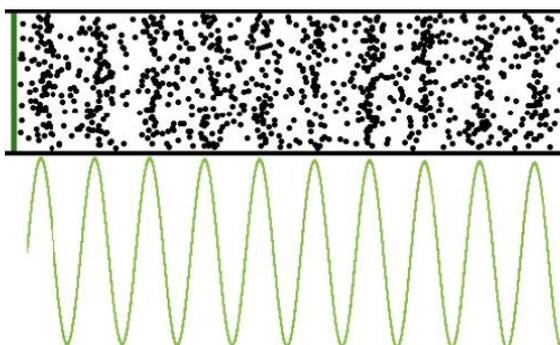
CARACTERÍSTICAS DEL RUIDO AÉREO Y RUIDO SUBACUÁTICO

4.1 El ruido

En este apartado se explicarán las cuestiones fundamentales que nos permitirán entender la propagación del ruido en el medio aéreo y marino para la comprensión de los posibles impactos producidos y los conceptos de los capítulos siguientes.

Primeramente, se ha de tener en cuenta la diferencia entre sonido y ruido; el ruido y el sonido no son términos sinónimos. Ambos son señales acústicas integradas por ondas. El sonido es un término que abarca y se refiere a cualquier energía acústica. El ruido es un subconjunto de sonidos no deseados por un determinado receptor, es decir, un término relativamente subjetivo. Por lo tanto, cualquier sonido específico puede ser una señal para algunos y un ruido para los demás" (Documento Técnico Sobre Impactos Y Mitigación De La Contaminación Acústica Marina, 2012).

La señal acústica está compuesta por una onda longitudinal, lo que quiere decir que el movimiento de sus partículas se produce en la dirección de propagación de ésta. Dicho movimiento representado en la figura, da lugar a regiones alternativas de mínimos y máximos de presión acústica con velocidades máximas y mínimas de partículas, respectivamente.

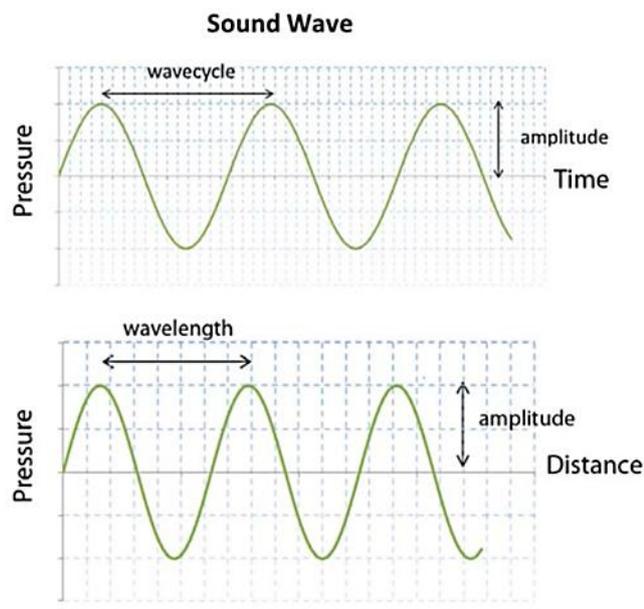


Formación de una onda longitudinal

Estas variaciones de presión al transmitirse por un medio llegan a un organismo receptor, que transformará dichas fluctuaciones en sonido.

Para caracterizar un sonido son importantes parámetros tanto subjetivos y fisiológicos del organismo que lo recibe, como físicos de la señal acústica, así como las unidades en las que estos se cuantifican. Los parámetros físicos principales son:

- Frecuencia: es el número de variaciones de presión por segundo (i.e. número de ciclos de onda por segundo). Se mide en Hertz (Hz)
- Amplitud: la amplitud de la onda es la máxima distancia que alcanza una partícula en vibración desde su posición de equilibrio; por lo tanto, está relacionada con la presión acústica y la cantidad de energía que transporta a medida que avanza. Esto se traduce en que una mayor amplitud corresponde con una mayor sensación sonora. Se mide en Pascales (Pa)



Amplitud, longitud y frecuencia de una onda

- Longitud de onda: longitud de un ciclo de una onda. Está relacionado con la frecuencia a través de la velocidad del sonido de la siguiente forma:

$$\lambda = \frac{c}{f}$$

Donde:

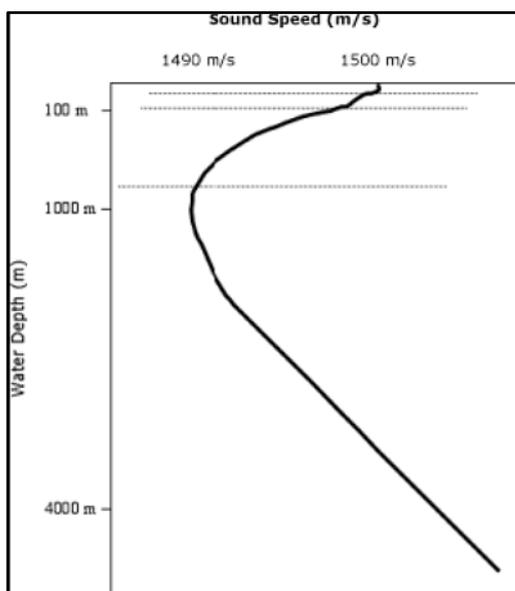
λ es la longitud de onda expresada en m

c es la velocidad del sonido en el medio expresada en m/s

Velocidad de propagación de las ondas según el medio

En general la velocidad del sonido en el aire es $c = 345 \text{ m/s}$ y en el mar $c = 1500 \text{ m/s}$. Sin embargo en el mar, este valor no es constante. Depende de las variables de este medio:

- Temperatura: cuando la profundidad aumenta, la temperatura disminuye. Un incremento de 1°C significa un incremento de la velocidad del sonido de 4 m/s
- Salinidad: el efecto de ésta es pequeño en mar abierto, aunque puede ser considerable en aguas cercanas a tierra y estuarios. Un incremento de 1 PSU^6 significa un incremento de 1.4 m/s en la velocidad del sonido
- Presión: ésta aumenta con la profundidad debido al aumento de peso de la columna de agua. Un incremento de 1 km en la profundidad significa un incremento de 17 m/s en la velocidad del sonido



Perfil de la velocidad del sonido en el mar (URI, 2011)

⁶ Unidades Prácticas de Salinidad

El decibelio

El sonido más débil que puede detectar un oído humano corriente tiene una amplitud o presión acústica de 20 millonésimas de Pascal (20 μPa) y el mayor detectable se elevaría hasta un millón de veces más. Así, si midiéramos el sonido en Pascales, los cálculos implicarían cantidades enormes y difíciles de manejar. Además, la sensibilidad auditiva no sigue una ley lineal con la presión acústica, sino una relación logarítmica. Estos aspectos son los que conducen a utilizar una escala logarítmica para la medida del nivel sonoro: el Belio. Sin embargo el Belio también resulta una magnitud demasiado grande, por lo que se utilizará su décima parte: el decibelio (dB).

Así pues, los niveles de sonido se miden en esta unidad, que representa la relación logarítmica del cociente de presión recibida respecto de una presión de referencia. Es decir, es una unidad relativa, por lo que su valoración siempre será respecto a otra. Su expresión es:

$$dB = 20 \log_{10} \frac{P}{p_0}$$

Donde:

P es la presión acústica percibida en el punto de medida

P_0 es la presión de referencia, que será de 20 μPa para el ruido aéreo (ya que éste es el umbral de audición del ser humano y está acorde con los estándar ISO) y de 1 μPa para el ruido subacuático (se utiliza esta referencia estándar para facilitar los cálculos, ya que no existe un único umbral de referencia como ocurre en el medio aéreo)

Para el estudio y la valoración del ruido, existen decibelios ponderados, ajustados a la sensibilidad diferencial del oído humano frente a distintas *frecuencias*, de modo que las frecuencias a las que somos más sensibles, o insensibles, son multiplicadas o anuladas, respectivamente. Esto se consigue con las escalas con ponderación en frecuencia, de las cuales, las más conocidas son la A, B, C y D. De éstas, la que se ha impuesto y es la habitualmente utilizada es la escala A, ya que diversos estudios experimentales demostraron que caracteriza adecuadamente la molestia para todos

los niveles. Los niveles medidos se denominan dBA. Su aplicación tiene lugar en las regulaciones que controlan la contaminación acústica en tierra. Sin embargo, no existen aún datos acerca de cómo la mayoría de la fauna marina percibe la sonoridad. Esto es importante a tener en cuenta a la hora de evaluar posibles impactos relacionados con la sensibilidad auditiva e incluso con los daños fisiológicos no auditivos, ya que un sonido de alta intensidad puede llegar a provocarlos.

Hay dos razones principales por las que no se pueden comparar directamente los niveles sonoros en el mar y en el aire.

- La primera se debe a que la diferencia entre la impedancia⁷ de ambos medios provoca cambios en la transmisión de la presión acústica. Para corregir estos efectos habría que sumar 36 dB al nivel medido en aire
- La segunda razón viene dada por los distintos niveles de referencia utilizados para calcular el nivel de las señales en agua (re 1 μ Pa) y en aire (re 20 μ Pa), que se traducen en 26 dB

Por tanto, para expresar un nivel medido en aire a su equivalente matemático en agua deberían sumarse 62 dB. Sin embargo, el gran desconocimiento existente, sobre las adaptaciones de la fisiología acústica de la fauna marina para recibir el sonido, hace que lo más prudente sea no realizar extrapolaciones sobre los impactos que los mismos niveles de sonido podrían tener en mar y aire (Documento Técnico Sobre Impactos y Mitigación De La Contaminación Acústica Marina, 2012).

Análisis del sonido

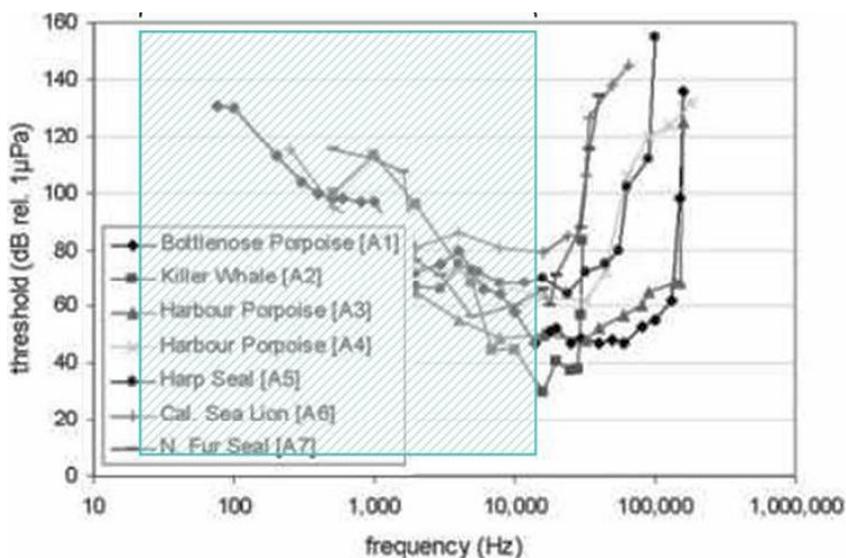
Los sonidos que nos rodean están normalmente formados por multitud de frecuencias diferentes y son denominados sonidos complejos. En este grupo se encuentran los sonidos de banda ancha o de banda estrecha, dependiendo de la amplitud del rango de frecuencias que éstos abarquen. Por otro lado están los compuestos únicamente de una frecuencia y son los denominados “tonales”, aunque son mucho menos frecuentes.

⁷ Impedancia (z) es la relación que existe entre la velocidad del sonido en un medio y la densidad de dicho medio. Se expresa: $z = \rho c$

Los ruidos que podemos percibir, tanto de origen natural como creados por el hombre tienen más del 95% de energía concentrada en bajas frecuencias (Bartí R., 2010).

Los humanos describimos los sonidos como graves o agudos según sean de frecuencias bajas o altas, respectivamente. El rango humano de audición se encuentra entre las frecuencias de 20 Hz y 20 kHz (kilohertzios). Frecuencias más graves o bajas se denominan infrasonidos. Frecuencias más altas o agudas son ultrasónicas.

Distintas especies marinas son sensibles a un amplio rango de frecuencias, desde las infrasonicas (e.g. la mayoría de los peces) a las ultrasónicas (cetáceos y algunos peces clupeiformes), llegando a más de 150 kHz. El umbral de sensibilidad a distintas frecuencias será por tanto distinto para cada especie, según la fisiología de su sistema auditivo.



Audiogramas de varios mamíferos marinos, mostrando su sensibilidad a ultrasonidos (www.pamguard.org)

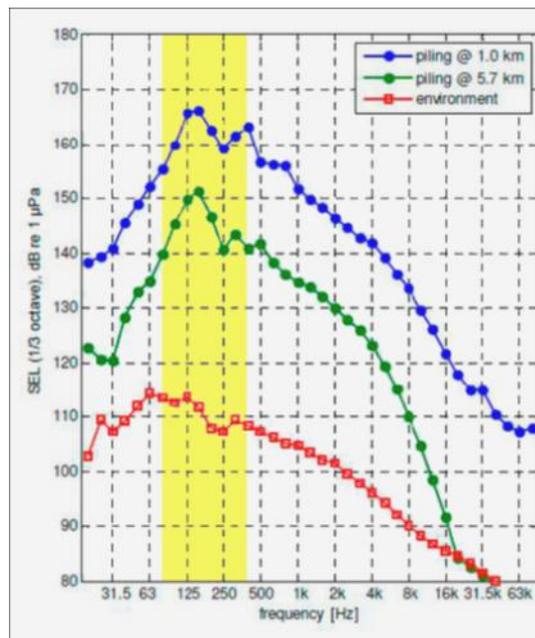
El rango de frecuencias audible para el ser humano se señala con un cuadro. Si comparamos ambos, tenemos que de forma general los mamíferos marinos son más sensibles a las altas frecuencias. Por ejemplo las marsopas son especies sensibles a frecuencias de hasta 180 kHz y la mayor parte de los cetáceos es sensible hasta unos 120 kHz.

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

Para describir el comportamiento del sonido y su variación existen diferentes gráficos. Los que más utilizaremos son:

- Espectro de frecuencias:

Gráfico que refleja la intensidad de cada frecuencia del sonido. Normalmente se expresa en bandas de 1/3 de tercio de octava. Una octava es una banda cuyo límite superior es el doble de la frecuencia límite inferior, por lo que su ancho se incrementa al hacerlo la frecuencia. Cada octava se divide en tres tercios de octava. El análisis en tercios de octava es frecuente porque se aproxima al procesado espectral del oído humano y, por tanto, es la mejor percepción que podemos hacernos acerca del funcionamiento del oído de otros mamíferos

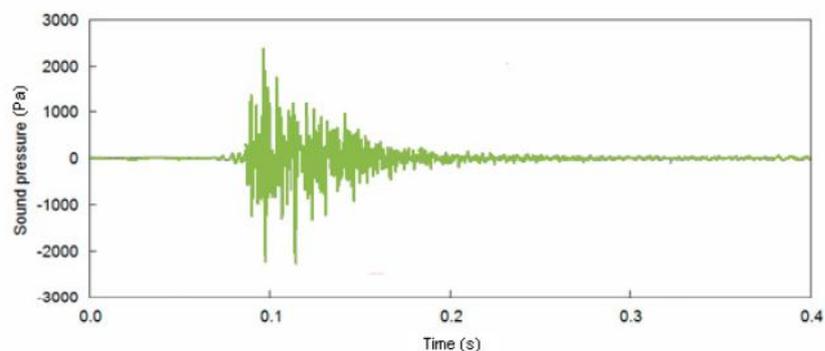


Espectro de sonido a dos distancias diferentes de un proceso de pilotaje (De Jong)

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

- Forma de onda:

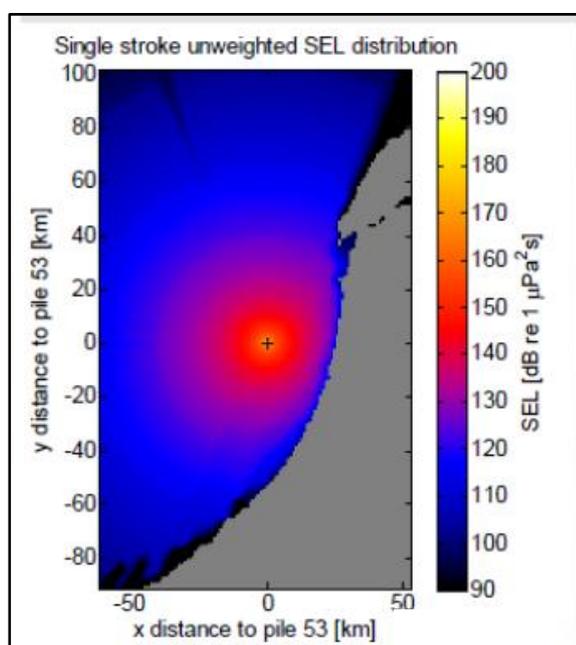
Gráfico de la presión del sonido y su variación con el tiempo



Presión de sonido producida por un impacto durante una operación de pilotaje (Nehls, 2007)

- Espectrograma (también denominado sonograma):

Reflejan la intensidad de las frecuencias con diferentes colores. Es similar a los mapas batimétricos



Espectrograma de un impacto durante una operación de pilotaje (Werner S., 2012)

Expresiones para la descripción de los ruidos

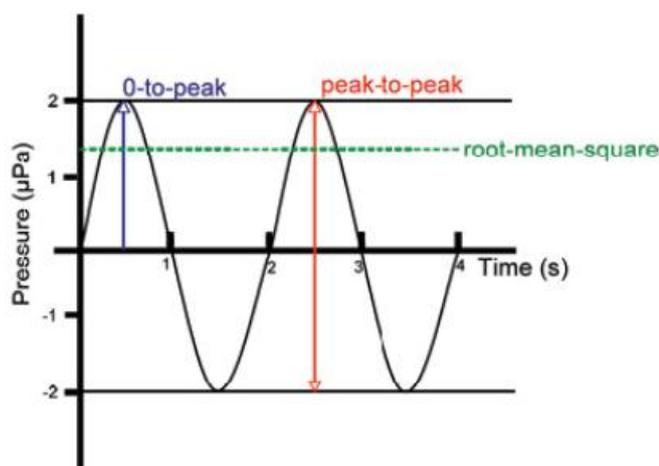
Como hemos visto, el sonido o ruido corresponde con señales alternas y variables con el tiempo. Para poder expresarlas de forma que puedan ser comparadas y evaluar sus efectos debemos convertirlas en señales continuas de tal manera que su magnitud sea proporcional a un determinado valor. Esto se hace necesario principalmente por las siguientes razones:

- diferencias entre el tipo de onda
- según de que tipo sean se caracterizarán mejor de una forma u otra
- diferencias en la duración

Los valores más utilizados para caracterizarlas serán:

- Presión de pico (*peak pressure*, p_{peak})

Expresa la máxima presión de una señal en Pascales (Pa) y en la gráfica corresponde con la medida desde el eje de abscisas hasta el mayor pico (tomando sólo la parte positiva). En ocasiones se utiliza también la presión de pico a pico (*peak-to-peak*), que expresa la medida desde el máximo pico negativo al máximo pico positivo. Ambas son apropiadas para la descripción de los impulsos cortos como los producidos en el hincado de pilotes.



Representación de la presión de pico, *peak-to-peak*, y RMS

(URI, 2011)

- Nivel de pico L_{peak} :

Corresponde con el nivel de presión de pico expresado en decibelios, en cuyo caso se utilizará:

$$dB = 20 \log_{10} \frac{P}{p_0}$$

- Nivel de exposición sonora (*Sound Exposure Level, SEL*):

Es el nivel de sonido promediado a un segundo. Es decir, el nivel de presión sonora constante que, si se mantuviera por un período de tiempo de referencia (1 sg), transmitiría al receptor la misma energía que el ruido medido. Permite comparar señales de distintas presiones máximas y duraciones. Así, para medidas de sonido submarino el SEL está referenciado a 1 $\mu\text{Pa}^2\text{s}$. También es conocido como L_E y su expresión es:

$$SEL = 10 \log_{10} \frac{1}{T_0} \int_{T_1}^{T_2} \frac{p(t)^2}{p_{ref}} dt \quad dB$$

Donde:

p_{ref} es la presión de referencia

T_1 y T_2 son los promedios de tiempos de comienzo y parada

T_0 es 1sg

- Presión media cuadrática (*Root Mean Square, RMS*)

El concepto es el mismo que el del SEL, solo que el tiempo de integración no será 1 segundo sino el tiempo que se estime para su correcta evaluación.

Con respecto a su aplicación en eólica offshore es importante que se homologue dicha duración cuando se miden señales pulsadas, para ajustarse a razones objetivas, como por ejemplo que incluya el 90 o el 97% de la energía del pulso (Madsen, op. cit.; Southall, 2005; citados en Documento Técnico sobre impactos y mitigación de la contaminación acústica marina, 2012).

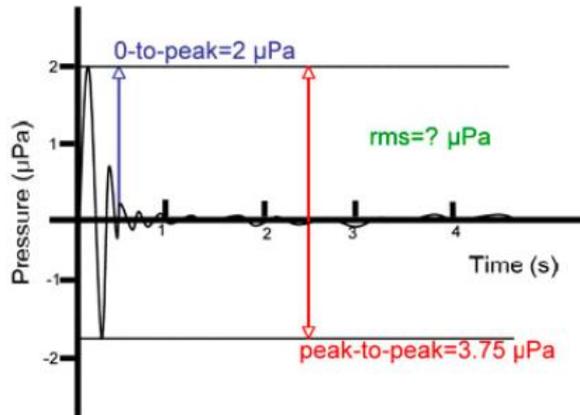
Su expresión es:

$$RMS = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T x(t)^2 dt}$$

Donde:

T es la duración de la señal

x(t) son los valores de presión de la misma



Representación de la presión de pico, peak-to-peak, y RMS en un impulso (URI, 2011)

El nivel de exposición sonora es típicamente de 20 a 25 dB inferior a la presión de pico y de 10 a 15 dB inferior a la presión RMS para señales de una duración entre 30-100 ms (siendo este el tiempo de integración). Para señales que duran 1 s, los valores SEL y RMS concuerdan.

4.2 Propagación del sonido

En el siguiente apartado deberemos sumergirnos en las diferencias entre la propagación del sonido en el medio aéreo y en el acuático, no sin antes aclarar algunos términos

Tipos de fuentes acústicas

Se denomina fuente acústica a cualquier elemento que radia sonido y el origen del sonido está en las vibraciones. Si existe un sonido es porque en algún lugar alguna cosa vibra. Para que un cuerpo que vibre es necesario que éste presente una determinada superficie y pueda desplazar un buen número de partículas del medio que le rodea. Tendremos que a mayor superficie, mayor nivel sonoro radiado, pero también mayor inercia y en consecuencia menor contenido de frecuencias altas (Bartí R., 2010). Por otro lado, a mayor superficie existe una mayor dificultad para que ésta pueda vibrar.

Las fuentes sonoras pueden ser direccionales u omnidireccionales según sea la forma en la que se radie el sonido. En el primer caso el sonido tiene una dirección preferente del espacio (e.g. una bocina) y en el segundo caso el sonido se transmite de la misma forma en todas las direcciones del espacio. Esta propiedad de la fuente depende de sus dimensiones, de las frecuencias radiadas y de su ubicación. Las fuentes que radian bajas frecuencias son normalmente omnidireccionales mientras que las que radian frecuencias medias y altas son más directivas (Bartí R., 2010)

También podemos clasificarlas según sea la forma de la propagación de su onda. Si la fuente es puntual su onda viajará de forma esférica y si es lineal se propague de forma cilíndrica, aunque esto como veremos, presenta mayor complejidad que la que parece a priori.

4.2.1 Propagación del sonido en el medio marino

La propagación del sonido en el mar es un tema aún en fase de estudio debido a la complejidad de las variaciones en sus propiedades de transmisión, donde se crean diferentes perfiles de la velocidad del sonido a lo largo de la columna de agua y que obedecen a parámetros tales como la profundidad, salinidad, temperatura y termoclinas. Otros factores como la composición y estructura del fondo marino también influyen la transmisión del sonido, al igual que la profundidad a la que están situados tanto el receptor como el transmisor (Ward *et al.*, 1998; citados en Documento técnico sobre impactos y mitigación de la contaminación acústica marina).

Dadas estas dificultades, incluso a pequeña escala espacial y temporal, las medidas se expresan mejor como niveles recibidos o niveles emitidos. Los niveles emitidos se entienden como provenientes de una fuente puntual y con referencia a 1 m desde la misma⁸, por eso se expresan como dB re 1 μ Pa a 1m (en el mar). Los niveles recibidos pueden medirse a cualquier distancia de la fuente y por tanto se expresan simplemente como dB re 1 μ Pa.

Para calcular el nivel que se recibirá cualquier punto del mar, debe conocerse el nivel de la fuente o nivel emitido (*Source Level*, SL) y la pérdida de transmisión (*Transmission Loss*, TL), que representa la atenuación del sonido causada por dispersión y absorción. Su expresión queda:

$$L = SL - TL$$

donde L será el nivel de sonido a una distancia R y TL se descompondrá en:

$$TL = N \log_{10} r + \alpha r$$

El primer término de la expresión corresponde a las pérdidas por divergencia, donde *N* corresponde al factor de pérdidas geométricas y el segundo a las pérdidas por absorción (Nedwell, 2006).

- **Divergencia del sonido**

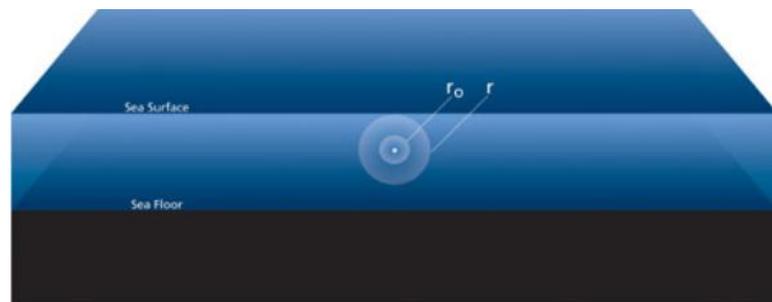
La pérdida por divergencia representa la disminución de la intensidad de la onda de sonido según se aleja de la fuente. Esto ocurre porque la cantidad total de energía que se concentraba en un punto de emisión, al expandirse, se reparte en un espacio mucho mayor y, por tanto, su intensidad en cada punto de recepción se reduce y consecuentemente en nivel de sonido también. En otras palabras, cuando el círculo de la superficie de propagación de la onda crece la energía tiene que repartirse para llenarlo.

⁸ Cuando nos referimos a nivel de fuente siempre consideraremos que estamos haciendo una medida a 1 m de la fuente

El frente de ondas generado por un cuerpo en vibración, en nuestro caso la parte sumergida del aerogenerador se puede propagar de forma esférica o cilíndrica:

→ Forma esférica:

Corresponde a la propagación del sonido en aguas profundas y muy profundas (>50 m). Se consideran estas aguas como medio libre y homogéneo en términos acústicos. El total de la energía que atraviesa la esfera es constante y se propaga de forma uniforme sin una dirección preferente, independientemente de otros factores (Nedwell, 2003)



Propagación esférica (URI, 2011)

La intensidad del sonido se puede definir como la energía acústica o potencia por unidad de superficie. En el caso de una esfera:

$$I = \frac{P}{4\pi r^2}$$

La pérdida de transmisión por dispersión será la debida a la pérdida de intensidad relativa a la de la fuente y, como demuestra la fórmula, inversamente proporcional al cuadrado de la distancia. Considerando dos distancias, una de referencia desde donde emite la fuente (como dijimos $r_0 = 1\text{m}$) y una de recepción:

$$P = 4\pi r^2 \times I = 4\pi r_0^2 \times I_0$$

$$I = I_0 \frac{r_0^2}{r^2}$$

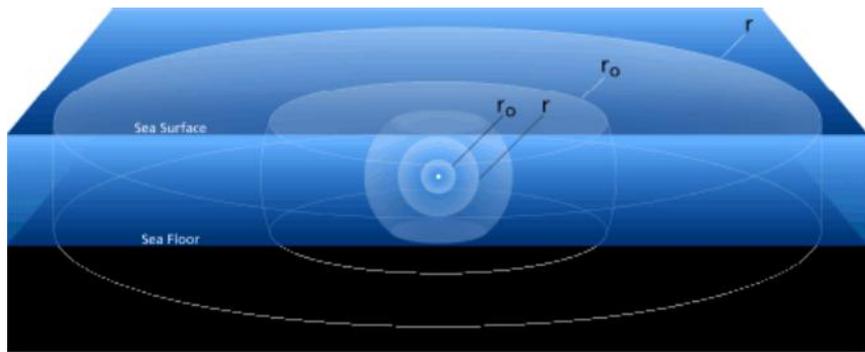
Tendremos:

$$TL = -10 \log_{10} \frac{I}{I_0} = 10 \log_{10} r^2 = 20 \log_{10} r \text{ dB}$$

Si hiciéramos $r = 2r_0$, la pérdida de transmisión sería de -6 dB. Todas las fuentes cuya propagación sigue un patrón esférico tienen la particularidad de que su propagación sigue la ley de atenuación de -6 dB por distancia doblada. Esta característica será independiente de otras características de la fuente.

→ Forma cilíndrica

En aguas poco profundas (<50 m) consideradas heterogéneas, las pérdidas de transmisión pueden ser descritas por una propagación cilíndrica.



Propagación cilíndrica (URI, 2011)

Al igual que en el caso esférico, definiremos la potencia transmitida a través del cilindro en función de la intensidad y para dos distancias. Así tenemos:

$$P = 2\pi r h \times I = 2\pi r_0 h \times I_0$$

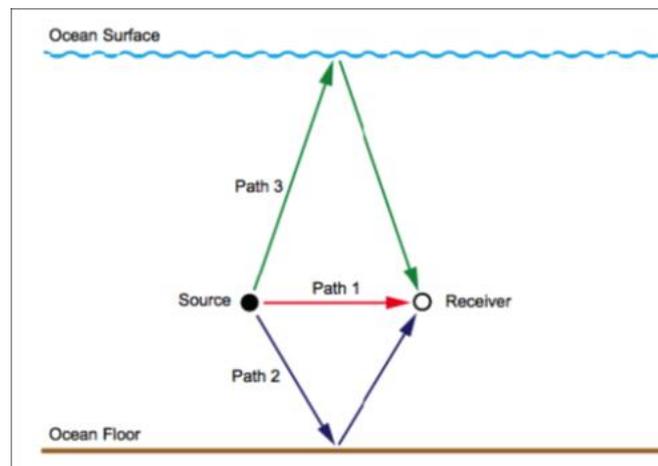
$$I = I_0 \frac{r_0}{r}$$

La pérdida de transmisión entonces puede ser calculada por:

$$TL = -10 \log_{10} \frac{r}{r_0} = 10 \log_{10} r \text{ dB}$$

Si procedemos a hacer $r = 2r_0$, tendremos que al doblar la distancia la ley de atenuación será de -3 dB. Como en el caso esférico, esta ley se cumplirá para todas las propagaciones cilíndricas independientemente de otras características de la fuente.

La superficie del océano y el fondo actúan como límites/fronteras de reflexión y dispersión. Debido a las diferentes propiedades del agua y el aire, sólo una pequeña cantidad de energía es capaz de cruzar la superficie del océano. Por esto, para simplificar lo que ocurre en la superficie mar - aire a veces es considerada como un medio perfecto reflector (especialmente en condiciones de calma). La reflexión del fondo, por su parte, es más compleja y depende del tipo de sustrato. Sin embargo, la energía es normalmente transferida más fácilmente en comparación con la superficie mar-aire. Cuanto más similares son las propiedades acústicas de los medios menor es su reflexión y mayor la transmisión producida.



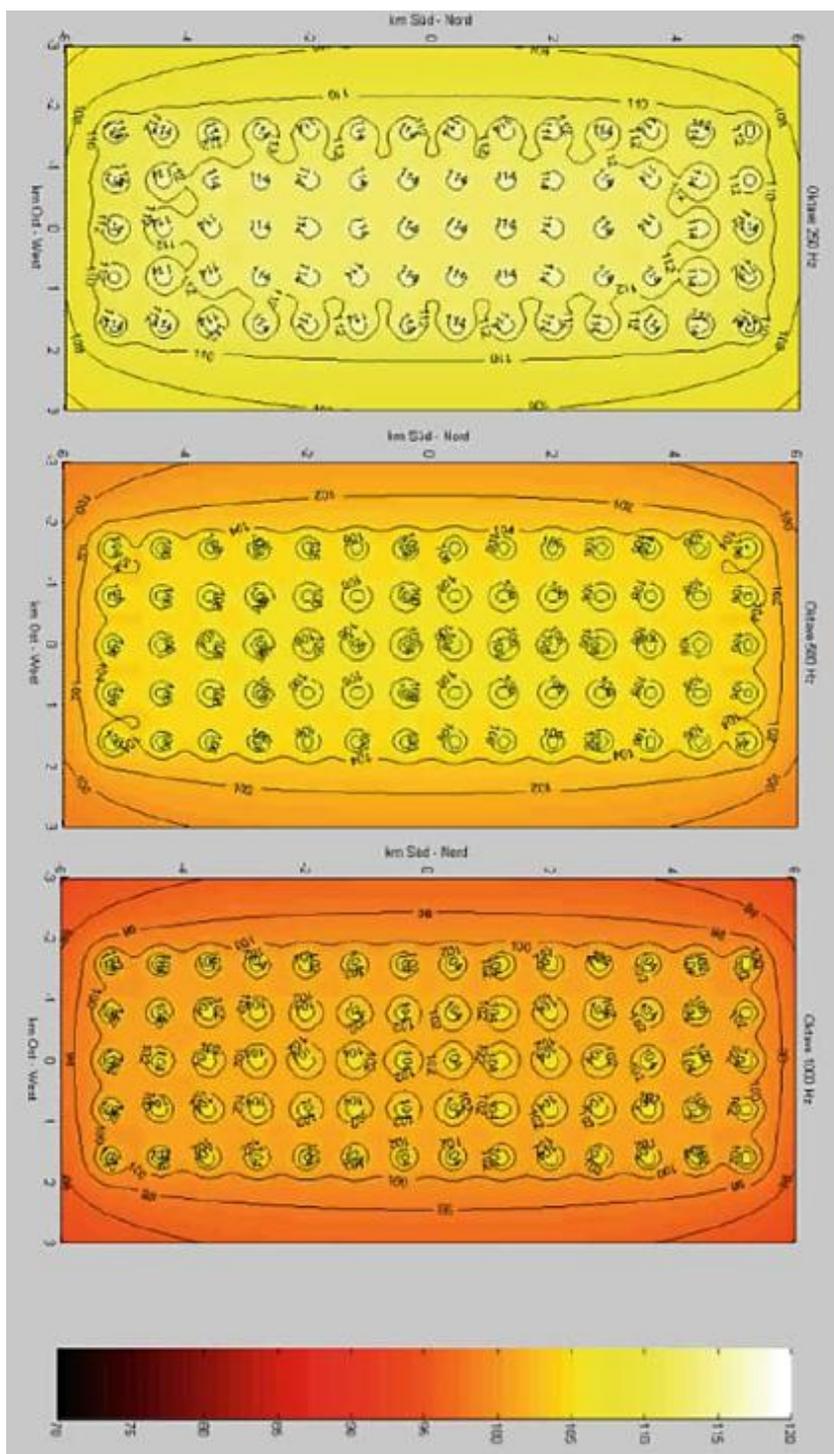
Efecto de multiples reflexiones (Bradley & Stren, 2008)

La reflexión es importante a considerar ya que el sonido no “escapa” del agua (especialmente en la superficie del océano) y sigue alcanzando a los receptores una y otra vez a través de diferentes trayectorias durante un mayor período de tiempo.

Cuando se producen los reflejos múltiples fondo-superficie- fondo, éstos pueden originar una confluencia de ondas de presión que formarán los llamados “puntos de convergencia” de alta presión acústica, creados a veces a varios kilómetros de distancia desde la fuente y que pueden dejar “zonas de sombra” entre ellos. Estos fenómenos son importantes a la hora de evaluar los efectos del ruido sobre la fauna marina, así como las respuestas de comportamiento ante sonidos recibidos a distancia, dado que se genera la contradicción aparente de que un animal, localizado en una zona de sombra, pueda acercarse a la fuente de emisión para intentar evitar una zona de convergencia más lejana, quedando por tanto rodeado por áreas con mayor nivel de exposición sonora (Documento técnico sobre impactos y mitigación de la contaminación acústica marina, 2012).

Debe tenerse en cuenta, sin embargo, que, aunque de forma general se puede decir que la propagación del sonido en aguas poco profundas es cilíndrica esto es cierto principalmente para las componentes de medias y altas frecuencias del espectro. Las ondas de bajas frecuencias pueden viajar a través de las rocas, por el subsuelo y por lo tanto, pueden llegar a seguir una transmisión esférica.

Como vemos no hay un estándar acerca de la propagación del sonido en el agua pero hay trabajos que caminan dirección hacia ello. Es el caso del informe realizado por la Universidad de Tecnología de Berlín (Köller J. et al, 2006), que investiga los impactos ambientales de la tecnología eólica *offshore*. En este estudio se aplica para la predicción del ruido subacuático generado un modelo de propagación que resulta apropiado para frecuencias entre 100-2000 Hz, profundidades mayores a 15 m y distancias de hasta unos cientos de kilómetros. Aplica un nivel de atenuación del sonido de 4.5 dB por distancia doblada. Para aguas menos profundas la propagación será más complicada y será necesaria la aplicación de otras fórmulas (Thiele 2002; citado en Köller J. et al, 2006). Un ejemplo de los resultados del modelo citado se expone a continuación:

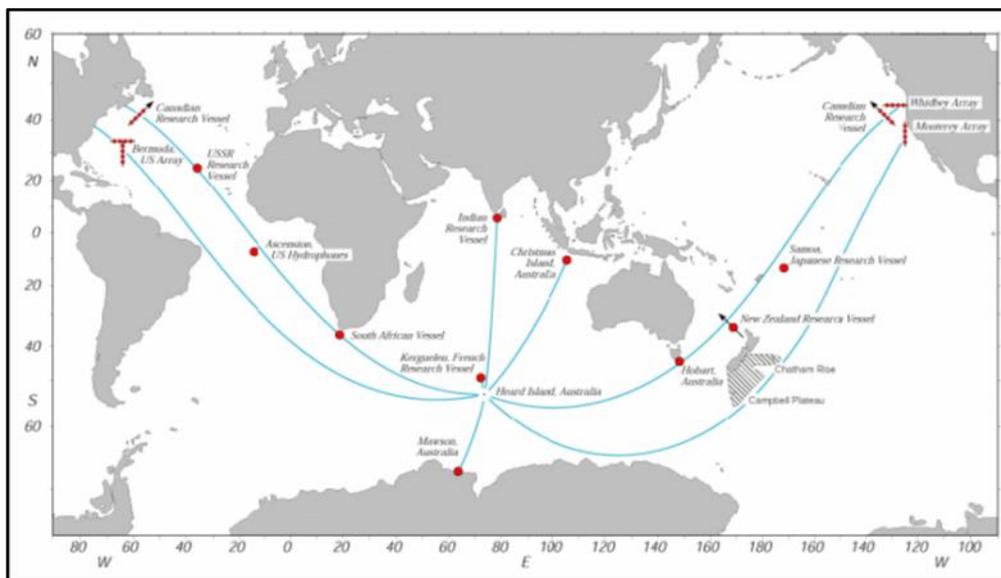


Niveles de ruido subacuáticos de un hipotético parque de 70 turbinas. Gráficas referentes a 250 Hz, 500 Hz y 1000 Hz. Los mapas cubren un área de 6 km x 12 km (Köller J. et al, 2006)

- **Absorción del sonido**

La propagación del sonido en el agua conlleva por sí misma la pérdida de energía en forma de calor de forma que se reduce la presión acústica exponencialmente respecto a la distancia a la fuente. Esta pérdida de energía se debe a la fricción entre las moléculas de la onda con las del agua, producida por la viscosidad, en su movimiento de propagación. El grado de absorción depende de la frecuencia de la señal. Ondas de alta frecuencia, con pequeña longitud, chocan con las moléculas de agua, las hacen vibrar y pierden energía que es absorbida en esta vibración. Las ondas de bajas frecuencias tienden a no chocar, sino “mecer” las moléculas de agua, por lo que se reduce la pérdida de energía por absorción.

En base a esto se han hecho experimentos que demuestran que sonidos de altas potencias y bajas frecuencias podrían propagarse miles de kilómetros:



*Ejemplo de la transmisión a largas distancias de sonidos de alta potencia y baja frecuencia
(<http://909ers.apl.washington.edu>)*

La fórmula que cuantifica estas pérdidas es:

$$TL = \alpha r$$

Donde

R es la distancia a la fuente en metros

α es el coeficiente de absorción y vendrá dado por

$$\alpha = 0.036 f^{1.5} \frac{dB}{km}$$

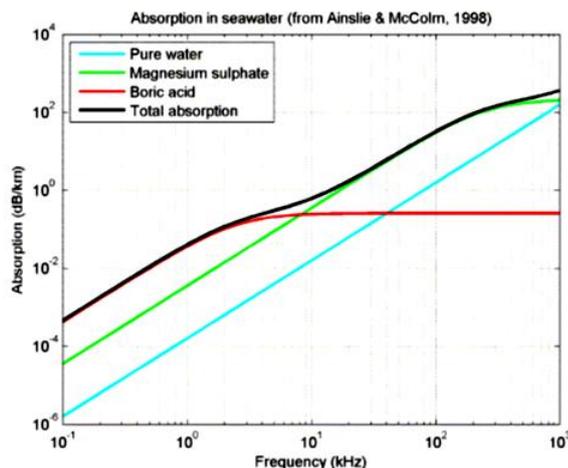
Donde

f es la frecuencia en kHz

El coeficiente de absorción también puede ser calculado dando resultados similares mediante la ecuación de Francois-Garrison (1982), que pone de manifiesto la dependencia de este factor de las sales y ácidos que contiene el agua marina. El primer término de la ecuación corresponde a la contribución a la absorción por parte del ácido bórico, el segundo a la del sulfato de magnesio y el tercero es el correspondiente al agua pura, lo cual es expresado en fórmula siguiente (Kinsler, 1999):

$$\alpha = \frac{A_1 P_1 f_1 f^2}{f_1^2 + f^2} + \frac{A_2 P_2 f_2 f^2}{f_2^2 + f^2} + A_3 P_3 f^2$$

- f_1 y f_2 son las frecuencias de relajación asociadas a las relajaciones de ácido bórico y el sulfato de magnesio $MgSO_4$, respectivamente, que a su vez son dependientes del agua
- las constantes “A” dependen de la temperatura y de la presión hidrostática y A_1 y A_2 serán 0 para el agua dulce (expresada en la gráfica como “*pure water*”)

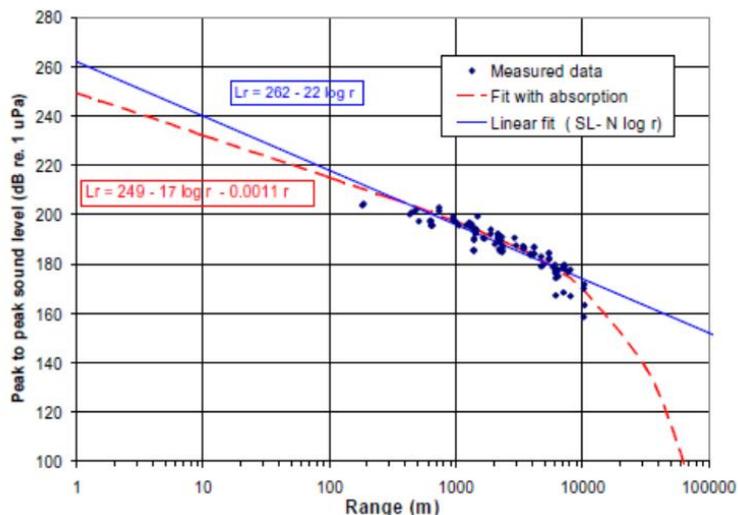


Coeficiente de absorción en el mar mediante mediante la ecuación de Francois-Garrison (Saleem, 2011)

Como vemos, para frecuencias de sonido inferiores a 1 kHz, la absorción es inferior a 0.1 dB/km y habrá que analizar si debe ser considerada a la hora de tenerla en cuenta para la evaluación de los efectos del ruido en las especies. Por tanto se podría considerar la pérdida de energía por absorción despreciable para frecuencias bajas. Sin embargo, y en el caso que nos concierne habrá que hacer una puntualización.

Cuando realizamos medidas de sonidos caracterizados por su contenido en bajas frecuencias a grandes profundidades (e.g. >100, 200... m) y, donde las mediciones se realizan a distancias que cubran un rango de aproximadamente 100 m - 10 km, es común que las pérdidas por absorción no sean consideradas (Nedwell 2006). En estos casos es adecuado asumir una descripción de las pérdidas mediante el modelo GL (*Geometric Loss*), que sólo considera las pérdidas por dispersión.

Sin embargo no ocurre lo mismo si realizamos las medidas en aguas de poco profundas. Esto fue descubierto a lo largo de un estudio de los ruidos provocados en la fase de construcción de diferentes parques por Nedwell et al (2007). Se descubrió cuando las mediciones previstas por los modelos GL a largas distancias (>10 km) resultaron ser muy superiores a las medidas en la práctica. Se cree que la importancia de la absorción en las aguas poco profundas se debe al estrecho acoplamiento entre las pérdidas por histéresis del suelo y el canal de agua que conforma esta región.



Resultado de mediciones calculadas por los modelos GL y comparados con las mediciones reales (Nedwell et al 2007) en un proceso de hincado

En la zona relativamente cercana a la fuente (<10 km) donde fueron tomadas las mediciones, se puede observar que el modelo GL/AL⁹ (línea roja) casi coincide con la línea que es ajusta a las mediciones tomadas y al modelo GL por lo cual ambas aproximaciones son posibles.

Cuando el modelo sólo se utiliza para predecir el sonido sobre los rangos en que se midió originalmente el ajuste de la línea recta (azul) es la adecuada. Sin embargo, si el modelo se utiliza para extrapolar las mediciones, por ejemplo para estimar el nivel de fuente o efectos letales a distancias cortas, o para estimar la reducción del sonido a lo largo la columna de agua, el modelo sobrestima el nivel de sonido. Para tener en cuenta estos efectos y hacer mejores estimaciones se añade un término adicional a la pérdida de transmisión: el término de absorción, que será proporcional a la distancia recorrida por el sonido.

La introducción de este término ha supuesto una mejor caracterización del sonido subacuático y, por tanto la posibilidad de ajustarse mejor a la realidad y realizar una correcta evaluación del impacto acústico (Nedwell et al, 2003).

⁹ Modelo *Geometric Loss* con la incorporación del factor de pérdidas por absorción

- **Otros factores de la propagación del sonido en el mar**

Refracción

Una onda de sonido viajando a través de océano es desviado donde quiera que encuentre un cambio de velocidad de sonido. Ya que “c” dependerá en gran parte de la temperatura, este cambio de trayectoria ocurrirá de forma frecuente en los primeros 100 m de profundidad, ya que es común diferencias de más de 5 °C. El cambio de velocidad por la temperatura es del orden del 0.2 % por grado Celsius para temperaturas en la vecindad de 15°C.

Por tanto, una señal acústica se refractará a medida que avanza a través del océano. La longitud de onda es modificada, pero no la frecuencia

Dispersión

La magnitud de la dispersión es determinada por el tamaño del objeto encontrado y la longitud de la onda. Un objeto será significativamente “dispersador” si su tamaño es comparable o mayor que la longitud de la onda de sonido

CONCLUSIONES

El sonido se transmite mejor por aguas poco profundas que por aguas profundas. Esto es debido a su modelo de propagación, por lo que, en aguas profundas (>50) los efectos del sonido se darán en un radio más reducido que en aguas superficiales.

4.2.2 Propagación del sonido en el medio aéreo

La bibliografía acerca de este tema es muy reducida y, habiendo consultado varias fuentes, se resumen las conclusiones obtenidas. Uno de ellos resulta muy interesante puesto que realiza comparaciones entre la propagación del sonido de los aerogeneradores sobre tierra y sobre el mar (Søndergaard y Plovsing, 2005). Además las medidas *onshore* a las que hace referencia están realizadas bajo la norma IEC 61400-11:2002, que regula el método de mediciones de ruido para aerogeneradores instalados en tierra.

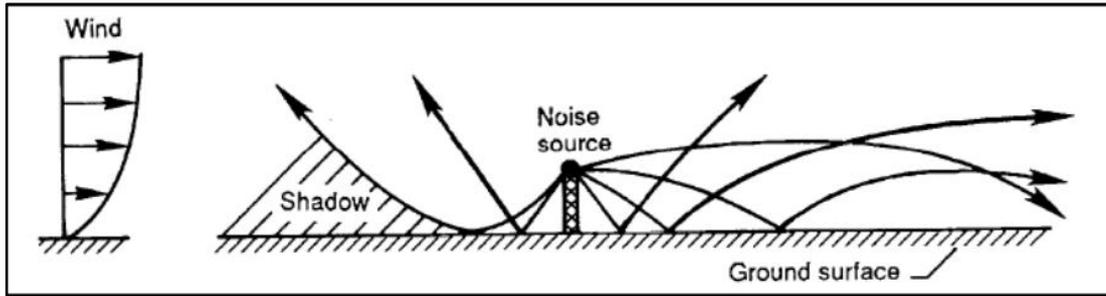
El ruido aéreo generado por los parques eólicos marinos cobra importancia desde que su localización ocupa lugares cercanos a la costa, como por ejemplo Middelgrunden, en Copenhague, situado a 3.5 km del litoral.

La predicción del sonido offshore supone la propagación del ruido a lo largo de grandes distancias, por lo que pequeñas inexactitudes en los modelos de predicción pueden suponer grandes errores en la realidad. Por esto habrá que hacer un esfuerzo para una correcta estimación de forma que se pueda elaborar un estudio de impacto ambiental correcto. Debido a la imagen “ruidosa” que tiene la energía eólica, esto será de gran importancia a nivel de aceptación social.

El aspecto que diferencia la propagación del ruido sobre la superficie del mar a sobre tierra es el efecto del “suelo”. Además el efecto de la absorción debe ser considerado para todos los cálculos.

Lo primero que ha de tenerse en cuenta es que en el aire bajo la influencia del viento, el sonido se propaga mejor hacia sotavento (dirección del viento) que hacia barlovento (delante del aerogenerador, según la dirección del viento). Según estudios realizados por Hubbard y Shepherd (1990) sobre aerogeneradores, concluyeron que la direccionalidad del viento condiciona de forma relevante la onda sonora. A barlovento se crean zonas de sombra acústica debido a la refracción de las ondas sonoras. Esto es generado por el gradiente de viento que hace que ésta tome trayectorias curvas hasta desviarse de su dirección inicial.

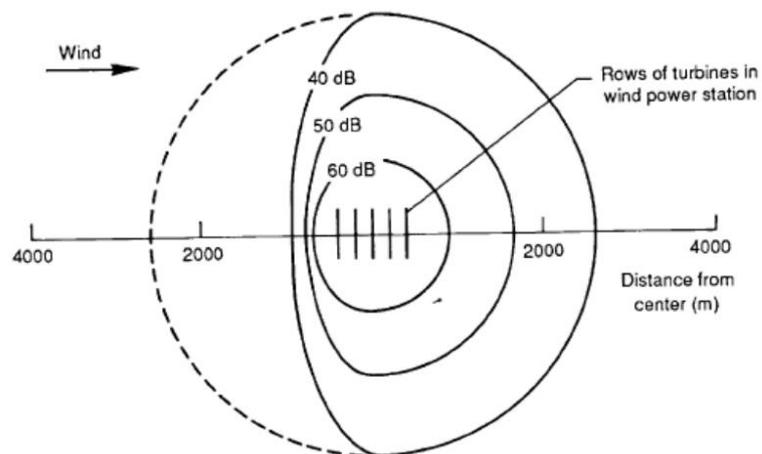
Es la razón de que la percepción de ruido a sotavento (aguas abajo) del aerogenerador será mayor que aguas arriba:



Propagación del ruido según la dirección del viento

(H. Hubbard and K.Shepherd, 1990)

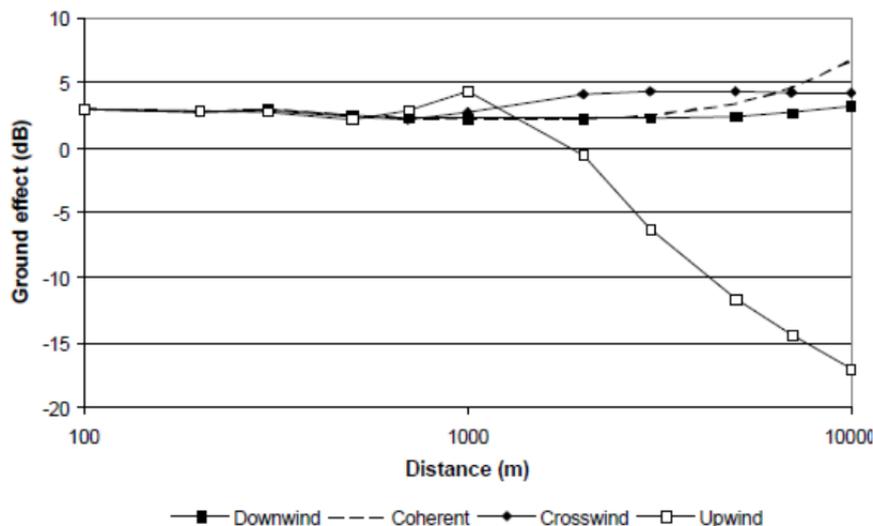
El siguiente ejemplo de un parque *onshore* nos da una mejor idea de cómo se propaga el sonido con la dirección del viento. En el caso mostrado las barras verticales muestran filas de turbinas. *H. Hubbard and K.Shepherd (1990)*



Vista en planta de la propagación del ruido aéreo en un parque onshore

(H. Hubbard and K.Shepherd, 1990)

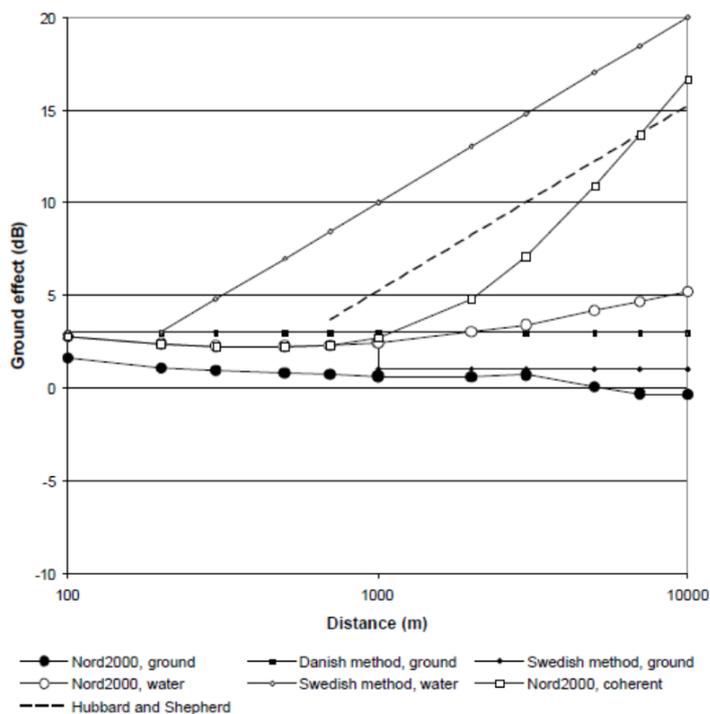
La siguiente gráfica muestra las diferencias entre la propagación del ruido “aguas abajo”, “aguas arriba” y con el viento de costado a una altura de 100 m y medidos mediante Nord2000 (Søndergaard y Plovsing, 2005). Dicho modelo muestra que el sonido a barlovento de la turbina se atenúa (se forman las zonas de sombra) a una distancia de 1 km:



*Efecto del suelo en una turbina a una altura de 100 m
(Søndergaard y Plovsing, 2005)*

Por otro lado, el sonido no se propaga de igual manera sobre la superficie de tierra que sobre la superficie del mar. Ésta segunda actúa como una superficie acústicamente dura, de forma que refleja las ondas que recibe. Por este motivo, al igual que ocurre con la propagación del sonido en aguas poco profundas, llega un momento en el que la forma esférica que tenía inicialmente su propagación se transforma en una propagación cilíndrica. A partir de dicho punto, el cual deja a la vista grandes diferencias entre diferentes modelos, el ruido pierde 3 dB propios de este tipo de propagación, en lugar de los 6 dB que perdería si se siguiera propagando de forma esférica. Esto comienza a ocasionarse cuando la suma de reflexiones pasa de ser coherente a incoherente. Es necesario ampliar el conocimiento de la distancia a la que ocurre dicho fenómeno y para qué frecuencias, pues si se supiera exactamente podríamos tener un único modelo para la determinación de los niveles de inmisión de ruido.

Sin embargo debida a esta complejidad ocurre lo siguiente. En la figura que se muestra a continuación se representan cálculos y mediciones realizados tanto sobre tierra como sobre el mar para una altura de góndola de 30 m turbina de 2 MW y velocidad de viento de 8 m/s:



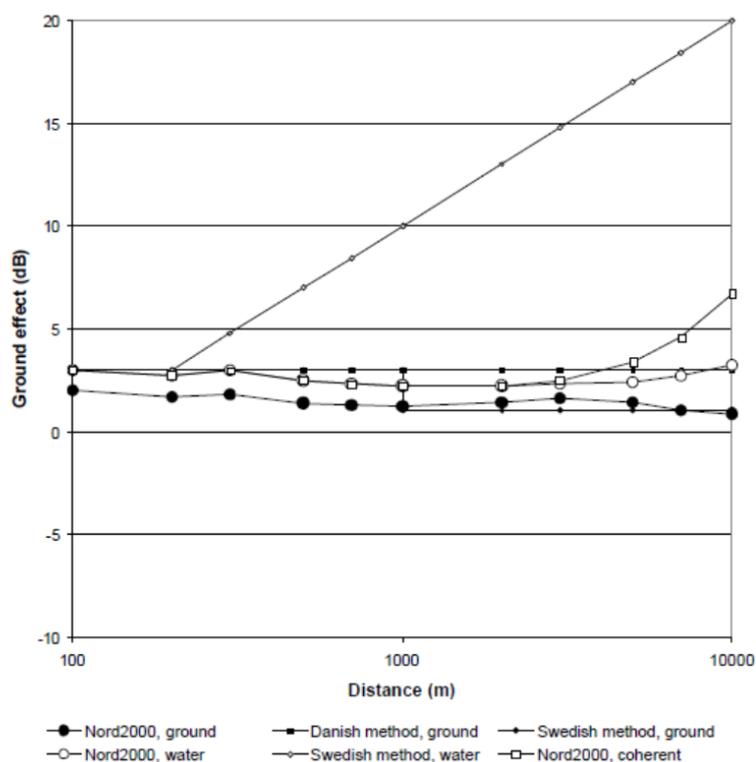
Predicciones del efecto del “suelo” sobre una turbina con su rotor a 30 m de altura (Søndergaard y Plovsing, 2005)

- El modelo danés dB(A) suponiendo un suelo duro, sobreestima los niveles de propagación de ruido sobre tierra, pero da resultados razonables en alta mar para distancias limitadas de hasta 500 m. No obstante el modelo falla para largas distancias porque no tiene en cuenta el efecto de las múltiples reflexiones provocadas por la superficie del mar, que van construyendo y llevando a este modelo hacia una propagación cilíndrica de la energía del sonido. Tiene en cuenta la absorción del aire
- NORD2000 sí incluye este efecto. Pero debe recalcar que es necesario conseguir un mejor entendimiento de las distancias y frecuencias sobre las que este fenómeno de reflexión se extiende. Es decir, cuándo se debe cambiar de una suma coherente a una incoherente de las reflexiones. Tiene en cuenta la absorción del aire
- Los resultados referentes al estudio de Hubbard y Shepherd (1991) representan las mediciones de bajas frecuencias (8-16 Hz) que se registraron en sus conclusiones. En su estudio describen los aspectos básicos de la propagación del ruido de los aerogeneradores *onshore*. Este artículo contiene

resultados de ruido de turbinas medidos en un área desierta, donde la superficie de arena resultaba acústicamente dura al menos para las bajas frecuencias, con lo que se podría corresponder con la superficie del agua. La conclusión del artículo fue que las mediciones en la dirección del viento mostraron:

- para altas frecuencias (630 Hz) → buena correlación con un modelo de propagación esférica + efecto de absorción del aire
 - para las bajas frecuencias (8 – 16 Hz) → buena correlación con un modelo de propagación cilíndrica
- El método sueco (*Swedish method*) para propagación sobre el agua considera que el efecto túnel o de múltiple reflexión (i.e. la propagación cilíndrica) ocurre a partir de una distancia de 200 m y por ello en grandes distancias da diferencias de más de 15 dB

Si extrapolamos estos datos a una altura habitual de góndolas para aerogeneradores offshore, 100 m, tenemos datos que se pueden adecuar más a nuestro caso:



*Predicciones del efecto del “suelo” sobre una turbina con su rotor a 100 m de altura
(Søndergaard y Plovsing, 2005)*

CONCLUSIONES

Considerando los datos “aguas abajo del aerogenerador”, para una turbina de 2 MW con vientos de 8 m/s a una altura de buje de 100 m, se observan niveles de ruido ligeramente superiores sobre el agua que sobre tierra hasta 1000 m de distancia. (figura: Predicciones del efecto del “suelo” sobre una turbina con su rotor a 100 m de altura)

El método sueco considera que la propagación cilíndrica comenzará a los 200 m. Por otro lado, los otros métodos consideran que la distancia a partir de la cual ocurre este efecto son unos 5 km. El efecto del canal de sonido o propagación cilíndrica no se observa en la propagación del sonido en tierra por lo que puede dar como resultado diferencias de hasta 15 o 20 dB para grandes distancias recorridas sobre la superficie del mar y bajas frecuencias. La bibliografía leída acerca de esto muestra una gran disparidad de opinión, con lo que consideraremos un término intermedio.

Uno de los estudios encontrados realiza los cálculos mediante el método sueco suponiendo aerogeneradores de 3 MW que emiten 107 dB cada uno, con un viento de 8 m/s concluye que las distancias necesarias para evitar que el ruido llegue a las poblaciones costeras son 5 km para parques de 5 aerogeneradores y 15 km para parques de 60 aerogeneradores. Para el estudio considera dos opciones: la primera supone un punto de inflexión para el cambio de propagación a 200 m (la misma distancia que es supuesta en las gráficas anteriores) y la segunda supone dicho punto de inflexión a 700 m. Realiza unas gráficas donde describe el comportamiento que seguirá el nivel de ruido respecto a la distancia en base a los dos supuestos.

Se debe aclarar los datos que mostrarán las gráficas:

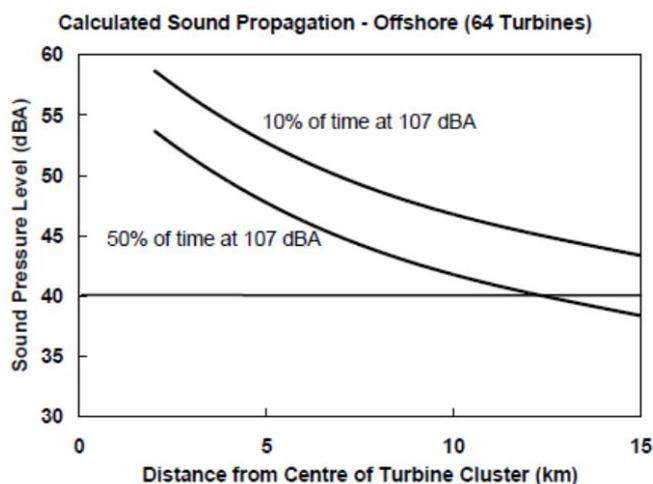
- La línea que representa la primera opción (punto de inflexión a 200 m) supone que durante el 10 % de un determinado tiempo de medición en que la turbina emite 107 dB el ruido toma los valores de la línea que describe
- La línea que representa la segunda opción (punto de inflexión a 700 m) supone que durante el 50 % de un determinado tiempo de medición en que la turbina emite 107 dB el ruido toma valores siguiendo la línea que describe

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

- La línea horizontal en 40 dB expresa el valor de inmisión que no debe ser rebasado

La línea que representa la primera opción no se tendrá en cuenta puesto que no parece ser una opción realista (Søndergaard y Plovsing, 2005).

Consideraremos entonces los datos aportados por la línea que describe la segunda opción. Tendremos en cuenta que, vista la diferencia existente entre los 700 m que propone dicho método y los 5000 que proponen los otros, además de considerar 40 dB como límite de inmisión¹⁰, consideraremos entonces que estamos adoptando una postura ante “el peor de los casos”. Una situación que se ajuste aproximadamente a las exigencias requeridas por este estudio (5 km para parques de 5 aerogeneradores y 15 km para parques de 60 aerogeneradores) podrá considerarse como libre de “riesgo” y una situación de que se aleje de ella podrá ser considerada como de estudio necesario.

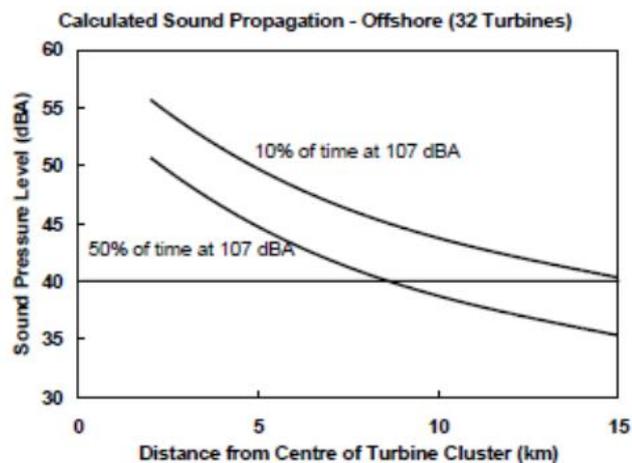


Cálculos de propagación del sonido para un parque de 64 turbinas

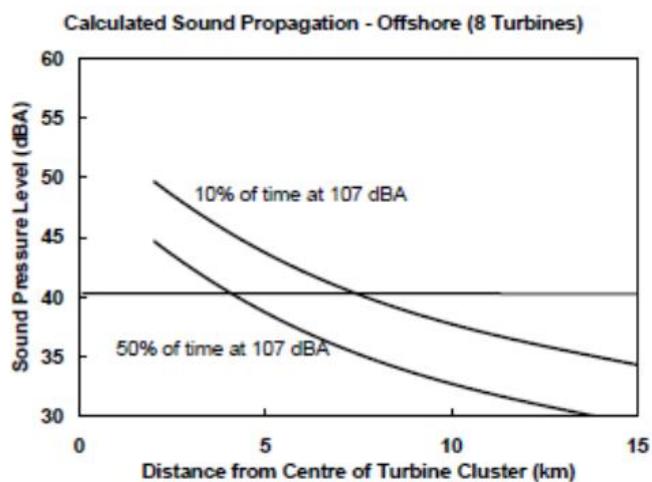
(Harrison J., 2012)

¹⁰ 40 dB es el límite utilizado por este estudio para niveles de inmisión nocturnos. Es un valor que depende de cada país. Alemania, por ejemplo, cifra este valor en 35 dB

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore



*Cálculos de propagación del sonido para un parque de 32 turbinas
(Harrison J., 2012)*

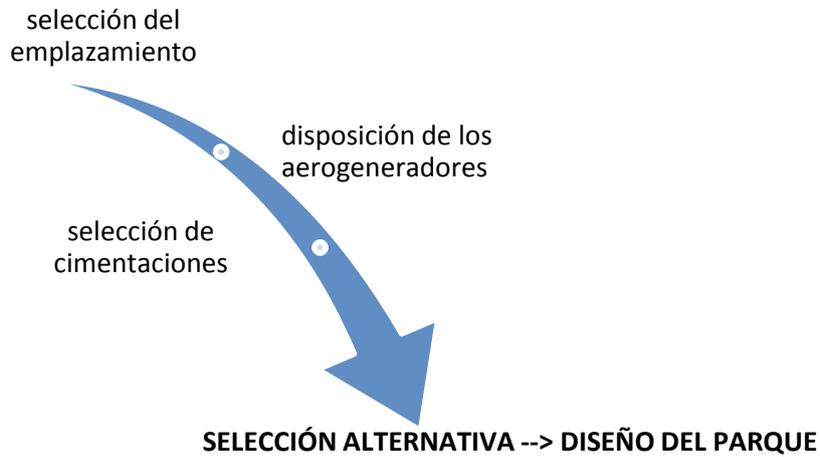


*Cálculos de propagación del sonido para un parque de 8 turbinas
(Harrison J., 2012)*

CAPÍTULO 5: DISEÑO DEL PARQUE

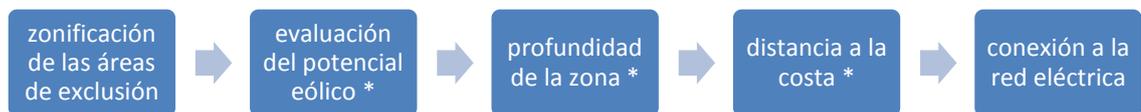
DISEÑO DEL PARQUE

Los aspectos claves para el comienzo de la proyección de una granja eólica offshore son:



5.1 Selección del emplazamiento

Para la selección del emplazamiento se deberán evaluar las siguientes cuestiones:



Las marcadas con un asterisco son las que analizaremos, puesto que serán las que condicionen el nivel de impacto acústico. De cada una se realizará una exposición de las cuestiones fundamentales y las relativas a su relación con el ruido.

5.1.1 Evaluación del potencial eólico

Para la determinación de la potencia eólica será necesario realizar una etapa de mediciones, en la que se deberá instalar una torre meteorológica de una altura tal que las mediciones de viento que se tomen se hagan aproximadamente a la altura que tendrá el aerogenerador, en offshore aproximadamente entre 80 - 120 m. Esto resultará muy importante a la hora de obtener datos que se correspondan lo máximo posible con la realidad.

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

Las siguientes figuras muestran dos torres meteorológicas. La primera es la plataforma FINO 1, con 101 m de altura, instalada en el Mar del Norte cuyo objetivo es el de realizar mediciones meteorológicas de todo tipo y hacer un seguimiento del efecto de los parques offshore en la fauna y flora marina.



Plataforma FINO 1(www.dewi.de)

La figura siguiente muestra la torre meteorológica instalada en Cantabria para el estudio de la potencia eólica de la zona y otras variables meteorológicas. Tiene una altura de 90 m sobre el nivel del mar y está instalada a 16 km de la costa a una profundidad de 186 m. Su sistema de flotación se puede observar en la figura que está a su derecha.



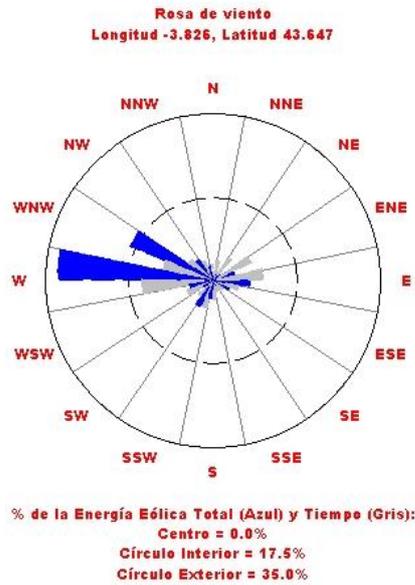
Boya meteorológica IDERMAR (Guanche R. et al, 2012)

Se debe determinar el período de estudio del recurso eólico y éste deberá cumplir ciertos criterios:

- Contar con un periodo de registros de años enteros. De esta forma se cubre el ciclo estacional, evitando las variaciones interanuales
- Ser representativo de las condiciones de viento esperables en el emplazamiento a lo largo de los años (evitar años muy ventosos ...)

En segundo lugar habrá que caracterizar el viento. Una vez recogidos los datos en con los equipos de medidas habrá que sintetizarlos. Esto se hace normalmente a través de representaciones gráficas denominadas “rosas”. Fundamentalmente se utiliza la rosa de frecuencias y la rosa de velocidades divididas en 16 sectores radiales de $22,5^{\circ}$ cada uno. La primera representa la frecuencia de aparición de cada sector, es decir, el porcentaje de tiempo en el que el viento proviene de un determinado sector de dirección. La segunda representará para cada sector la velocidad promedio de todas las velocidades pertenecientes al mismo. También se suele utilizar la rosa de energía, que es una mezcla de ambas rosas, ya que depende de la velocidad media de cada sector y del tiempo que se da esa velocidad media. De esta forma se puede disponer de la información acerca del potencial previsiblemente disponible en el emplazamiento de medidas.

Ejemplo de frecuencia e intensidad de viento en una misma rosa



<http://atlaseolico.idae.es>

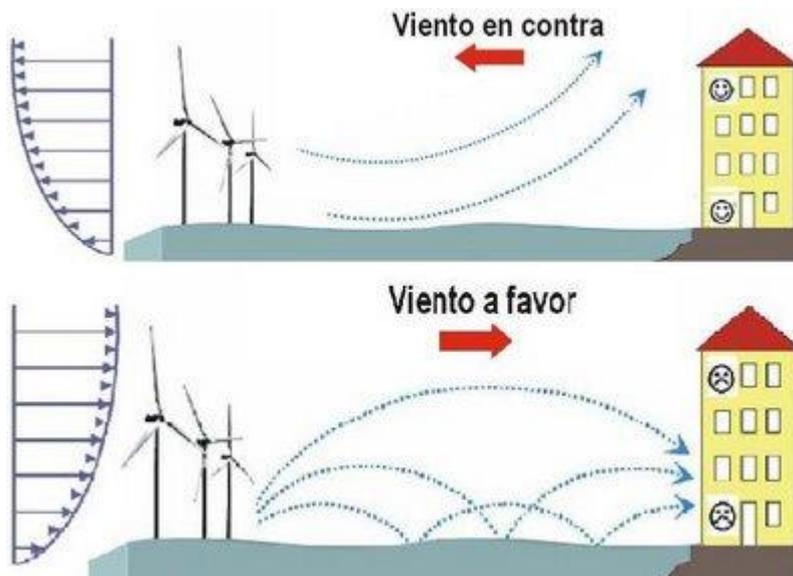
Esta etapa es de gran importancia puesto que, aparte de determinar si una zona es viable o no en cuanto a su potencial energético, determinará otras cuestiones fundamentales del parque (e.g. disposición de los aerogeneradores).

Con respecto al ruido, la estimación del recurso eólico será fundamental para las siguientes cuestiones:

- Previsión del ruido en fase de funcionamiento. Si conocemos los rangos de intensidad del viento podremos modelizar el comportamiento de la turbina y realizar:
 - Previsión de ruido subacuático → estimación de impactos sobre la fauna marina
 - Previsión de ruido aéreo → estimación de impacto acústico en tierra (si estuviera lo suficientemente cerca)

- Cálculo de la rosa de ruidos. Sabiendo que el ruido se propaga en la dirección de viento, la rosa de intensidad-frecuencia llevará asociada una rosa de ruido y, en caso de situarse lo suficientemente cerca de tierra permitirá calcular qué área de la costa será afectada. Cabe resaltar que el ruido generado por las

turbinas es fácilmente enmascarado aunque en el caso de parques a pocos kilómetros de costa es necesario hacer estudios de dicho impacto



www.biologiageologia.com

Es conveniente destacar la utilidad de esta rosa puesto que será la que determine si es mínimamente probable una influencia de ruido en la costa. En la bibliografía consultadas, se establecen los rangos críticos de viento en cuanto a la generación de ruido de la siguiente manera (Søndergaard y Plovsing, 2005; Talayero A. y Telmo E., 2008):

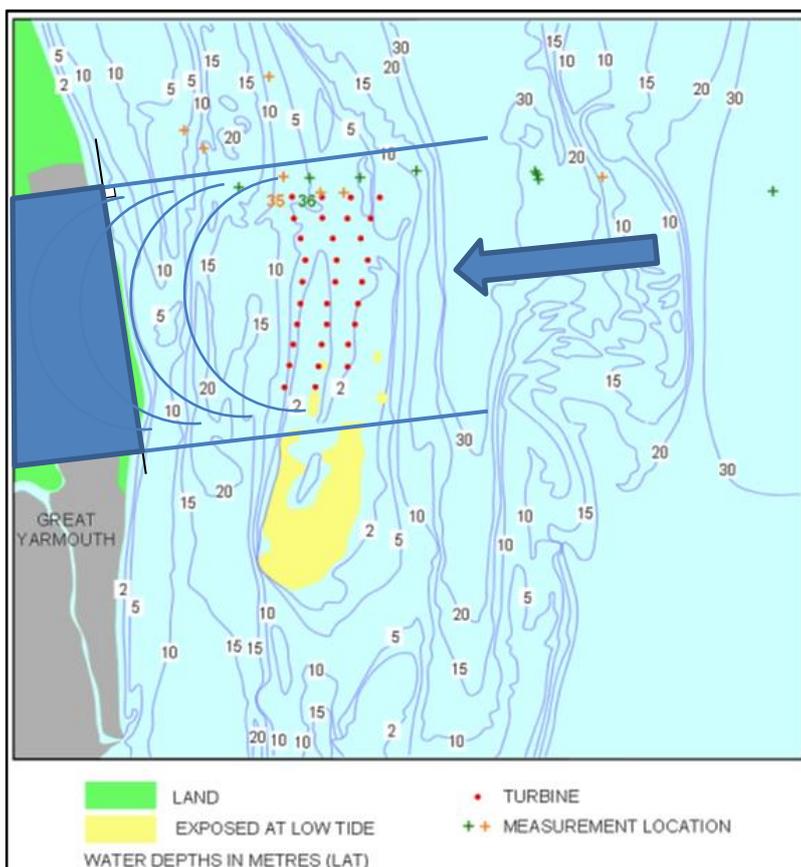
- vientos < 6 m/s \rightarrow se considera que no suele ser perceptible
- vientos entre 6 y 10 m/s \rightarrow se considera el rango crítico
- vientos > 10 m/s \rightarrow se considera que el ruido de los aerogeneradores suele ser enmascarado por el ruido de fondo

Como hemos explicado, el ruido se propaga a favor del viento, dejando una “zona de sombras” a barlovento de los aerogeneradores. En base a ello podemos decir que según su dirección, llegará ruido a zonas costeras o no y también determinar el área de territorio a la que afectaría. Se generan entonces tres posibles casos a la hora de evaluar el impacto acústico del ruido aéreo de un parque en fase de funcionamiento. Se presentan ordenados de mayor a menor probabilidad de afectar a las regiones del litoral:

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

Directo:

El viento tiene dirección perpendicular a la línea de costa y sentido hacia ella. En este caso el ruido generado recorrerá la mínima distancia posible hasta alcanzar tierra. Los niveles de inmisión vendrán determinados únicamente por el nivel de intensidad de la fuente y dicha distancia.



Propagación directa del ruido Scroby Sands (Nedwell et al, 2006)

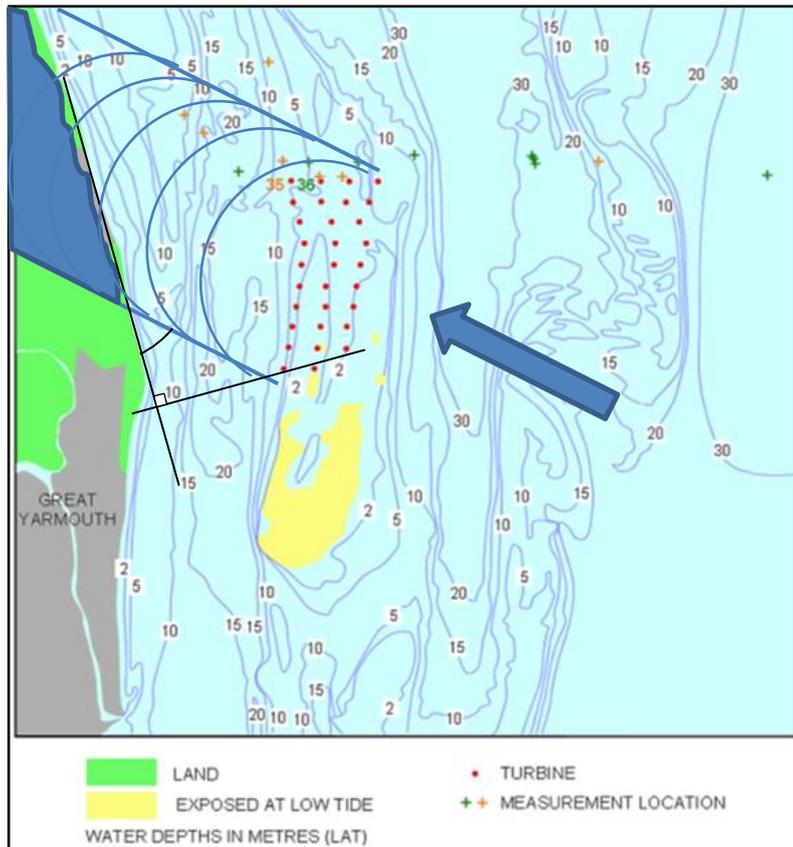
Oblicuo *onshore*:

La dirección del viento forma un ángulo determinado con la línea de costa y su sentido es hacia tierra (*onshore*). En este caso, la intensidad que llegue dependerá de dicho ángulo, pero siempre será inferior al caso de tener el viento en la dirección perpendicular, puesto que éste recorrerá una mayor distancia. La distancia directa y la oblicua se relacionan entre sí mediante una función trigonométrica.

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

Como se observa en la figura, cuanto menor sea el ángulo que forme el viento con la línea de costa, menor probabilidad existirá de afección. El límite estará cuando la dirección del viento coincida con la dirección de la línea de costa y, por tanto sea imposible afectarla.

En este caso los niveles de inmisión serán dependientes de los niveles de emisión de la fuente, de la distancia del parque a tierra y del ángulo de dirección del viento.

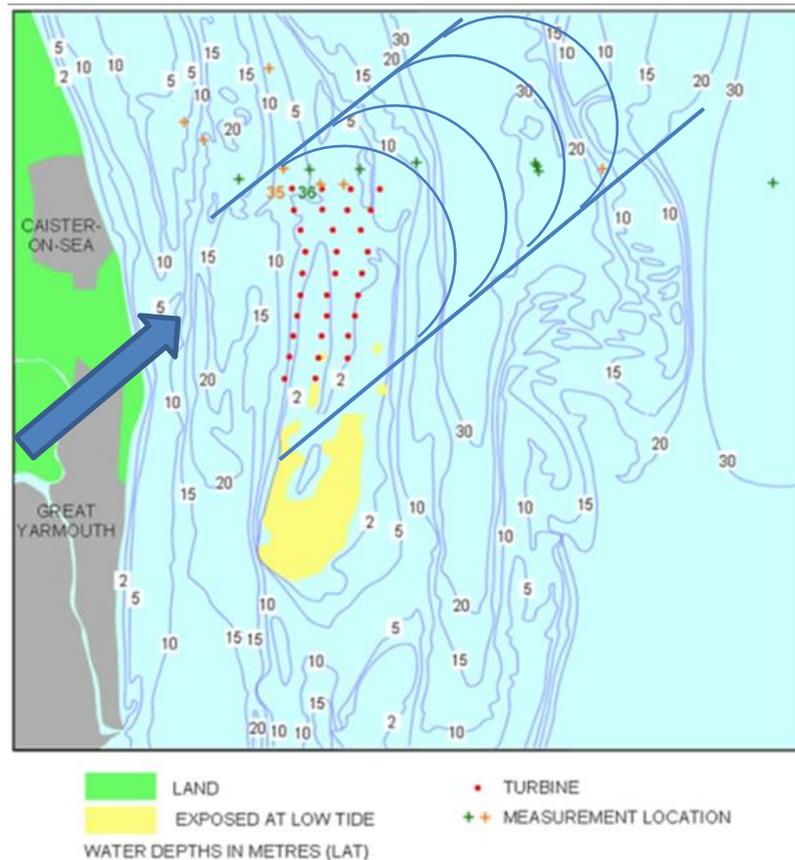


Propagación oblicua onshore del ruido (Scroby Sands Nedwell et al, 2006)

Offshore:

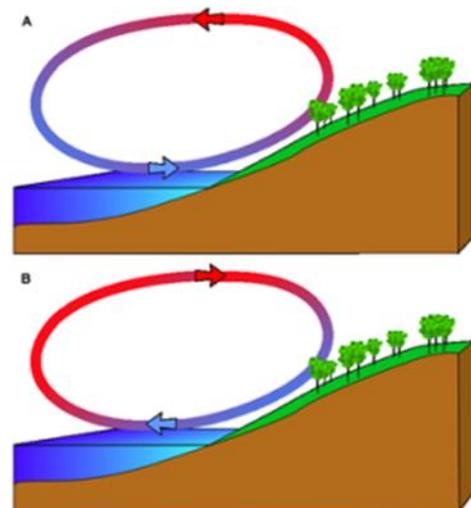
Este término se utiliza comúnmente para denominar a los vientos con dirección y sentido “hacia afuera de costa”. Son vientos que provienen de tierra y que, por tanto, alejan cualquier contaminación acústica de ésta. Esta condición asegura un impacto acústico por ruido aéreo “cero”.

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore



Propagación offshore del ruido Scroby Sands Nedwell et al, 2006

Cabe resaltar que, debido a la circulación de las masas de aire por la diferencia de temperaturas, este tipo de viento (“de tierra hacia el mar”) es característico de las jornadas nocturnas y se denomina “brisa de tierra”.



Este es un aspecto muy importante a tener en cuenta, ya que por la noche el viento suele tener menor intensidad y el ruido ambiente de las zonas costeras suele ser muy bajo, con lo que, de ocurrir lo contrario, las probabilidades de que el ruido de los aerogeneradores fuera audible se dispararía.

Los ejemplos arriba mostrados están referidos a la dirección predominante de la rosa de los vientos que caracteriza un parque. Tanto en el segundo caso como el tercero, podemos observar que la distancia de seguridad acústica que debería dejarse respecto a tierra es muy inferior a la que debería dejarse en caso de tener vientos predominantes en el sentido hacia costa y la dirección perpendicular su línea de delimitación, i.e. el primer caso. Sin embargo para tener un buen margen de seguridad también deberá tenerse en cuenta los datos de la rosa de frecuencia e intensidad de vientos de diferente dirección a la predominante.

5.1.2 Distancia a la costa

El ruido aerodinámico es proporcional a la quinta potencia de la velocidad de la punta de la pala, con lo que pequeñas variaciones en la velocidad del viento pueden afectar duramente al aumento del nivel emitido por los aerogeneradores (Creus A., 2008). Esto deberá considerarse más aun puesto que las velocidades de punta de ala son menos restrictivas en la tecnología offshore que en tierra y se prevé que irá en aumento los tamaños de rotor.

El ruido propagado por el aire y permitido para un aerogenerador o parque estará siempre fijado por la cercanía de las zonas residenciales próximas. Resulta esencial determinar el ruido de fondo o ruido ambiente de dichas zonas para cada caso en concreto, puesto que éste determinará si el ruido “eólico” es enmascarado o no.

Como explicamos en el apartado de características de la propagación del ruido aéreo, en el caso de la propagación del ruido sobre el mar la geometría que sigue es cilíndrica de forma que se reduce 3 dB por distancia doblada. Este hecho hace que el ruido de bajas frecuencias se extienda con una mayor amplitud, al igual que ocurre con el ruido subacuático para aguas poco profundas. Estas conclusiones son plasmadas en el estudio de Harrison J. (2012) basado en los estudios de Hubbard H. y Shepherd K. (1991) y Søndergaard y Plovsing (2005), donde se realizaron una

serie de conclusiones que consideran una distancia suficiente de 5 km para parques de 5 aerogeneradores y 15 km para parques de 60 aerogeneradores.

En sentido acústico también será crucial para:

6 la afección de la fauna marina característica de aguas costeras → ruido subacuático

7 interferencia con actividades de la zona → tanto ruido aéreo como subacuático

Para el primer punto deberemos analizar qué especies tenemos en la zona y cómo se distribuyen en ella. Cada animal tiene un comportamiento distinto dependiendo de sus necesidades fisiológicas y de estas dependerá su movimiento. La mayor o menor presencia en un lugar dependerá de multitud de factores, como son: alimentación, periodos de migración... De este modo, para cada caso concreto se deberá hacer un estudio preliminar de la fauna de la zona, no siendo aplicables criterios generales.

Respecto al segundo punto podemos decir que, aunque de forma general habrá una mayor interferencia con las actividades humanas cuanto más cerca esté el parque de la costa, habrá de hacerse un estudio que determine qué espacio ocupan y en qué grado se verían afectadas. En caso de suponer un riesgo alto para la economía de la zona habría que eliminar el área como una de las posibles opciones (Iberdrola Ingeniería Consultoría, 2003).

Además, la distancia a la costa determinará en gran medida dos aspectos fundamentales del parque: su impacto visual y sus costes. Muchas veces es la responsable de que un proyecto sea viable económicamente o no ya que, por otro lado está íntimamente ligada con la profundidad. Las variables del parque que son fuertemente dependientes de ella y por tanto, directamente proporcional a los costes serán:

8 Cables submarinos

9 Subestación transformadora instalada en el mar/subestación transformadora instalada en tierra

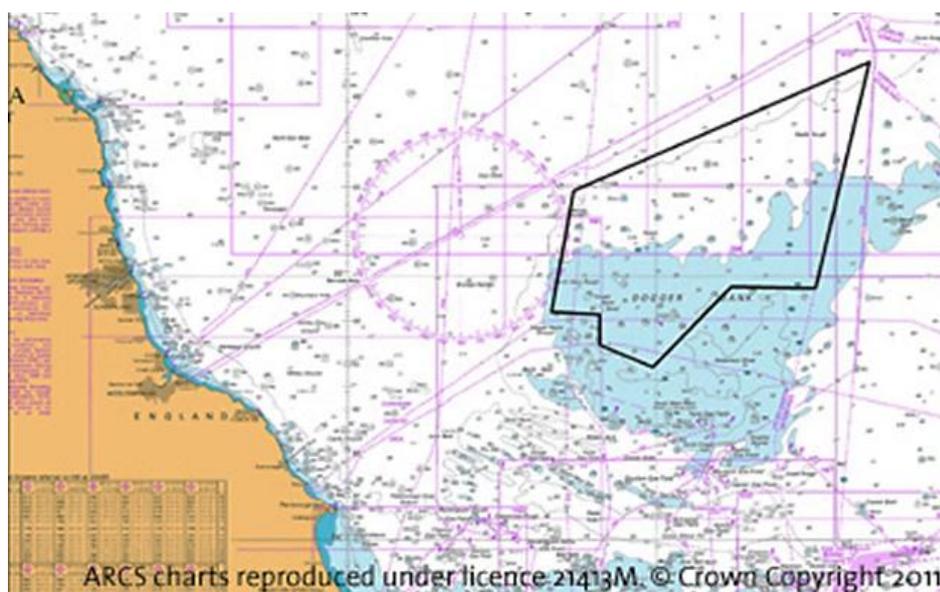
10 Mayores distancias a recorrer → necesidad de una mayor ventana temporal para la instalación, con lo que los costes por ampliar la fase de construcción aumentarían

- 11 Mayores cantidades de material a utilizar → debido a las mayores profundidades
- 12 Distancia a puerto
- 13 Logística durante la fase de funcionamiento

5.1.3 Profundidad de la zona

La cota batimétrica es uno de los factores claves porque pone límites concretos a la viabilidad del proyecto. Actualmente la tecnología offshore se considera económicamente viable hasta profundidades de 40-50 m (Esteban M., 2009). Es el límite donde puede llegar la tecnología fija y donde comenzaría a ser factible la flotante. Sin embargo ésta última está aun en fases tempranas de implementación aunque se prevé que a medio plazo será la solución óptima que combine aprovechamiento energético con sostenibilidad ambiental.

Para obtener datos batimétricos en fases iniciales del proyecto deben analizarse las cartas náuticas de los emplazamientos a estudiar. Para la instalación de aerogeneradores soportados por cimentaciones fijas se debe descartar las cotas superiores a 50 m, considerando las del rango 40 – 50 difíciles de explotar. Para la instalación de plataformas flotantes deben considerarse las características del tipo de diseño a utilizar, ya que éste determinará la profundidad necesaria.



Carta náutica con cotas batimétricas

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

Es un factor íntimamente ligado con la distancia a la costa puesto que, de forma general, la profundidad aumenta con ella. Sin embargo podrían instalarse en “bajos” o islotes de forma que se aprovechen profundidades pequeñas a grandes distancias. Sería una buena solución, ya que aprovecha las ventajas de las cimentaciones fijas con un recurso eólico “100%”.

También debe tenerse en cuenta, en cuanto a batimetría, que lo ideal sería tener todos los aerogeneradores a una misma cota (Creus A., 2008).

En cuanto a la contaminación acústica sólo afectará a la región marina. La extensión de sus efectos vendrá definida por su modelo de propagación:

- A mayor profundidad (>50 m) → propagación esférica → la intensidad del sonido cae 6 dB cuando doblamos las distancias
- A menor profundidad (<50 m) → propagación cilíndrica → la intensidad del sonido cae solo 3 dB cuando doblamos las distancias

5.2 Disposición de los aerogeneradores

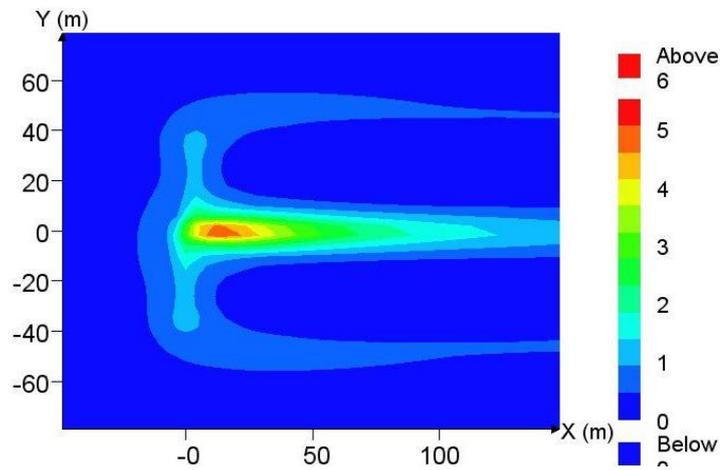
Para realizar una correcta distribución en planta o como también se le suele denominar *lay-out*, en el emplazamiento considerado, se deben tener en cuenta varios factores como son:

- Definición del tipo de aerogeneradores
- Número de aerogeneradores
- Distancia mínima entre máquinas
- Efecto estela
- Impacto visual
- Dirección e intensidad predominante del viento. Rosa de frecuencias y de velocidades

A continuación expondremos las de mayor relevancia

- Distancia entre turbinas:

Cada fabricante, para cada modelo de aerogenerador dará un valor orientativo de la distancia mínima que hay que respetar entre aerogeneradores. Ésta será distinta entre aerogeneradores de la misma fila y de distinta fila, entendiendo como fila la dirección perpendicular a la dirección predominante del viento. Para aerogeneradores *offshore* de potencia entre 3 y 5 MW la distancia que debe ser respetada entre turbinas de una misma fila está entre 3 y 5 veces el diámetro del rotor y para aerogeneradores de distinta fila entre 5 y 8 veces el diámetro del rotor (Esteban M., 2009). Éste factor dependerá del conocido efecto estela, que es la pérdida de energía que sufre el viento cuando pasa por el rotor de una turbina pero que a su vez hace posible su funcionamiento (ley de Betz).



Efecto estela aerogenerador (www.norcove.no)



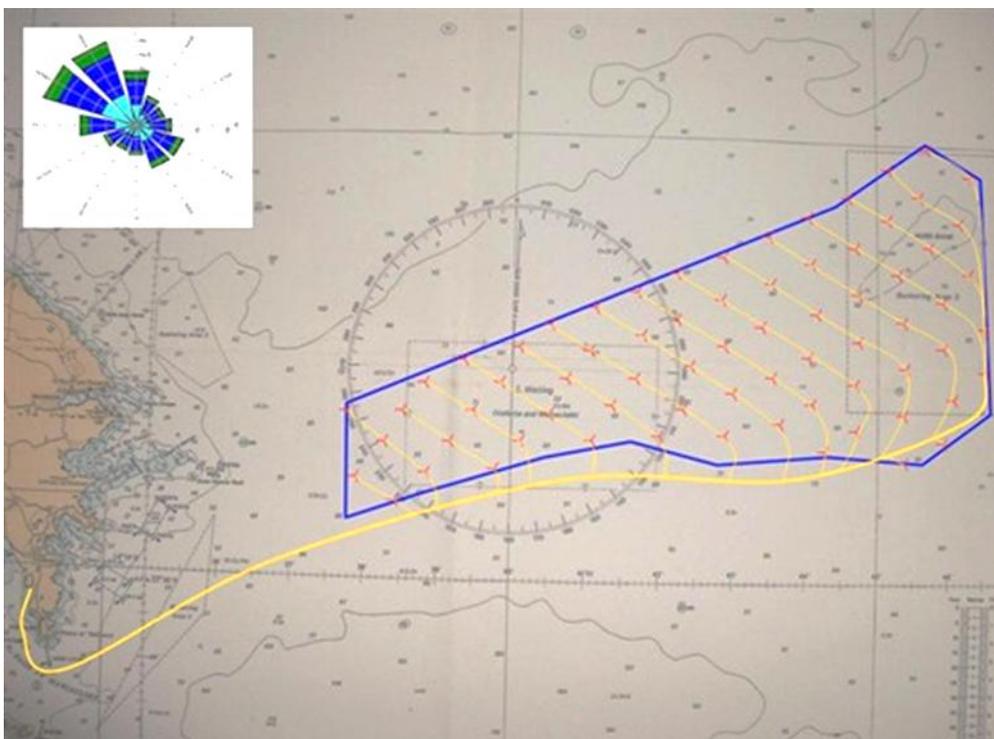
Parque Horns Rev

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

Debido a este efecto, en caso de tener una rosa de frecuencias muy direccional la distancia entre aerogeneradores de distinta filas será mayor que para un caso de vientos menos direccionales, aunque se suele considerar que el 75% de la velocidad incidente sobre el rotor se recupera a una distancia de 6 diámetros a sotavento de éste (aguas abajo).

- Dirección predominante del viento:

La disposición de los aerogeneradores se hará siempre respecto a la dirección predominante del viento, es decir, a la de mayor frecuencia en la rosa de los vientos, de tal forma que el paralelogramo que defina su lay-out quede perpendicular a éste. Como vimos anteriormente, es el factor del que dependerá la distancia mínima a guardar entre aerogeneradores y, por tanto será la que determine las dimensiones y orientación del territorio a ocupar por el parque.



(<http://www.dow.edu.mt/>)

- Impacto visual:

La disposición del parque junto con la distancia a costa serán los máximos responsables del grado del impacto visual. Sin embargo no se profundizará en este tema.

- Tipos de configuración en planta:

Normalmente se utiliza una disposición en varias filas que conformen una configuración geométrica, con el fin de conseguir una disposición que mantenga un equilibrio entre capturar el máximo de energía del viento y costes mínimos en los cables de conexión e instalación. También deberá tener en cuenta su interacción con el entorno de tal forma que respete las restricciones ambientales (procesos marinos, ecología...) y las actividades de la zona (rutas de navegación, arqueología y pesca).

Existen infinidad de configuraciones, pero las más comunes son las siguientes:

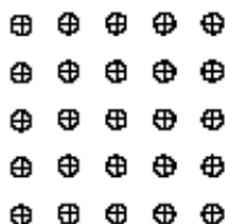
- Lineal: los aerogeneradores se distribuyen a la largo de una línea



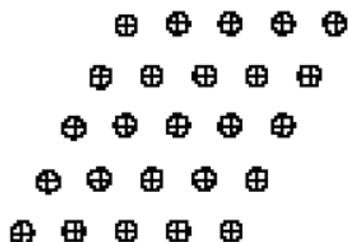
- Arco: los aerogeneradores se colocan formando un arco o una serie de arcos



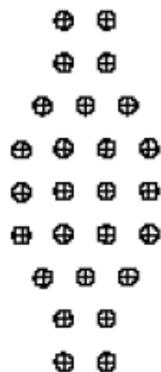
- Malla básica: los aerogeneradores se distribuyen formando una cuadrícula en filas y columnas



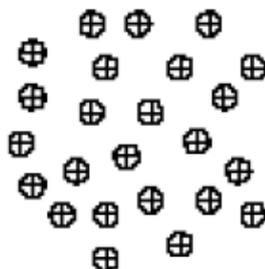
- Malla offset: los aerogeneradores se colocan en tresbolillo. El conjunto debe ser armonioso para permitir la visibilidad del horizonte a través de las hileras



- Pluma: los aerogeneradores se disponen en dos filas que en la parte central forman un círculo con varios generadores más



- Aleatoria: la disposición de los aerogeneradores es completamente aleatoria

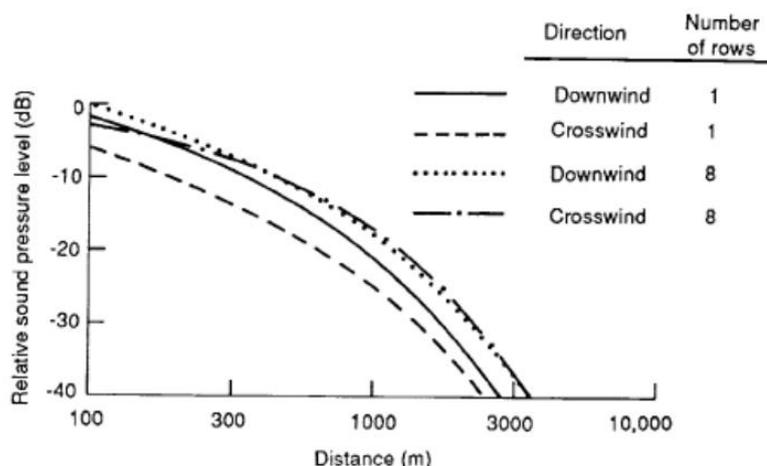


En zonas con una dirección de viento dominante bien definida, se suelen utilizar las distribuciones en línea, la malla básica o en pluma, según el número de aerogeneradores que se coloquen. En cambio, para zonas con dirección de viento variable, los aerogeneradores se disponen en malla offset o aleatoria.

CONCLUSIONES GENERALES EN CUANTO AL IMPACTO ACÚSTICO

En cuanto al impacto acústico hay varias cuestiones a considerar a la hora de determinar la disposición de los molinos. En primer lugar cada fabricante debería incluir, junto con las características del aerogenerador, el ruido aerodinámico generado a potencia nominal. Con este dato y el número de aerogeneradores a instalar podríamos hacernos una idea aproximada del ruido aerodinámico que produciría el parque a potencia nominal y que sería de utilidad para la estimación del ruido aéreo de inmisión en zonas costeras en caso de producirse.

En segundo lugar debe tenerse en cuenta que, puesto que el parque se orientará de forma perpendicular a la dirección predominante del viento, cuando éste lo atraviese pasará de fila en fila captando íntegramente el sonido generado por cada turbina. Esto es importante a tener en cuenta puesto que el viento predominante será el que tenga lugar el mayor porcentaje de tiempo. Según el estudio de H. Hubbard and K.Shepherd (1990) no es lo mismo que el viento atraviese una sola fila de aerogeneradores a que atraviese varias, con lo que el ruido se vería incrementado. Se puede contrastar dicha situación en la figura siguiente. Los niveles de inmisión se tomaron en una línea perpendicular a las filas de aerogeneradores:



Niveles de ruido a sotavento y con el viento de costado atravesando una fila de aerogeneradores y para 8 filas (H. Hubbard and K.Shepherd 1990)

De la figura debe ser significativo el concepto, no lo datos, puesto que lo hace en referencia a tierra ya hemos comentado lo complejo de su propagación. Podemos observar que la línea que representa el ruido de una fila (*row*) es de menor magnitud que la que representa 8 filas, por lo que podemos concluir que existe un “efecto suma” que hace que el nivel de ruido aéreo de inmisión “aguas abajo” (*downwind*) del parque sea proporcional al número de filas en la dirección del viento,.

Si los niveles de ruido provocados por las turbinas están por debajo del ruido ambiente éstos no serán percibidos. Sin embargo si algún nivel de ruido excede el umbral de percepción habrá que valorar la respuesta en el receptor. Según la ISO 1971 que tomaremos como referencia pueden ocurrir los siguiente casos:

Cantidad en la que el ruido nominal excede el nivel umbral (dB)	Respuesta estimada de la comunidad	
	Categoría	Descripción
0	Nada	No se observa reacción
5	Poco	Quejas esporádicas
10	Medio	Quejas generalizadas
15	Fuerte	Amenazas de acción comunitaria
20	Muy fuerte	Fuerte presión comunitaria

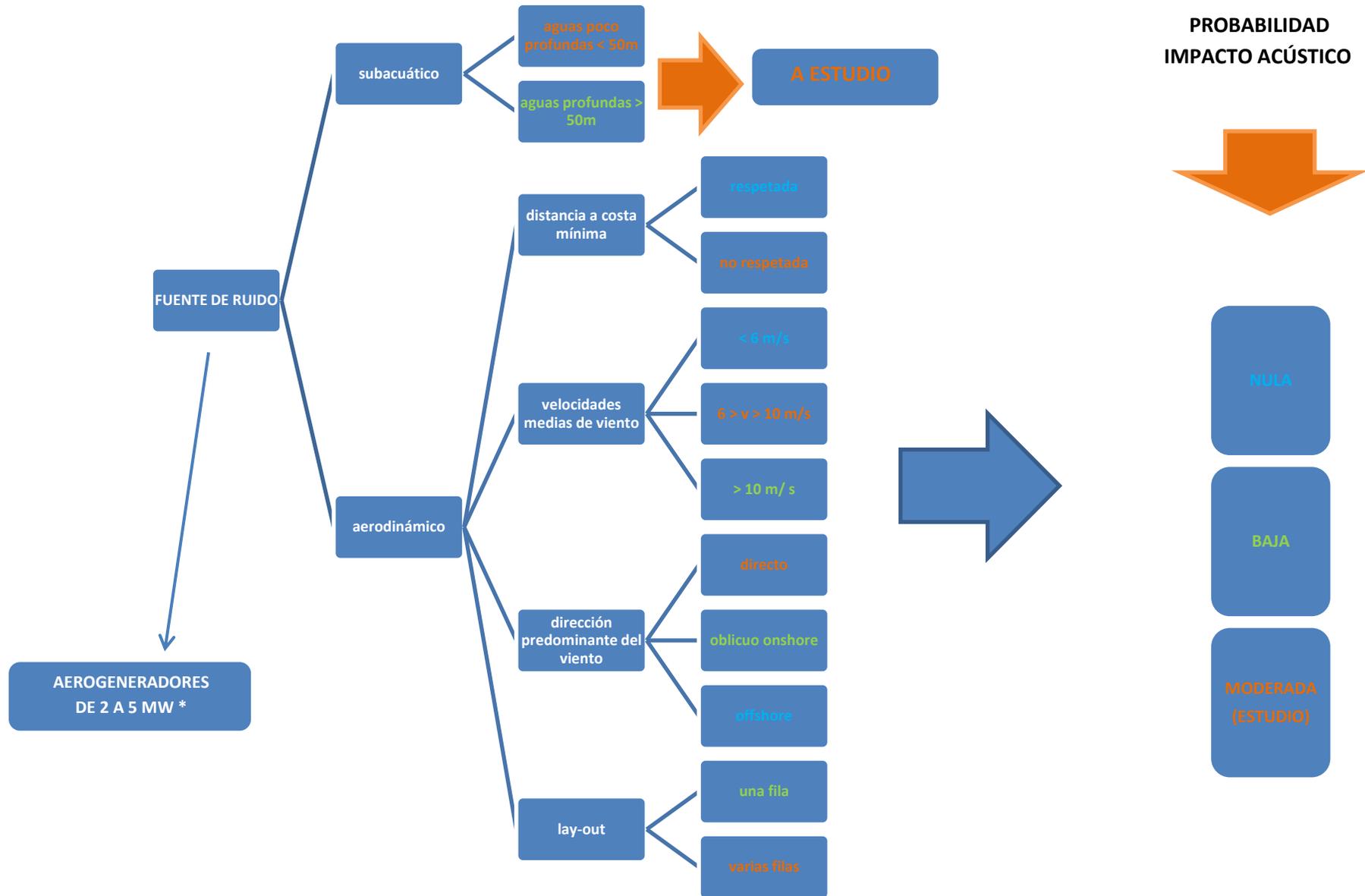
Respuestas de la comunidad respecto al incremento del ruido ambiente (H. Hubbard and K.Shepherd 1990)

5.3 CONCLUSIONES

Podemos entonces concluir que manteniendo una distancia apropiada entre el parque y la línea de costa no existirá impacto acústico por ruido aéreo. No obstante si alguno de los factores definidos (i.e. rosa de ruidos, orientación del parque, configuración lay-out) comprometiera esta distancia, habría que hacer un estudio específico.

La toma de decisiones para disminuir la probabilidad de que se generen niveles de inmisión no deseados en tierra será:

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore



NOTAS ACERCA DEL ESQUEMA

- Existen dos ramas diferenciadas: ruido aerodinámico y ruido aéreo
- Los criterios se han establecido respecto a lo estudiado anteriormente, por lo cual se puede ir al apartado correspondiente en caso de ser necesaria una aclaración
- Los “inputs” de entrada que introduciremos en la tabla están coloreados según la probabilidad que tienen de causar un impacto acústico
- La probabilidad que se produzca un impacto acústico puede ser
 - o Nula → no será necesario un estudio de impacto acústico
 - o Baja → se deberá revisar la importancia de las variables que han determinado esta probabilidad (modificando algún parámetro puede reducirse fácilmente hasta una probabilidad nula)
 - o Moderada → es necesario un estudio de impacto acústico
- En el caso del ruido subacuático, éste es una variable que habrá que considerar en fases posteriores del parque. Sin embargo en función de la profundidad elegida tendrá mayor o menor probabilidad de generar impacto. Como hemos señalado, en ambos casos se deberá hacer un estudio debido al efecto que puede tener sobre la fauna marina, como estudiaremos más adelante
- Se ha señalado con un asterisco la casilla correspondiente a la fuente de ruido (i.e. aerogeneradores). Esto es porque hemos puesto una potencia unitaria de entrada entre 2 y 5 MW, que es la que corresponde a los aerogeneradores empleados en la actualidad. Respecto a esto deberá tenerse en cuenta que, puesto que la tendencia es que la potencia unitaria aumente, en el caso de que nuestra probabilidad de impacto acústico resultara “baja” debería hacerse mayor hincapié en la evaluación inicial para determinar si es necesario su estudio
- Para determinación del nivel de probabilidad de impacto acústico por ruido aéreo el mayor peso de la decisión lo tiene la distancia a costa:

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

- Si es respetada las opciones posibles son: probabilidad nula o baja
- Si no es respetada las opciones posibles son: probabilidad baja o moderada (estudio de impacto acústico necesario)

CAPÍTULO 6: SELECCIÓN DE CIMENTACIONES

SELECCIÓN DE CIMENTACIONES

6.1 Aspectos clave

La selección del tipo de cimentación, desde el punto de vista de emisiones acústicas, será crucial en la generación de ruido subacuático y en consecuencia en la afección a la vida marina. Aunque la fase de elección de la cimentación parezca muy anterior a la generación de ruido, indirectamente debe suponer en sí misma una medida de prevención.

Este tema será tratado desde el punto de vista del análisis del ruido creado en la fase de instalación de cada tipo, de cara a generar las alternativas viables, actualmente o en un futuro próximo, para la construcción de un parque eólico offshore con bajas emisiones acústicas.

Los aspectos clave que deben tenerse en cuenta para conseguir mejores resultados respecto a este tema a medio-largo plazo según el congreso celebrado en Amsterdam (Sound Solutions, 2012) a nivel internacional y en aras de una estandarización son:

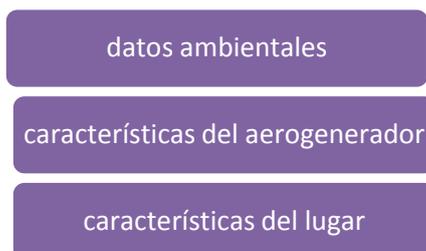
- Hay un gran vacío de conocimientos
- Es necesario una colaboración entre investigadores y promotores
- Es necesario una coordinación y colaboración internacional

A la hora de seleccionar una alternativa es importante considerar el hecho de que no existe una única solución viable común a todos los proyectos, puesto que cada caso deberá ser tratado de forma particular respecto a las múltiples variables que lo definen. Sin embargo si existe una consideración general: el mayor ruido antropogénico subacuático generado en toda la vida de una granja eólica marina será el introducido por el proceso de hincado de pilotes, en especial en los parques cuyos aerogeneradores se soporten sobre una estructura tipo monopilote. Se analizará, por tanto, las opciones alternativas al monopilote viables en la actualidad y a medio plazo.

Debe puntualizarse que el uso del monopilote está ampliamente extendido por sus ventajas económicas y estructurales en aguas de hasta 25 – 30 m y es además una tecnología relativamente madura, por lo que en muchos parques resulta la opción viable. En este caso, el ruido generado durante la instalación será tratado desde el

punto de vista de su “mitigación o disminución” con los mecanismos previstos para ello. Lo veremos en el capítulo dedicado a ello.

La elección y diseño del tipo de cimentación, según el modelo de de Vries & der Tempel, 2007 utilizado en el informe de Zohaib Saleem (2011) acerca de *Alternatives and modifications of Monopile foundation or its installation technique for noise mitigation*, dependerá fundamentalmente de:



Algunos expertos en materia ambiental, opinan que el ruido subacuático generado también debería ser tomado en consideración para la elección de la mejor opción. Y que “esta idea debería ser adoptada por los gobiernos y Sociedades de Clasificación¹¹ de forma que se incentivara a los promotores de parques eólicos marinos a prestar más atención a la mitigación del ruido y el uso de alternativas que reduzcan significativamente el ruido de la instalación” (Saleem, 2011).

6.2 Tipos de cimentaciones

Como hemos explicado existen actualmente, a gran escala, dos tecnologías de implementación de parques offshore: tecnología de cimentaciones fijas y la tecnología flotante. Desde el punto de vista de contaminación acústica, la instalación de las primeras supone un gran incremento de ruido subacuático, que debe controlarse con medidas correctoras. Por otro lado, la instalación de las segundas puede considerarse prácticamente no contaminante en este sentido (Wilhelmsson et al, 2010 y Ranz C., 2008 y Saleem Z., 2011).

Se hará una exposición de las características principales de los tipos de cimentación alternativas al monopilote (tras una exposición inicial del monopilote) y una

¹¹ En la industria de navegación, las Sociedades de Clasificación son organizaciones no gubernamentales o grupos de profesionales con el objetivo de promover la seguridad de la vida humana y propiedades (buques y plataformas offshore) así como la protección del entorno natural marino

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

clasificación según su margen de reducción de ruido y de tiempo de implementación. Después de este primer cribado acústico se seleccionarán las que reúnan mejores cualidades respecto a criterios técnicos.

Por otro lado, habiendo considerado a la tecnología flotante como prácticamente no contaminante sonora en su instalación, se hará una exposición de los diseños actuales y una selección de las más apropiadas respecto a criterios técnicos.

6.2.1 Cimentaciones fijas

Las cimentaciones más utilizadas actualmente son los monopilotes, las cimentaciones por gravedad (conocidas por las siglas GBS, *Gravity Based Structure*) y las cimentaciones metálicas tubulares (tipo trípode y *jacket*).

Monopilotes:

Las cimentaciones tipo “monopilote” consisten típicamente en tres componentes:

- un pilote hincado¹², de entre 3,5 y 5m y longitud de hasta 30m y que puede instalarse hasta una profundidad de 20 - 30 m
- una pieza de transición que se asienta en el extremo superior del pilote, de acero, y que sirve de sujeción a la torre
- una plataforma de atraque para el acceso a la torre

Según la naturaleza de los fondos existen tres tipos de monopilotes y cada uno tendrá su proceso de enclavado:

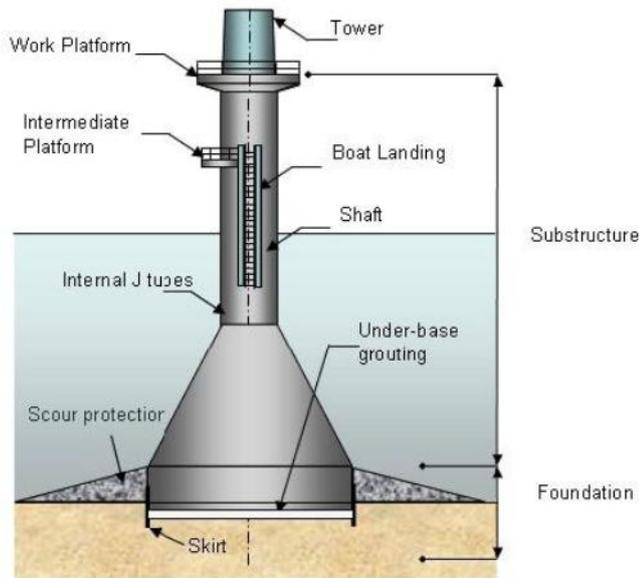
- Pilotes de acero hincados → limitaciones: capas de terreno cementadas que impiden la hinca y dañan la punta, baja resistencia por fuste en arenas calcáreas
- Pilotes excavados y hormigonados → son necesarios, en vez de los hincados, en sedimentos calcáreos y en roca (imposibilidad de hinca)
- Pilotes hincados hormigonados → híbrido entre pilotes hincados y hormigonados

¹² Habrá que tener en cuenta que, aunque normalmente se utilice la palabra “hincado” en la literatura en castellano, existen otras dos formas de pilotaje para los monopilotes, los excavados y hormigonados y los hincados hormigonados, que serán explicadas más abajo. La literatura inglesa consultada distingue los métodos *piling* y *drilling*.

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

Preferentemente para profundidades 10 – 25 m. Los monopilotes tienen ese límite impuesto por el esfuerzo de flexión que tendría que soportar la estructura (DNV, 2004; citado en Esteban M.D., 2009). Para profundidades menores las GBS son más económicas.

Cimentaciones por gravedad: *Gravity Based Support Structures (GBS)*



Cimentación GBS

Esta solución fue ampliamente adoptada en los principios del desarrollo de la eólica offshore. El “hándicap” de estas cimentaciones es su limitación en las profundidades a la que es viable. Algunos ejemplos se muestran en la figura siguiente:

Table 6. Offshore Wind Projects with Gravity based Foundation

Project Name	Water Depth [m]	Country	Year
Vindeby	2 – 4	Denmark	1991
Tunø Knob	3 – 7	Denmark	1995
Middelgrunden	3 – 6	Denmark	2000
Nysted	10 – 20	Denmark	2003
Rødsand II	7.5 – 12.8	Denmark	2008
Thornton Bank	12 – 27	Belgium	2009

Saleem, 2011

Como vemos, en este tipo de cimentación el suelo es el que soporta el aerogenerador y no se penetra en él.

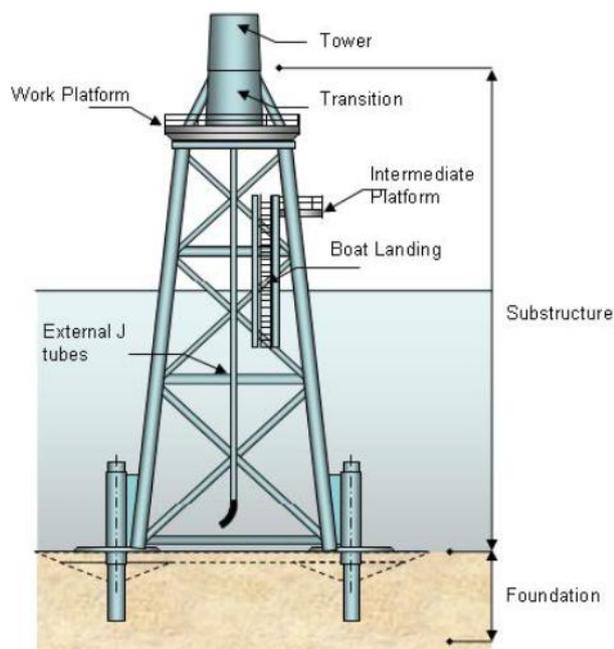
Ventajas

- Madurez tecnológica
- Su instalación casi no produce ruido

Desventaja

- Necesita preparación del suelo
- Instalación más compleja y por tanto, con una mayor necesidad de amplitud de ventana temporal

Subestructura tipo *Jacket*



Cimentación tipo jacket

Los sistemas de cimentación *jacket* provienen de la industria petrolera offshore, donde han dado buenos resultados hasta profundidades de 100m desde hace décadas (Twidel J. y Gaudiosi G., 2009). Sin embargo, en la tecnología eólica offshore sólo son viables hasta profundidades máximas de 60 m, ya que de otro modo se vería comprometida con la rentabilidad económica del proyecto (Esteban M.D., 2009).



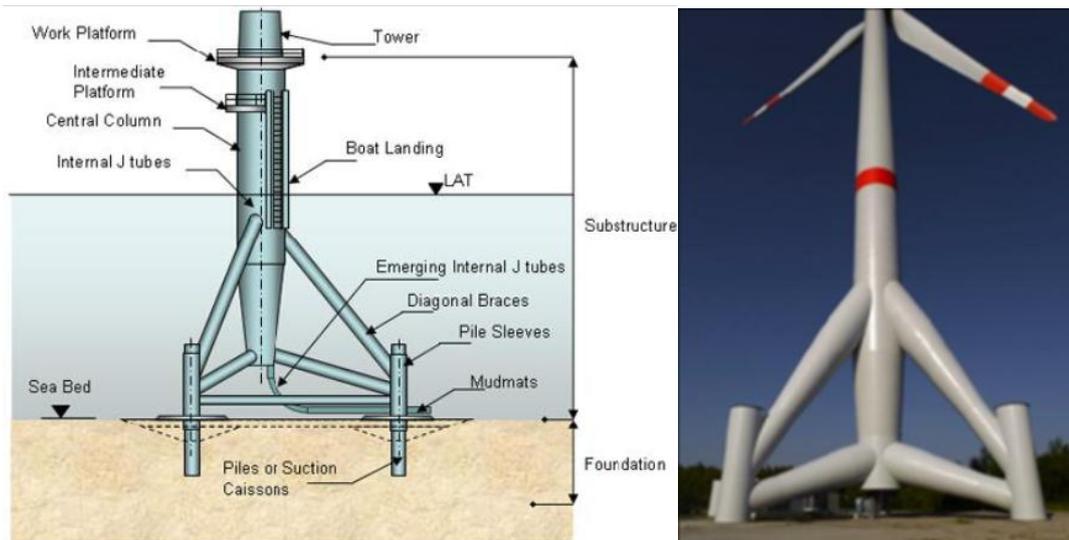
(Saleem, 2011)

Normalmente tienen un perfil cónico, con la base más ancha proporcionando una rigidez adicional. El *jacket* se transporta e instala de una sola pieza, por lo que son necesarios barcos especiales. El coste de fabricación es elevado, pero tiene un amplio margen de reducción de costes a través del aprovechamiento de las economías de escala.

Desventajas:

- Se fija al fondo mediante pilotes hincados. Para ello se utilizan martillos vibratorios y de impacto, aunque su instalación también se puede llevar a cabo mediante cajones de succión que sustituyan a pilotes (Da Costa, 2012)

Trípodes/trípilotes



Cimentaciones trípode (Saleem, 2011)

El trípode consta de tres patas que proveen a la estructura de mayor rigidez y estabilidad, que en caso de tener una sola pata (monopilote). Una variación del trípode es el tripilote.



Cimentaciones tripilote (© BARD Engineering GmbH)

La instalación de este tipo de cimentación requiere el hincado de tres monopilotes en el fondo marino. Sin embargo el diámetro de cada uno será inferior que el de los monopilotes para soportar un aerogenerador de las mismas características. Es apropiado para profundidades de 25-50 m.

Durante la instalación del tripilote los tres cilindros son primeramente preinstalados, usando un martillo vibratorio hasta una profundidad de 21 metros y seguidamente

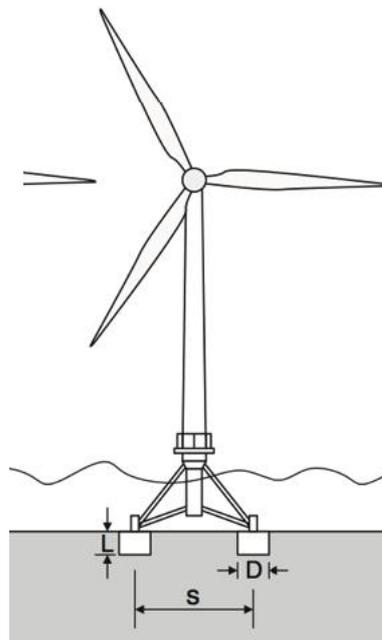
Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

son hincados mediante un martillo hidráulico hasta la profundidad requerida (Deutsche Welle, 2008; citado en Saleem, 2011).

Desventajas:

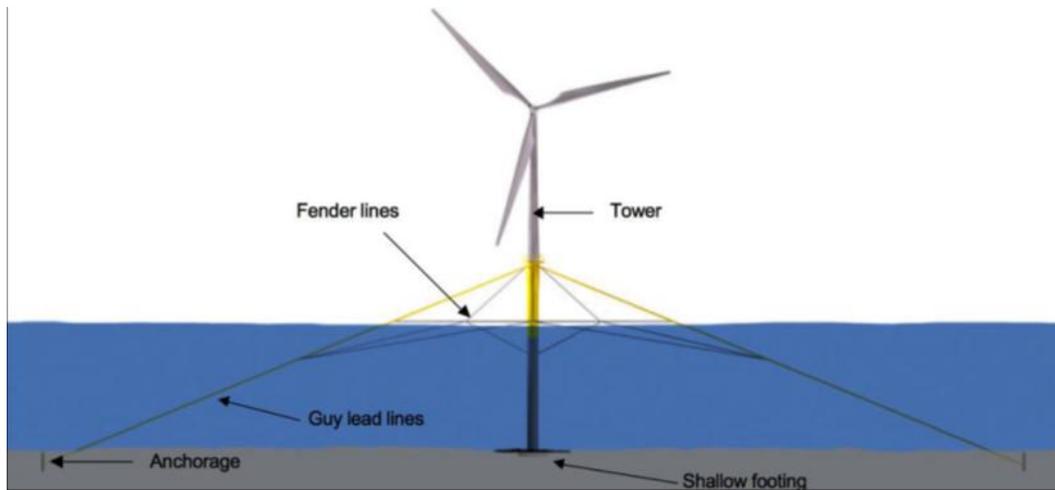
- Requieren de fase de hincado → aunque el diámetro de cada pilote sea inferior que en el caso de instalar uno solo, el número de pilotes aumenta, i.e. tres pilotes

Existe otra variedad (que también es posible para tetrápodes), que es su instalación mediante cajones de succión. En vez de pilotes hincados se fijará la estructura al fondo mediante estos cajones, lo cual reduciría su ruido de instalación con el inconveniente de que los cajones no son válidos para cualquier tipo de suelo:



Cimentación fijada mediante cajones de succión (Saleem (2011))

Estructura sujeta por amarras (*guyed support structure*)



Guyed Support Structures (Saleem, 2011)

La característica principal de esta estructura es que está soportada por cables de metal o cabos. Estos cables aportan la estabilidad lateral suficiente como para no ser necesario la penetración de la estructura en el suelo. Este principio ya ha sido utilizado en las instalaciones de producción de petróleo offshore y en tierra, pero será necesario un desarrollo a gran escala para la implementación en parques eólicos marinos. Una de las mejores formas de instalar los cables es mediante pilotes “atornillados”, que minimizarán el ruido y harán más sencilla la tarea de tensionar los cables.

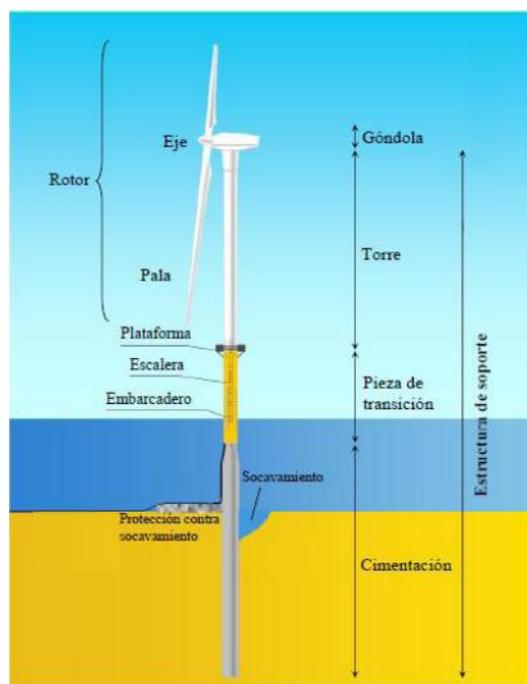
Ventajas

- Casi no producen ruido durante su instalación: el uso de este soporte de estructura reducirá enormemente el ruido producido durante la instalación, ya que no necesita de martillo para ello

Desventajas

- Necesita de preparación del fondo y protección contra la socavación

Nota: fenómeno de socavación



Monopilote de hormigón perforado:



Proceso de perforación de monopilote de hormigón

Se trata de un concepto que integra materiales económicos como es el cemento y la geometría más simple: monopilote. Se trata de una nueva tecnología que introduce el

concepto de “perforar” en lugar de martillar la estructura, con lo que se eliminan los riesgos asociados a esta segunda operación.

Ventajas:

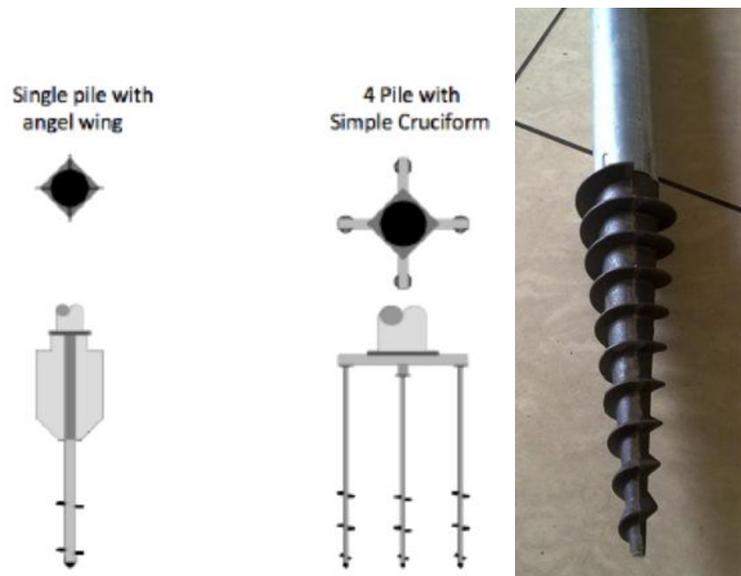
- el cemento es mucho más barato que el acero
- presenta gran versatilidad respecto a diferentes tipos de suelo
- el perforado introduce menor ruido subacuático que el hincado

Desventajas:

- mayor tiempo de instalación → necesidad de una mayor amplitud de ventana temporal
- necesidad de un tiempo de “curado” del cemento tras la instalación para que alcance todas sus cualidades

Pilotes atornillados o *screw piles*

Término utilizado para anclajes helicoidales, anclajes en forma de tornillo, pilotes de torsión o pilotes helicoidales. Se trata fundamentalmente de un pilote al que se le ha imprimido un perfil helicoidal que, en lugar de hincarse en el fondo se “atornilla”.

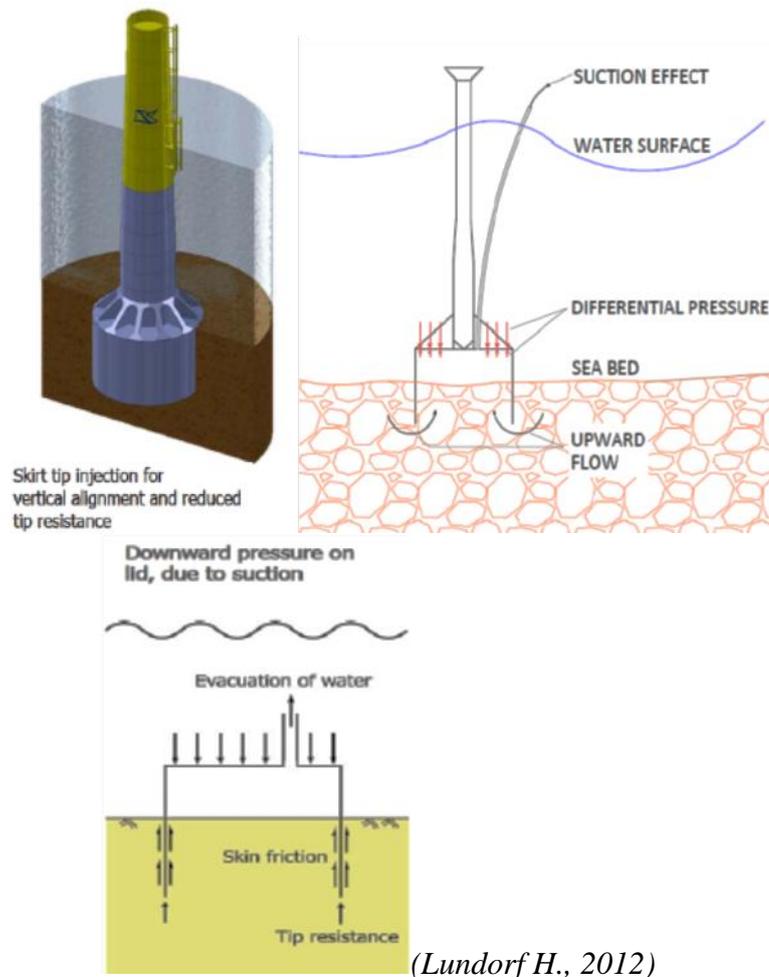


tipos de screw piles

Universal foundation

Se trata de una sola pieza que integra la parte que irá penetrada en el fondo mediante un cajón de succión y la subestructura que soportará el aerogenerador.

Aparentemente es similar al monopilote, pero su forma de instalación no requiere hincado. Penetrará en el fondo a partir de una succión que imprimirá una diferencia de presión que será la que provoque el enterramiento.



Ventajas:

- Permite su instalación en un rango muy amplio: 5-50 m de profundidad
- La bomba de succión utilizada para provocar la diferencia de presiones será la única fuente de ruido
- No se han realizado mediciones de ruido hasta ahora, por lo que se considerará como no contaminante acústico

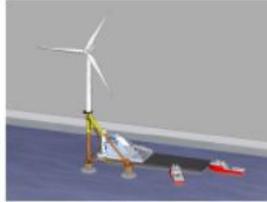
Turbina autoinstalable: *Self-installing Wind Turbine (SIWT)*

Se trata de una turbina cuyo propio nombre indica cómo tiene lugar la instalación: por sí misma. La secuencia que sigue será la siguiente:

1. Assembly inshore



2. Pick-up with barge



3. Tow to site



4. Set-down SIWT

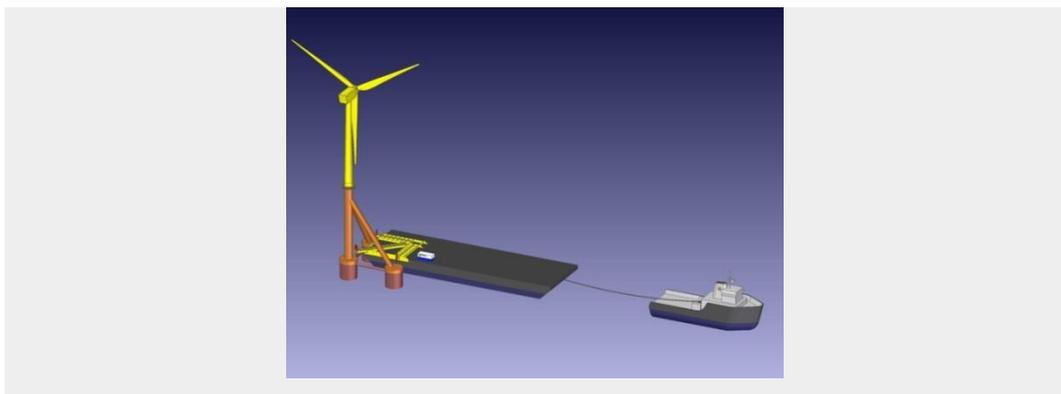
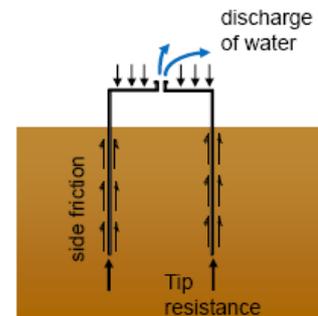


A lo que le seguirá un proceso de acoplamiento al fondo mediante una especie de cajones de succión que se introducirán al sustrato por sí solos mediante la diferencia de presiones que origina expulsando el agua que queda dentro del cajón.

Las profundidades a las que son viables 10-60 m

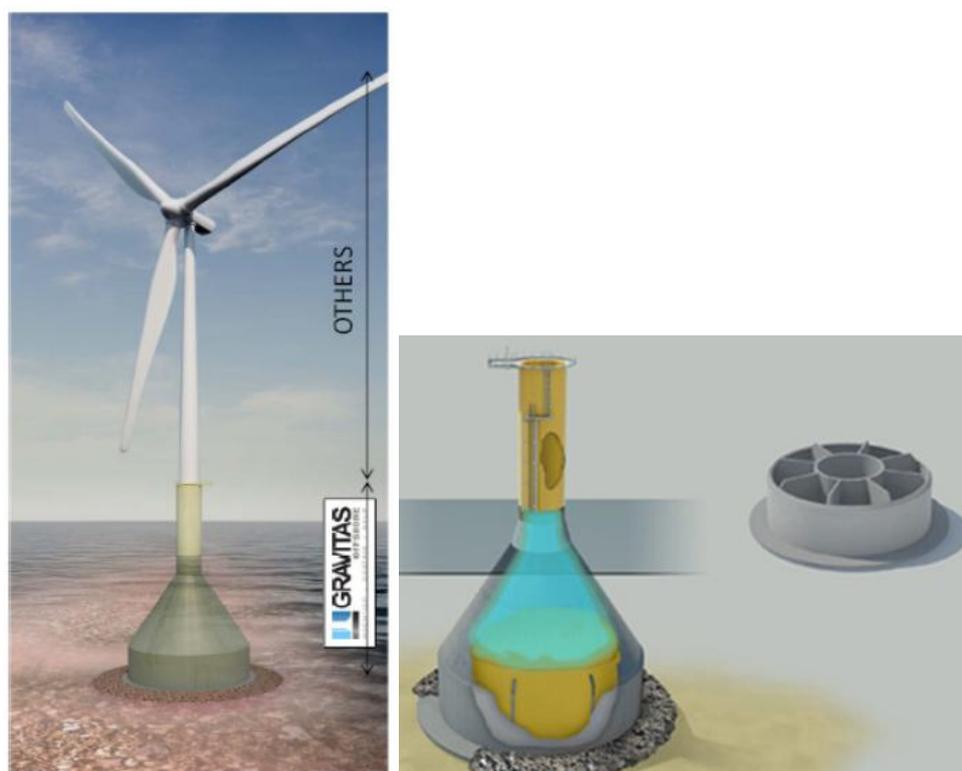
Ventajas

- Se considerará prácticamente no contaminante acústica. Única fuente que emita ruido serán las bombas que descargan el agua, que tendrán un nivel de ruido de 60-70 dB (A)



Cimentaciones de gravedad de hormigón para grandes profundidades

Se trata de una estructura auto-flotante que no requiere de hincado cuyos principios son los mismos que la GBS básica. La instalación se logrará hundiéndola a través de la entrada controlada de agua, seguido de un lastrado de arena / agregado. Se realiza con remolcadores estándar por lo que no requiere de buques específicos. Permite su utilización hasta profundidades de 20-60 m con turbinas de hasta 8 MW.



(www.gravitasoffshore.com)

Ventajas:

- El hormigón actúa como buen amortiguador de la transmisión de los sonidos de la turbina
- Se considerará prácticamente no contaminante acústica → los mayores niveles de ruido vendrán dados por los barcos que lleven a cabo la operación
- mínima preparación del fondo marino

6.2.1.1 Elección de las cimentaciones fijas menos contaminantes

Los criterios que utilizaremos para este primer filtrado serán puramente acústicos, teniendo en cuenta el grado de reducción de sonido que supondrían y el tiempo estimado que requeriría la adopción de esta alternativa.

Tipo de cimentación	Grado de reducción de ruido	Tiempo estimado para su implantación	Comentarios
GBS	Alta	-	Estas cimentaciones son ya utilizadas de forma amplia pero para poca profundidad
<i>Jacket</i>	Medio-alta	-	Dependerá de los métodos usados para su hincado (i.e. vibración o pilotes atornillados)
Trípode/tripilote	Baja/mínima	-	3 pilotes de menor diámetro que el monopilote pero su mayor tiempo de implementación daría lugar a una reducción del ruido muy moderada. Se podría mejorar utilizando martillos vibratorios
<i>Guyed support structure</i>	Alta	largo	Se necesitan más pruebas para definir su viabilidad
Monopilote de hormigón perforado	Medio	Medio	Está en fase de estudio pero es respaldado por muchos desarrolladores
Pilotes atornillados (<i>screw pile</i>)	Alta	Medio-largo	Todavía no se ha demostrado que pueda ser empleado por la industria offshore debido a las cargas que tiene que soportar
Cajones de succión o más conocidas como “Universal	Alta	No datos	Testada con una turbina de 3 MW dentro de puerto (2002). Actualmente en espera de financiación para testarlo en diferentes tipos de suelos y con perspectiva de poder testarlo con turbinas a gran escala ¹³

¹³ Podemos encontrar información en la siguiente página web
http://www.windpoweroffshore.com/2012/06/20/uk_tests_for_bucket_universal_foundation_confirmed/

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

Foundation”			
Turbina autoinstalable	Alta	No datos	- diseño de prototipo finalizado - listo para experimentar en mástiles meteorológicos y turbinas
Cimentaciones de gravedad de hormigón para grandes profundidades	Alta	Largo	Actualmente se encuentra en fase de búsqueda de zona para construir un prototipo ¹⁴

Notas:

(-) se encuentra ya en uso

¹⁴ Podemos encontrar información en la siguiente página web <http://m.nce.co.uk/8635622.article>

Los promotores, diseñadores y expertos en industria offshore presentes en el congreso “Sound Solutions” (2012) asistieron a las exposiciones de las características de la turbina autoinstalable, cimentaciones de gravedad de hormigón para grandes profundidades y *Universal Foundation*. Después tuvieron que formar grupos y seleccionar la mejor opción. La escogida fue la turbina autoinstalable en base a las ventajas *versus* desventajas que este tipo de cimentación presentaba:

- Ventajas:

- La ausencia de bajas emisiones de ruido suponen que no se necesitará un seguimiento de los efectos del sonido subacuático
- Tiene mayor ventaja sobre la solución de un único cajón de succión (e.g. *Universal Foundation*), ya que en caso de encontrar piedras en su enclave al fondo *since one of the buckets can be moved*
- Su desmantelamiento es fácil y se elimina la estructura de forma íntegra
- Su construcción tiene lugar en tierra, por esto los tiempos en el mar son más reducidos y las ventajas que ello conlleva (i.e. mayor posibilidad de instalación con éxito debido a que, en un tiempo menor de instalación hay menos probabilidades de tener que pararla por mal tiempo ¿ventana?)
- No necesita más barcos que los encargados de su instalación

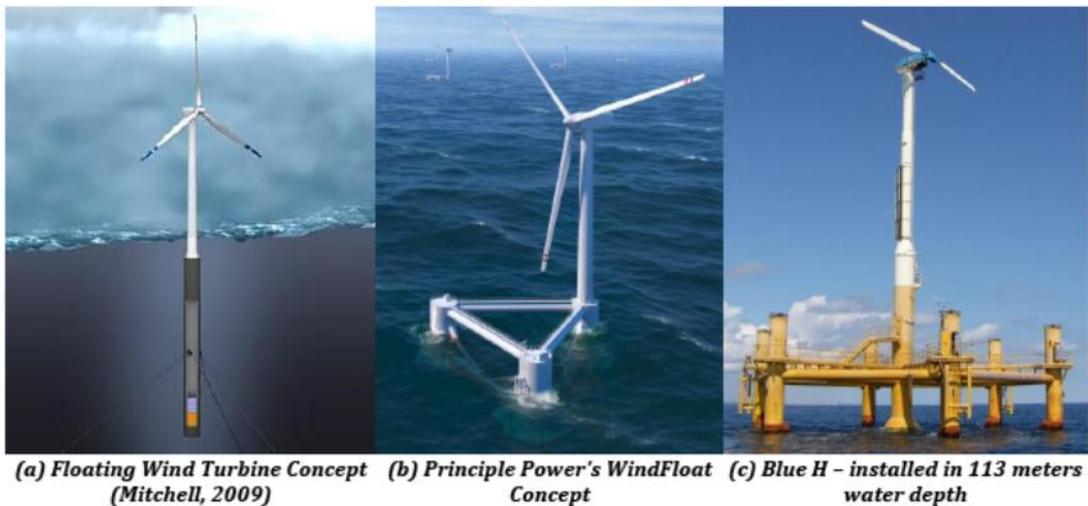
- Desventajas

- Condiciones de suelo → si se encontraran piedras durante el proceso de succión toda la estructura deberá moverse, perdiendo el tiempo que ello implicaría
- Necesidad de una gran protección contra la socavación
- Necesita puertos muy amplios y con gran profundidad/calado
- El transporte de la estructura es bastante sensible al viento y olas (uno de los grupos votantes cuestionó su viabilidad para grandes parques)
- Al ser de mayores dimensiones que otras necesitan de mayor cantidad de acero y por tanto, mayores costes. Además, también debido a su volumen implica más tiempo de construcción
- Se necesita de una disminución de los costes invirtiendo en la mejora de la logística

En cuanto a las demás opciones alternativas al monopilote, en el estudio realizado por Saleem (2011) se elige a las estructuras tipo *jackets* instaladas mediante martillos vibratorios y cimentaciones por gravedad (GBS), debido principalmente a su aplicación en el corto plazo. Se deja en un segundo lugar a los monopilotes de hormigón perforados, pilotes atornillados e instalación mediante cajones de succión.

6.2.2 AEROGENERADORES FLOTANTES

Con el desarrollo de las plataformas petrolíferas flotantes pronto los expertos extrapolarían dicha tecnología para el desarrollo de turbinas flotantes. Sin embargo ambos no pueden ser comparados simplemente. Las plataformas petrolíferas tienen una gran estabilidad, debido a sus dimensiones y estructura, y sus costes son fácilmente amortizados con las ganancias, debido al poder de dicha industria. Sin embargo los aerogeneradores necesitan de amplios estudios de soporte de cargas; constan de un larga torre con una masa en su parte superior, que podría llegarse a comportar como un péndulo. Son apropiadas para aguas profundas y muy profundas, resultando inviables económicamente para aguas poco profundas.



Ventajas de las estructuras flotantes

- no necesita protección contra la socavación, por lo que se evitará el ruido de su instalación
- su instalación no genera ruido
- amplía de manera importantísima los potenciales de viento por los lugares de ubicación
- reducción del impacto visual
- existe un amplio número de conceptos diferentes
- en profundidades intermedias los costes podrían llegar a ser semejantes a los de estructuras fijas
- mayor flexibilidad en el proceso constructivo y de instalación
- más fácil desinstalación

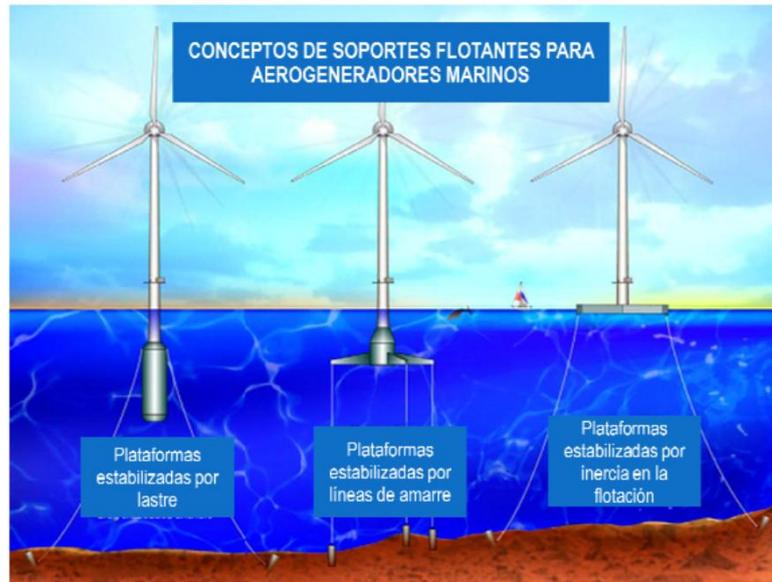
Dificultades de las estructuras flotantes

- mayor complejidad en el diseño
- es necesario minimizar el movimiento de la turbina por la acción conjunta de viento y oleaje
- es necesario mejorar nuestras capacidades para modelar el movimiento acoplado de la estructura soporte y la turbina
- la infraestructura eléctrica presenta nuevos retos
- los procedimientos de construcción, instalación y operación y mantenimientos

Estas estructuras se dividen en tres partes fundamentales: plataforma o estructura flotante, amarres y anclajes.

Las estructuras flotantes se clasifican según el sistema que utilicen para lograr la estabilidad según la NREL: estabilizadas mediante lastre (“Ballast Stabilized” A), estabilizadas mediante líneas de amarre ó cables en tensión (“Mooring Line Stabilized” B) y estabilizada por inercia en la flotación o apoyo en la superficie plana del agua (“Bouyancy Stabilized” C). Los diseños más representativos de cada tipo son:

- estabilizados mediante lastre → spar
- estabilizados mediante cables en tensión → TLP¹⁵
- estabilizados por flotación → plataforma semisumergible



6.2.2.1 Tipos de amarres

Los amarres utilizados pueden ser de dos tipos:

- amarres sin tensión o por catenaria
- amarre mediante tirantes.

El sistema con catenarias

Es el más habitual. Se suele emplear para amarrar buques, plataformas semisumergibles y Spar. Las líneas suelen ser completas de cadena hasta profundidades de unos 250-300 m. A partir de ahí se suelen emplear soluciones mixta con cadena y cable con el objetivo de no incrementar demasiado el peso de la línea.

Las catenarias son fondeos poco restrictivos, es decir, permiten el movimiento de la estructura en cualquiera de los seis grados de libertad (Twidell J. y Gaudiosi G., 2009). A medida que la profundidad aumenta se requieren líneas de fondeo cada vez más pesadas por lo que para las grandes profundidades el peso y longitud de las cadenas puede comprometer el diseño de la estructura flotante y su coste.

¹⁵ Tension Leg Platform



Henderson A.R. (2004)

Los sistemas tensos

La principal diferencia con el sistema por catenaria es que la segunda tiene un tramo horizontal desde el ancla hasta que se comienza a elevar mientras el sistema tenso permite el tiro con ángulo directamente desde el anclaje. Es decir, en dicho punto de anclaje, un sistema tenso es capaz de soportar cargas horizontales y oblicuas, mientras que el sistema de catenaria tan sólo admite cargas horizontales. Las fuerzas de restauración las genera el peso de la cadena y en el sistema tenso la restauración la genera la rigidez de la línea de fondeo.

En consecuencia, el radio que abarca un sistema tenso es menor que el que ocupa el sistema con catenaria. Este tipo de fondeo se restringe prácticamente para líneas de cable o de fibras sintéticas ya que si pusiésemos cadena estas tenderían a adoptar una forma de catenaria, siendo más difícil conseguir configuraciones rectas.

El sistema más utilizado con este tipo de amarres es el sistema TLP. Éste posiblemente sea el más complejo y costoso. Consisten en líneas de fondeo verticales que logran la tensión necesaria gracias al exceso de flotabilidad que proporciona la estructura flotante. Las líneas pueden ser cables, tubos, barra de acero, etc. Este tipo de fondeo lo presentan algunas plataformas de extracción petrolíferas con buenos resultados. Usa pilotes de succión o hincados. Además requiere grandes estructuras para lograr la pretensión requerida, las zonas de unión línea de fondeo- plataforma deben ser reforzadas fuertemente y protegidas con elastómeros que protegen a la vez que absorben las vibraciones de altas frecuencias características de las TLP (Couñago B. et al, 2010).



6.2.2.2 Tipos de anclaje

Las formas de anclaje al fondo se realizarán mediante los siguientes elementos: muertos, anclas, torpedos, pilotes hincados y pilotes de succión. Las tecnologías más comunes en el mercado son las que se exponen a continuación (Couñago B., Barturen R., y Díaz I., 2010)



Ramos R. (2012)

- **Anclas de arrastre**

Las anclas de arrastre o garreo son los anclajes más habituales. Dentro de este tipo de anclas tenemos múltiples tipologías cuyo diseño depende de varios factores como el área de las uñas de las anclas, la forma de la caña del ancla, tipos de suelos, tipo de sistema de fondeo para las que se diseñan, etc. Algunas de las desventajas que presentan son que dependen del tipo de fondos y no posibilitan una buena precisión

- **Pilotes o cubos de succión**

Otras soluciones existentes son los pilotes de succión que son cilindros de acero que se depositan verticalmente al suelo y en su parte superior disponen un sistema de bombas que extrae el agua atrapada de forma que el pilote se va introduciendo en el fondo

- **Pilotes hincados**

También existen fondeos con pilotes hincados a presión con martillos hidráulicos

- **Muertos**

Tienen grandes ventajas como su facilidad de fondeo e independencia del fondo, pero por el contrario suponen un difícil transporte por sus dimensiones y peso

- **Torpedos**

Son fáciles de transportar e instalar pero son altamente dependientes del tipo de fondo y su precisión no puede ser exacta

La configuración del fondeo puede ser variada. Cada una de ellas se caracteriza por la configuración de la línea, el material que la constituye y el tipo de anclaje empleado. La disposición suele ser simétrica, aunque si estamos en emplazamientos con mares muy direccionales pueden presentar un refuerzo de líneas en las direcciones de oleaje y corrientes predominantes.

6.2.2.3 Tipos de diseños flotantes

La elección del anclaje vendrá determinada fundamentalmente por la profundidad de la zona, las características del terreno (fondo submarino), la distancia a la costa, las acciones a resistir y del coste y disponibilidad de los materiales y medios de construcción (Esteban M.D., 2009). Cabe resaltar que el único método de anclaje que puede perturbar el sonido marino es el de pilotes hincados. Aun así se considerará mínimo debido a las dimensiones y profundidades que son enclavados.

Mediante la combinación de los elementos anteriores surgen los actuales diseños de aerogeneradores flotantes clasificados a continuación según el método de amarre:

- Amarres sin tensión o por catenaria:
 - Spar Buoy o Spar
 - Deep Spar Buoy
 - Triflotador
 - Variantes de multiflotador:

- Semisumergible
- Soporte multiturbina semisumergible
 - Turbina de doble fila
- Amarre con tensión o mediante tirantes
 - Spar tensionada
 - Mini TLP o TLP SeaStar
 - TLP de cuatro flotadores

Actualmente hay varios proyectos en desarrollo, algunos ya en funcionamiento¹⁶. A continuación se exponen los relativos a estructuras flotantes de más relevancia:

SWAY:

SWAY es una empresa de energías renovables que ha emprendido un sistema capaz de soportar aerogeneradores comerciales de hasta 5 MW, aunque el aerogenerador especial desarrollado es de 10 MW. Puede operar en lugares con profundidades de hasta 80-400m y distancias a costa de 50-60 Km. Este proyecto está apoyado por Statoil, Statkraft, Shell technology, Lyse, Inocean, NREL. Hasta ahora se ha desarrollado el modelo escala 1/6 que se ha ensayado en condiciones reales y se hundió en 2011 debido a una ola severa. Ahora se ha hecho una nueva versión con una torre de mayor sección y más corta adaptado a profundidades de 55 m. Para profundidades mayores, se ha desarrollado un sistema de patas tensionadas ancladas entre la torre y el fondo del mar.



¹⁶ En esta página se pueden consultar la situación de los parques offshore actuales:
http://www.thewindpower.net/windfarms_offshore_es.php.

HYWIND:

El aerogenerador flotante Hywind de 2,3 MW fue instalado enfrente de Karmony en



el sur de Noruega en Septiembre de 2009. La empresa Statoil ha invertido 53,4 M€. La unidad pesa 5.300 T y está compuesta por una estructura flotante mediante un depósito de acero (Spar) de 100 m de longitud sumergido

en el agua, lastrado con piedras y agua y anclado al fondo del mar mediante tres amarras. El aerogenerador es Siemens (82.4 m de diámetro y 138 T de peso) y la plataforma flotante ha sido construida por la empresa francesa Technip. Su volumen es de 5300 m³, el diámetro del cuerpo sumergido es 8.3 m. Este sistema es útil en profundidades de hasta 120-700 m.

BLUE H:

Proyecto desarrollado por Blue H Technologies BV (Holanda). Es un sistema TLP cuyo desarrollo engloba tres fases:



Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

-Fase 1: Prototipo ensayado en Diciembre 2007 en la costa de Italia. Modelo a escala 75% (Aerogenerador de 11 kW) en aguas profundas (113m) a 21.3 Km de la costa.

-Fase 2: Plataforma TLP con aerogenerador de 2 MW

- Fase 3: Prototipo final 2 MW. Previsto para 2014

PROYECTO WINDFLOAT:

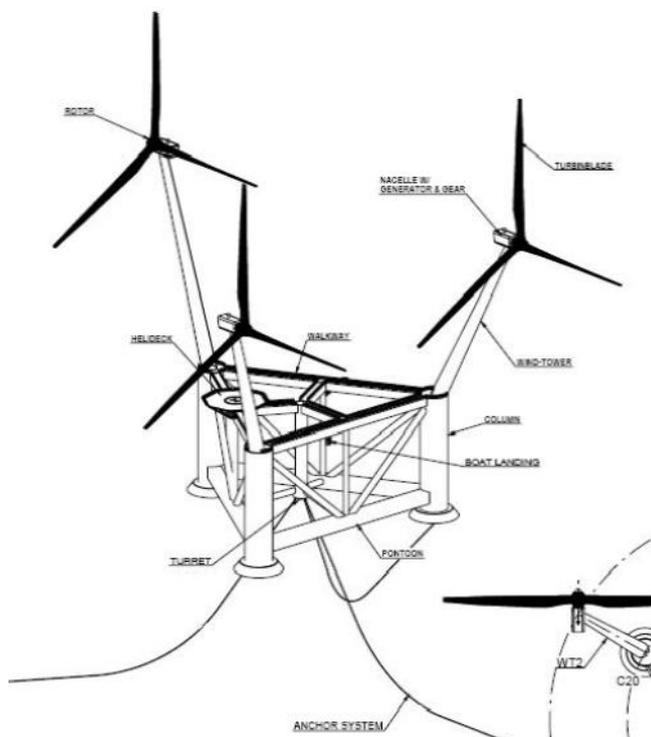


Plataforma flotante desarrollada por la empresa norteamericana Principle Power (Seattle USA) y la empresa Energías de Portugal. Equipado con un sistema de control de estabilidad mediante tanques de agua. Su peso es de 1080-1600 T y su volumen total con lastre es menor de 5500 T. Se amarra al fondo mediante cuatro cadenas en forma de catenaria.



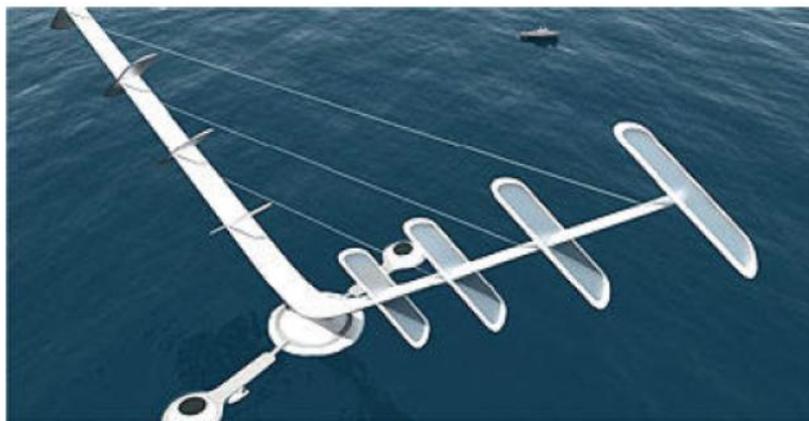
<http://cleantechnica.com>

WINDSEA:



- Nombre del parque eólico : WindSea AS Prototype
- País : Noruega
- Potencia nominal total : 11 MW
- Producción anual estimada : 27 GWh (para el equivalente de 2 500 horas/año a plena carga)
- Potencia nominal total : 10 800 kW
- En proyecto

PROYECTO NOVA



Proyecto desarrollado por un consorcio británico liderado por *Guilford Energy OTM* y tres universidades (*Cranfield* (estructura soporte, análisis estructural y diseño radical del material compuesto del rotor), *Strathclyde* y *Sheffield* (tren de potencia y electrónica de potencia)). Aerogenerador basado en concepto Darrieus con objetivo 10 MW.

- Estado a 7/2012: en proyecto

NENUPHAR-VERTIWIND (Francia):



Proyecto piloto (2 MW) desarrollado por Technip, Converteam y EDF Technologies.

- Rotor de 90 m de alto
- Geometría de las palas extremadamente simple.
- Fabricación de bajo coste.

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

- No requiere de sistema de cambio de paso, ni de orientación.
- Estructura triangular con triflotador.
- El centro de gravedad tan bajo hace que sea muy estable y se minimizan los efectos giroscópicos.
- Estado a 7/2012: en proyecto

CONCLUSIÓN

Las alternativas menos ruidosas y más viables resultaron:

- Turbina autoinstalable (SIWT)
 - Jacket instalado mediante martillo vibratorio
 - Cimentación por gravedad
 - Plataformas flotantes
- } Tecnología de cimentaciones fijas

CAPÍTULO 7: FASES DEL PROYECTO

7.1 Cuestiones iniciales

En general para la correcta evaluación ambiental de un proyecto es necesario tener en cuenta todas las actividades que existen a lo largo de su ciclo de vida. Aplicaremos la misma forma de actuar para la determinación de los impactos acústicos. Dividiremos el ciclo de vida del parque en las siguientes fases:

- fase de planificación y proyección
- fase de construcción
- fase de funcionamiento
- fase de desmantelamiento

Caber resaltar que existe la posibilidad de una fase de repotenciación cuyas características de impacto acústico no estudiaremos.

Para comenzar se necesita conocer y analizar la actuación que se va a evaluar, y considerar las características y situaciones derivadas del proyecto que pueden tener alguna incidencia sobre el nivel de ruido. En carácter general se deberá prever todos aquellos aspectos que puedan ser potencialmente nocivos antes del comienzo de la fase de construcción, esto es, durante la fase de proyección, con la intención de prevenir posibles riesgos o si esto no es posible, tener los medios necesarios planificados para su mitigación. Para ello será determinante conocer los siguientes aspectos:

- datos generales del proyecto: número de aerogeneradores, ubicación, dimensión de las máquinas, distancia a tierra ...
- previsión de punto de acceso a la zona de ubicación durante las fases de construcción, funcionamiento y desmantelamiento de barcos y helicópteros
- cronograma de actividades durante la fase de obra
- especificación de volúmenes y sistemas de dragado a emplear para la perforación de los fondos durante la fase de construcción

Se debe puntualizar que no se valorará el impacto de la instalación de la subestación transformadora. Ésta podría localizarse en mar o en tierra dependiendo de la distancia a la que esté situado el parque, ya que determinará las pérdidas de carga que pudieran producirse en el transporte de la energía generada. No obstante si

finalmente ésta se instalara en zona marítima habría que tenerla en cuenta a la hora de valorar el impacto total del parque.

También habrá que tener en cuenta que para el caso del impacto acústico en la fase de construcción y desmantelamiento, sobre todo y debido a su carácter temporal, sería beneficioso realizar una campaña de recogida de datos para verificar y comparar los impactos reales de la instalación y así aprender de la experiencia para la siguiente instalación (Esteban M.D., 2009). Durante la fase de funcionamiento se podrán ir corrigiendo los niveles acústicos a lo largo de la vida del parque mediante los medios de monitorización necesarios para ello.

A continuación se da una visión general, por fases, de las acciones potencialmente ruidosas que se producirán:

FASE DE PLANIFICACIÓN

- reconocimiento geotécnico

FASE DE CONSTRUCCIÓN

- apertura de zanjas para la instalación del cableado responsable de la evacuación de la electricidad
- preparación de plataformas para los trabajos de construcción (en el mar)
- hincado de pilotes o anclaje (en el mar)
- montaje de aerogeneradores y línea eléctrica (mar)
- presencia de equipos, embarcaciones y personal (mar y tierra)
- transporte de material y equipos (mar y tierra)
- parque de maquinaria, acopio de materiales de construcción y residuos (tierra)

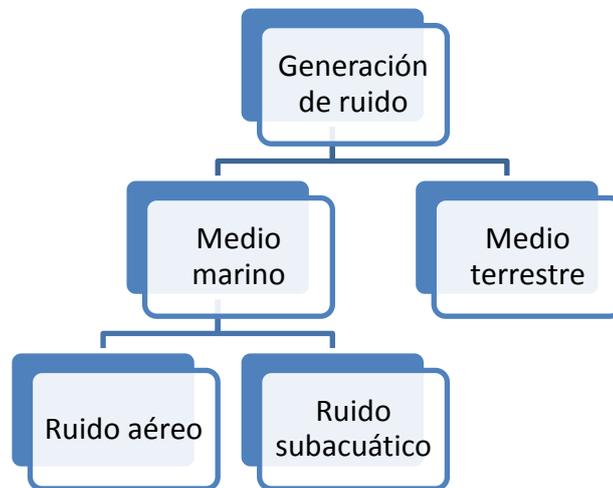
FASE DE FUNCIONAMIENTO

- presencia del parque eólico
- rotación de palas
- generación, transformación y transporte de energía
- visitas y mantenimiento

FASE DE DESMANTELAMIENTO

- retirada de aerogeneradores, cadenas, muertos, cables conductores y resto de infraestructuras asociadas
- transporte a vertedero y/o reutilización de materiales
- presencia de equipos, embarcaciones y personal
- parque de maquinaria
- abandono de emplazamiento

Debe tenerse en cuenta dónde se originan las perturbaciones provocadas por las acciones arriba señaladas:



Los efectos más importantes tendrán lugar en el mar, en la región subacuática. Este tipo de ruido se produce por la vibración de la estructura y esta vibración proviene principalmente del impacto producido por el uso de martillo → fase de construcción. Sus características se expondrán en el apartado correspondiente a la fase en que se producen.

A pesar de que en este proyecto no se ahondará en la contaminación acústica en el medio terrestre, no debe perderse de vista, ya que en algunos casos supone un impacto significativo para la zona (e.g. caso en que la construcción de la subestructura se lleve a cabo en tierra).

Ciclo de vida de un parque eólico

El ciclo de vida de un parque eólico, desde su planificación, es de unos 30 años (Werner S., 2012). Para caracterizar correctamente los efectos producidos por ruido deben valorarse todas las acciones susceptibles de producirlo, desde el comienzo del ciclo de vida del parque, con la etapa de proyección hasta su fin con la etapa de desmantelamiento. Durante este tiempo hay que contar con el tiempo de exploración geotécnica, la etapa de construcción y la etapa de desmontaje, como las más ruidosas y por lo tanto las que necesitarán de un mayor estudio y medidas puntuales de mitigación. Por otro lado, los efectos producidos por la etapa de funcionamiento del parque vendrán marcados por su temporalidad ya que, aunque la magnitud del ruido producido sea de una importancia significativamente menor que las producidas en otras etapas éste debe ser evaluado. Muchas veces el estar sometido a una radiación continua, aunque débil, puede implicar, a largo plazo efectos no queridos sobre el entorno (Ranz C., 2008).

Los tiempos estimados para el ciclo de vida serán los siguientes:

- Fase de planificación (pre-construcción): 1-5 años
- Fase de construcción: 1 año aprox.
- Fase de funcionamiento: 20-25 años
- Fase de desmantelamiento: 1 año aprox.

7.2 FASE DE PLANIFICACIÓN

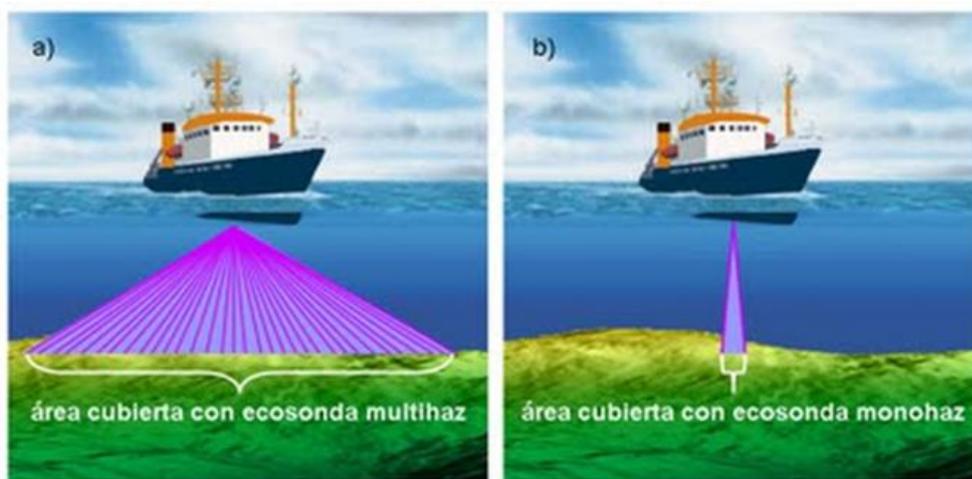
Una de las variables que más influenciará en las características técnicas finales del parque será el tipo de suelo. El estudio geotécnico, que es el que se encarga del reconocimiento de éste, será necesario para el posterior análisis de alternativas en cuanto a tipos de cimentaciones, viabilidad del proyecto en cuanto a capacidad portante del terreno, equipos de perforación a utilizar, análisis de costes, etc. La caracterización general del sustrato se llevará a cabo mediante el reconocimiento geotécnico y habrán de estudiarse los efectos acústicos que ello conlleva.

Antiguamente se utilizaban explosivos para realizar las prospecciones sísmicas marinas, pero esta práctica ha sido desplazada hace décadas por su enorme impacto ambiental y coste para las empresas. Actualmente es frecuente que un estudio

geofísico utilice diseños de ecosondas civiles. Éstos se usan para llevar a cabo diferentes tareas de investigación, tales como la realización de mapas batimétricos, o, a través de la evaluación de la energía reflejada (*'backscatter'*), para definir el relieve del lecho marino y la composición del subsuelo (sónares de barrido lateral, sónares multihaz), analizar las capas de sedimentos (perfiladores acústicos), o localizar peces u otros objetos que reflejan las señales sonoras.

Normalmente se emplean ecosondas que emiten señales de media y alta frecuencia, según el objetivo deseado y la profundidad de trabajo. Por ejemplo, las ecosondas tipo multihaz emiten un conjunto de numerosos haces preformados de sonido, de forma perpendicular al eje del barco, con niveles de fuente con un pico nominal que pueden llegar a superar 239 dB re 1 μ Pa a 1m (Moustier, 2004; Hildebrand, 2004; Boebel et al., 2005; citados en Documento técnico sobre impactos y mitigación de la contaminación acústica marina, 2012).

En la industria eólica offshore, los equipos a emplear para el estudio de los fondos serán ecosondas monohaz o multihaz en función del terreno y de los costes que se quieran asumir (Esteban M.D., 2009).



Ecosonda monohaz y multihaz (<http://www.aig-instrumentos.com/>)

En relación con el uso de las ecosondas, el Documento técnico sobre impactos y mitigación de la contaminación acústica marina (2012) aconseja fomentar el uso de ecosondas de muy alta frecuencia (>200 kHz) para aplicaciones someras en vez de ecosondas de frecuencias medio-altas (20-40 kHz), que son necesarias para llegar a profundidades de 1000 m, habitualmente mayores de las necesarias. Las ecosondas

de frecuencias muy altas no interfieren con la fauna marina y son perfectamente viables para profundidades de hasta 200 m, típicas de la flota pesquera artesanal costera.

Para minimizar los impactos deberá definirse tanto la amplitud de la zona de estudio como el momento en el que se realiza.

Acústicamente, la amplitud de la zona de estudio vendrá limitada por los órganos competentes para las operaciones de prospección sísmica marina, que deberían impedir las actividades en áreas de presencia de especies sensibles¹⁷ y en áreas marinas protegidas. También se aconseja respetar una zona de amortiguamiento de 20 km alrededor de las mismas en el caso de cetáceos.

En cuanto al momento en que se realizan las prospecciones, deberán evitarse períodos de críticos, es decir, cuando coincidan con la temporada en la que las especies sensibles lleven a cabo su migración, reproducción y cría. Si existiera un solapamiento entre períodos críticos y prospecciones, los promotores de dichas prospecciones deberán realizar un análisis durante la fase de diseño que debe ser evaluado por las autoridades que regulen este tipo de actividades durante la fase de obtención de permisos. Las propuestas que no incluyan estos análisis no deben ser aceptadas para su evaluación (Documento técnico sobre impactos y mitigación de la contaminación acústica marina, 2012).

Muchas veces la información existente acerca de la presencia de especies sensibles no es suficiente. En estos casos se aconseja exigir el aumento de las medidas de precaución.

Sin embargo, la falta de información acerca de estos parámetros para muchas especies limitará su aplicabilidad y deben complementarse con la aplicación del principio de precaución cuando no hay datos disponibles y hay razones para sospechar que hay un impacto. (Documento técnico sobre impactos y mitigación de la contaminación acústica marina, 2012)

¹⁷ Por especies sensibles se entiende aquellas en las que hay evidencia científica de impacto negativo en su supervivencia

Asimismo en relación a la profundidad de la prospección en el reconocimiento geofísico, existen normas que recomiendan alcanzar 20 m por debajo de lo que alcanzaría la cimentación supuesta (BSH, 2003; citado en Esteban M.D., 2009). Como en esta fase del proyecto no se conoce la cimentación que se empleará se debe suponer el caso que requiera de un mayor conocimiento del sustrato, es decir, el que mayor penetración requiera en el terreno: el monopilote (Esteban M.D., 2009). De esta forma podremos analizar la opción más desfavorable desde el punto de vista del impacto acústico.

Por último, antes de planificar un estudio geofísico del fondo submarino de estas características, debe consultarse los estudios realizados anteriormente: mapas geológicos, proyectos, sondeos y estudios realizados ... Una vez analizados estos documentos se decidirán los reconocimientos a llevar a cabo, así como la densidad de los mismos de forma que se pueda obtener una caracterización óptima del sustrato. Si los datos recopilados fueran suficientes no sería necesario llevar a cabo los trabajos de campo en esta fase del proyecto (Esteban M.D., 2009), con el ahorro de contaminación acústica que ello conllevaría.

7.3 FASE DE CONSTRUCCIÓN

Como hemos indicado esta es la fase más ruidosa del proceso y la que merece la mayor atención frente a su posible impacto, especialmente en la vida marina.

Los ruidos que se producen durante la fase de construcción son de carácter temporal. Sin embargo su control es crucial, ya que se produce una alta densidad de nivel acústico y dependiendo de dónde y cuándo se realicen las actividades pueden tener graves consecuencias para la fauna del área afectada. Al igual que en el período de reconocimiento geológico, se deben evitar los trabajos más ruidosos durante los tiempos de reproducción y cría, lo que se consigue estableciendo restricciones de construcción para las épocas de reproducción de especies sensibles en aquellos espacios en los que es previsible que éstas se reproduzcan, y guardando una distancia considerable entre éstos y los aerogeneradores. Este aspecto debe cuidarse puesto que puede estar en conflicto con las intenciones de los promotores de granjas

eólicas en el mar cuando existen condiciones meteorológicas óptimas para las operaciones (OWE¹⁸, 2008).

Con respecto al marco socio-económico se evitará construir en períodos importantes para la pesca, no sólo por protección de especies, sino también por protección de la economía local. Respecto al turismo, se han consultado datos de encuesta (proyecto WINDTOUR¹⁹) y, si bien una parte de los encuestados afirmó que la presencia de un parque eólico marino no afectaría a la hora de volver a un lugar, la fase de construcción fue considerada acústicamente molesta para visitas de corta duración (como dato, en esta misma encuesta el 89% de los turistas afirmaron que volverían a visitar la zona en el caso de que fuese instalado un parque eólico offshore, y el 11% que no volverían).



Durante el periodo de instalación el ruido perturbador procede principalmente de tres fuentes distintas:

- ruido de tráfico de los barcos auxiliares transportando u operando en la zona
- proceso de clavado en el fondo marino de las bases o pilotes que han de soportar las estructuras sobre las que montar la góndola y las palas del aerogenerador (en caso de instalarse una cimentación fija)
- elaboración de la infraestructura de conexionado de todos los aerogeneradores con la estación central (y de esta con tierra en caso de estar prevista su instalación en el mar)

¹⁸ Offshore Windenergy Europe

¹⁹ WINDTOUR es parte de un proyecto financiado por el Programa ALTENER de la Comisión de las Comunidades Europeas

7.3.1 Ruido por tráfico de barcos

El ruido subacuático procedente de los barcos es bien conocido en acústica marina. Son muchos los trabajos publicados acerca de este tema en la literatura actual y es un campo amplísimo, por lo que su conocimiento para la posterior valoración de la sinergia de los impactos es fácilmente accesible. Por ejemplo, un superpetrolero de 270 m de eslora, incrementaría el ruido subacuático en 198 dB re 1 μ Pa @1m en la zona de bajas frecuencias.

La presencia de barcos auxiliares puede deberse a diferentes razones dentro del proceso de construcción del parque:

- transporte de piezas
- barcos/plataformas *Jack-up* especiales para portar las grúas necesarias para el montaje de la estructura en el mar o los martillos neumáticos para el proceso de hincado
- barcos auxiliares de soporte para la construcción



*Infraestructura de transporte y clavado de pilotes en un Parque Offshore
(Ranz C., 2008)*



Barco plataforma que se encargará de montar la estructura en la torre soporte

- **Necesidad de barcos según el tipo de instalación**

Las diferentes características y el rápido desarrollo de las turbinas offshore requieren una gran variedad de diferentes métodos de instalación; bien levantando y montando la estructura “in situ” o llevando flotando los componentes hasta el área reservada para el parque para su posterior ensamblaje.

Otros factores que pueden influir en el tipo de instalación son la ubicación, incluyendo disponibilidad de puertos y barcos, distancia al área de construcción, características del suelo, condiciones meteorológicas... Las principales soluciones adoptadas son:

1. Transporte de la subestructura y su colocación in situ y fijación al fondo con la posterior instalación del aerogenerador
2. Transporte de la subestructura con la torre ya montada sobre ella hasta la posición de anclaje y posteriormente la instalación de la góndola y rotor
3. Transporte de la subestructura ya equipada con la turbina completa (góndola y rotor inclusive)

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

La opción 1 es la solución normalmente adoptada para la mayor parte de las turbinas que existen en la actualidad y las opciones 2 y 3 se aplicarían a las turbinas flotantes, las cuales se pondrán a flote en el mismo sitio donde operarán (Twidel J. y Gaudiosi. G., 2009).

Cada método debe incluir la instalación de todos los componentes de la cimentación y turbina y por tanto la previsión de su transporte. Esto se traduciría en la necesidad de uso de barcos y grúas para ello y por tanto, la consideración en el ruido producido por éstos.

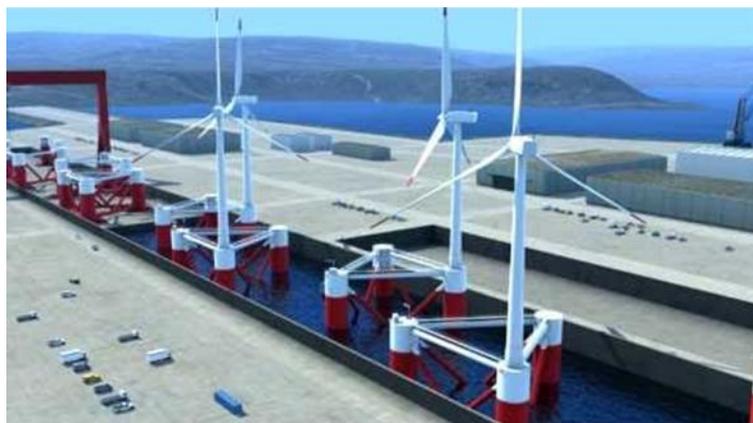


Embarcación tipo jack-up (www.ihcmerwede.com) y plataforma offshore con grúa y pilote (www.dewi.de)

Al igual que ocurre con otro tipo de construcciones, si la construcción de la estructura tiene lugar en puerto y se encuentra cerca de focos poblacionales que pudieran ser afectados por el ruido deberá existir un proceso de información de cara a una buena comunicación y, por tanto, una mejor aceptación del proyecto.



Proyecto Wind Float (Plataforma flotante) (www.renewbl.com)



Cadena montaje Wind Float (www.renewbl.com)

7.3.2 Proceso de clavado

Existirá impacto acústico significativo para las subestructuras que estén fijadas al fondo mediante una fase de hincado de pilotes (i.e. cimentaciones fijas, especialmente el monopilote) mientras que será casi inexistente para las tecnologías flotantes. Asimismo se deberá tener en cuenta que, debido a las características de propagación del ruido en el mar, el ruido de pilotaje será sustancialmente mayor en aguas poco profundas que en aguas profundas.

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

Para hacernos una idea de su magnitud, podemos compararlo con otras fuentes de ruido antropogénico en el mar:

Fuente de ruido	Nivel de fuente (dB re 1 μ Pa @ 1m)
Ruido ambiente	110 - 140
Barco	170 – 190
Pistolas de aire comprimido	190 – 240
Fase de hincado de pilotes	170 – 270
Perforación de pozos	220 - 260

Fuentes de ruido antropogénico en el mar (Parvin y Nedwell, 2007)

El impacto que provoca este ruido es un asunto de especial importancia, ya que se trata de ruidos de muy alta intensidad a relativamente bajas frecuencias (10 – 10000 Hz). Además, cada vez se instalan turbinas de mayor potencia que requerirán mayores diámetros de soportes y, por tanto, mayor energía para su penetración.

Results of pile driving measurements								
	Pile diameter (m)	Water depth (m)	Measurement distance D (m)	Measured peak level (dB re 1 μ Pa)	Measured SEL (dB re 1 μ Pa)	SEL normalized to 750 m (dB re 1 μ Pa)	Peak level normalized to 750 m (dB re 1 μ Pa)	References
Port construction, 2005	0.9	11	340	188	162	183	157	1
Port constructions, 2005	1	11	340	190	164	185	159	2
FINO 1, 2003	1.6	30	400	188	166	184	162	3
Alpha Ventus, 2008	2.7	28	1100	197	167	199	170	3
Utgrunden, 2000	3	10	720	n/a	166	n/a	166	4
SKY 2000, 2002	3	21	260	196	170	189	163	1
FINO 2, 2006	3.3	24	530	190	170	189	169	1
Amrumbank West, 2005	3.5	23	850	196	174	191	171	1
Horn Rev II, 2008	3.9	12	720	195	176	195	176	2
North Hoyle, 2003	4	9 (7-11)	955	192	n/a	194	n/a	5
Q7, 2007	4	20	750	200	177	200	177	6
Barrow, 2005	4.7	17 (15-20)	500	198	n/a	195	n/a	7
FINO 3, 2008	4.7	23	900	195	171	196	172	2

References: 1) (ISD/DEWI/ITAP, 2007) 2) (Institut für Technische und Angewandte Physik GmbH (ITAP), 2008) 3) (Matuschek, et al., 2009) 4) (McKenzie Maxon, 2007) 5) (Nedwell, 2003) 6) (De Jong, et al., 2008) 7) (Parvin, et al., 2006)

Table 1: Underwater peak levels and SELs measured during pile driving works (Institut für Technische und Angewandte Physik GmbH (ITAP), 2008).

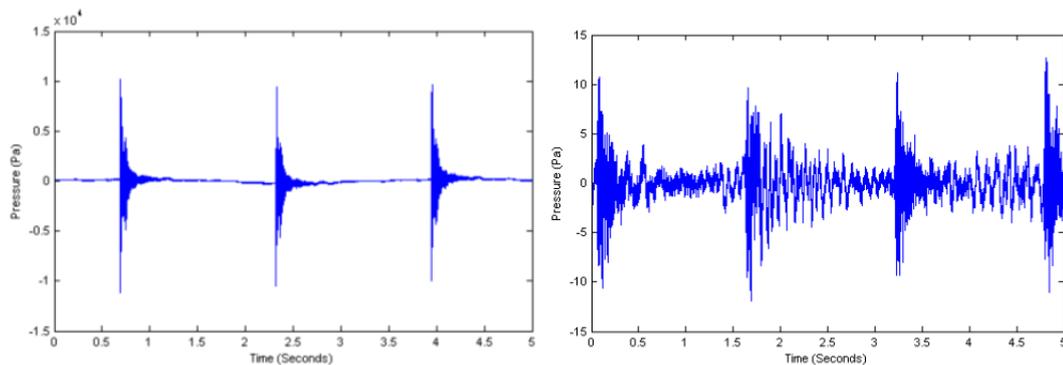
Características del ruido de pilotaje

La magnitud de los niveles de ruido generados es generalmente expresada en niveles de pico (en Pascales o dB re 1 μ Pa) o en SEL. Los niveles de pico vendrán dados por la siguiente expresión:

$$L_{peak} = 20 \log_{10} \frac{p_{peak}}{p_0}$$

donde p_{peak} será la máxima, positiva o negativa, presión de sonido observada y p_0 la presión de referencia de 1 μ Pa

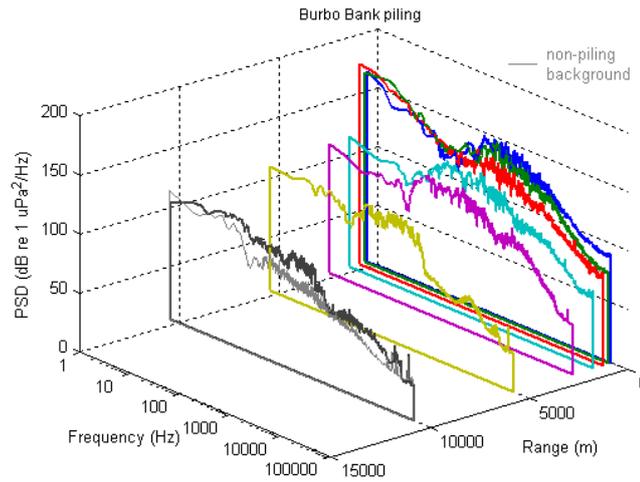
La forma característica de la señal producida por contacto del martillo con el monopilote es:



Presiones de pico durante la construcción de Burbo Bank (Nedwell et al, 2007)

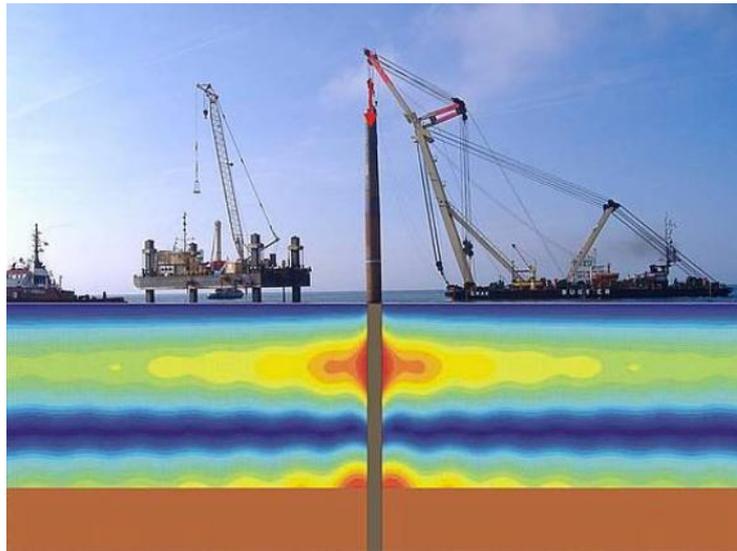
Las figuras de arriba corresponden a mediciones de presión de pico durante el proceso de hincado en la construcción del parque de Burbo Bank a 100 m y a 10 km de la fuente (izquierda y derecha respectivamente) (Nedwell et al, 2007)

Para el mismo parque durante el mismo proceso de medición se registraron los siguientes valores de densidad espectral de potencia de sonido del *piling*, que como se observa, son prácticamente enmascarados por el ruido de fondo (en la gráfica la línea de color gris).



*Densidad espectral de potencia sonora durante la construcción de Burbo
(Nedwell et al, 2007)*

Las ondas acústicas pueden llegar a propagarse hasta puntos lejanos en el medio subacuático, pero las zonas más afectadas serán las adyacentes al pilote.

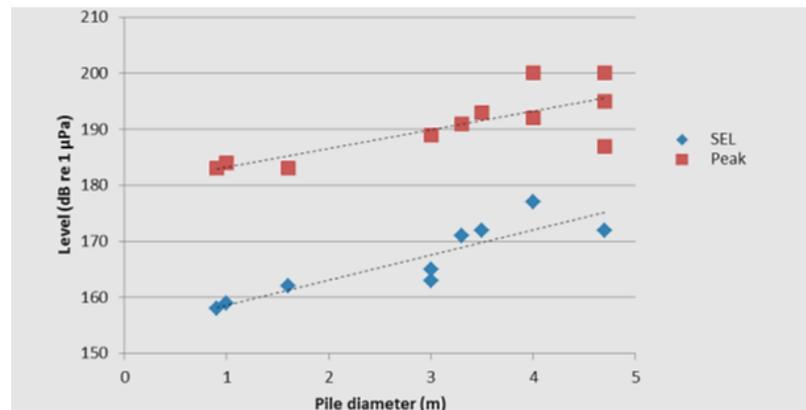


Propagación del ruido en el proceso de pilotaje de un monopilote

Aunque la duración de los golpes es corta, puede repetirse cada 1-3 sg durante 6 h al día y prolongarse hasta seis meses (Parvin y Nedwell, 2003), lo que se traduce en hasta 2000 o 3000 golpes por turbina. Los efectos producidos por estos golpes dependerán principalmente de la topografía del fondo/terreno, diámetro de los pilotes, sonido ambiente y especies marinas de la zona a tener en cuenta

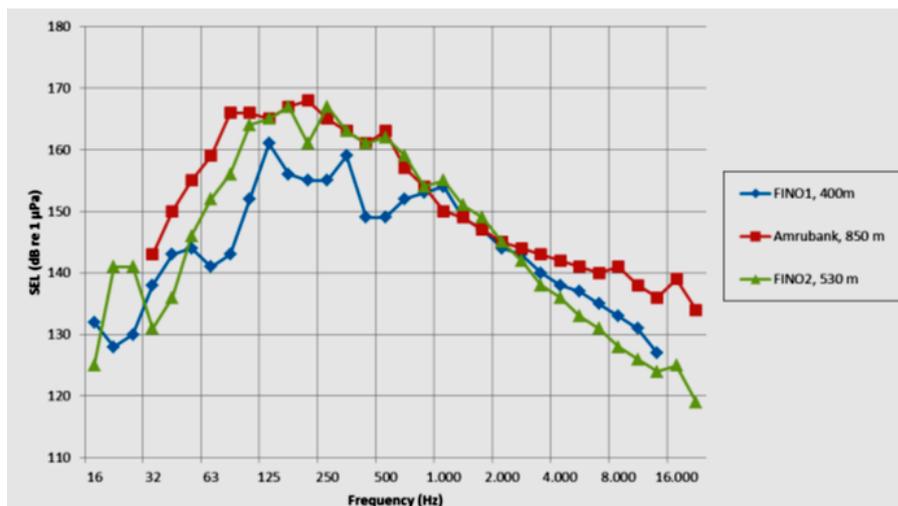
Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

(Wilhelmsson et al, 2010). Por ejemplo, si la estructura soporte no es del tipo monopilote, sino del tipo trípode o *jacket*, entonces el ruido generado en su instalación es claramente inferior debido al menor diámetro de estos últimos, generalmente entre valores de 1 y 2 m (Ranz C., 2008). Por su parte, el número de golpes necesarios para introducir el pilote dependerá tanto de la energía utilizada por el martillo como del tipo de sustrato, con lo que el ruido también dependerá de estos dos factores.



Presiones de pico y niveles de SEL en función de los diámetros del pilote, medidos a 750 m del lugar de la acción (Matuschek, et al., 2009)

Como hemos citado, el ruido generado es de bajas frecuencias, encontrándose los niveles de mayor energía del proceso de enclavado entre 20 Hz y 1 kHz (Greene y Moore, 1995; citado en Wilhelmsson et al, 2010). Éste presentará, en el margen de 1 kHz a 4 kHz la menor diferencia con el ruido de fondo, y será esta banda la primera en ser enmascarada por el ruido ambiental. En el rango de 4 kHz a 20 kHz, la diferencia de nivel con el ruido de fondo puede alcanzar hasta 60 dB en algunas zonas.



Espectro de niveles de exposición de sonido medidos durante una operación de pilotaje (Nehls, 2007)

La señal se atenuará con la distancia a la fuente que, de forma general y según las características de la propagación del sonido en el agua, sufrirá reducciones de 6 dB/dd (dB por distancia doblada) en aguas profundas y 3 dB/dd en aguas superficiales lo que corresponde con valores de “N” de 20 y 10 respectivamente. Recordemos la fórmula que define la pérdida de transmisión:

$$TL = N \log_{10} r + \alpha r$$

Estos valores, sin embargo, son valores teóricos y pueden variar en un rango limitado respecto a multitud de factores entre los que destacan las características batimétricas y geológicas, especialmente para el coeficiente de absorción. Por ejemplo, en el estudio realizado por Nedwell et al. (2007) se obtuvieron estimaciones para el ruido de inmisión a 500 m en base a las fórmulas que definían la pérdida de transmisión y que ellos mismos realizaron según las mediciones realizadas en la práctica para cada caso en concreto:

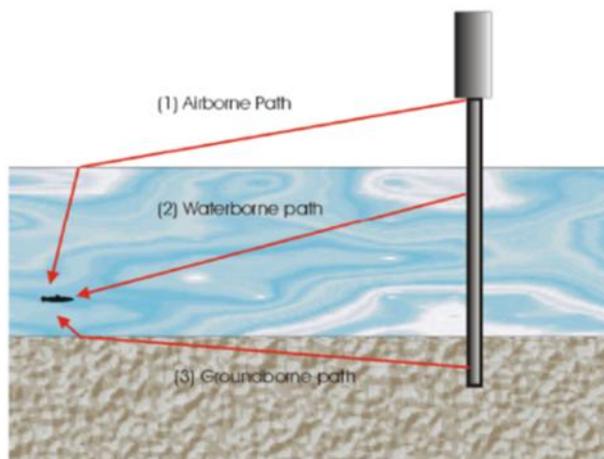
Data source	Pile diameter (m)	Source Level (dB re 1 Pa @ 1 m)	N	dB/m	Sound level at 500 m (dB re 1 Pa @ 500 m)	Depth along transect(m)
North Hoyle	4.0	249	17	0.0011	203	10 - 15
Scroby Sands	4.2	257	20	0.0030	202	3 - 30
Kentish Flats	4.3	243	20	0.0020	188	5 - 8
Barrow	4.7	252	18	0.0003	203	10 - 20
Burbo Bank	4.7	249	21	0.0047	192	7 - 24

Table 4.5. Summary of the results of the analysis of unweighted peak-to-peak data for the pile driving operations at the windfarms. Data are also presented of the estimated noise at a range of 500 m based on the measured data from each construction.

Sumario de resultados de mediciones (Nedwell et al, 2007)

- **Vías de propagación**

Tal como se expresa en la figura, las vías de propagación serán:



Vías de propagación en el proceso de pilotaje (Nedwell et al, 2004)

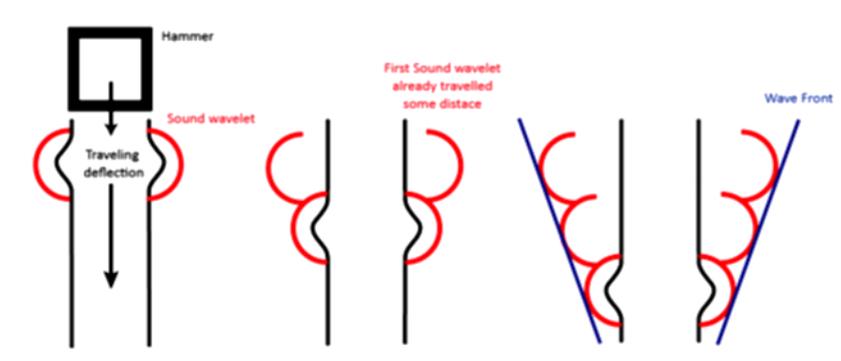
- **Medio de propagación aéreo (Airborne Path)**

El ruido aéreo es creado por el impacto y las radiaciones de las ondas estructurales propagándose a través de aire, y finalmente transmitiéndose dentro del agua. Mientras la propagación tenga lugar en el aire una transferencia de ruido al agua será ineficiente por tres razones. La primera es que hay una gran diferencia de densidades entre el aire y el acero y, por lo tanto la transferencia de energía entre el pilote y el aire es ineficiente. En tercer lugar gran parte de la energía del sonido es en cualquier caso es reflejada desde la interfase aire/agua. Por estas razones no es probable que el

medio de transmisión aérea del sonido sea un contribuidor de peso en el ruido subacuático

- **Medio de transmisión acuático (*Waterborne Path*)**

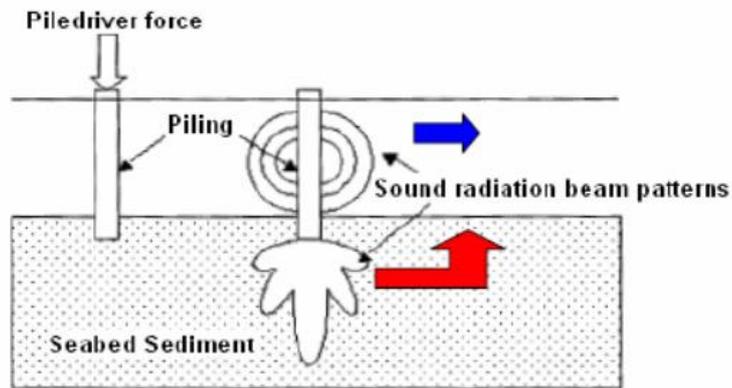
Las ondas llegan al medio acuático viajando hacia abajo a través del pilote. Al ser el agua de densidad similar a la del acero y además, debido a la alta velocidad que el sonido alcanza en ella (1500 m/seg en relación con los 340 m/seg en el aire), las ondas transversales que se transmiten por la pared de la sección sumergida del pilote se acoplan al agua y se transmiten por ella. Entonces estas ondas se irradian proporcionando normalmente la mayor contribución al ruido marino



Propagación de las ondas a través del pilote (Saleem, 2011)

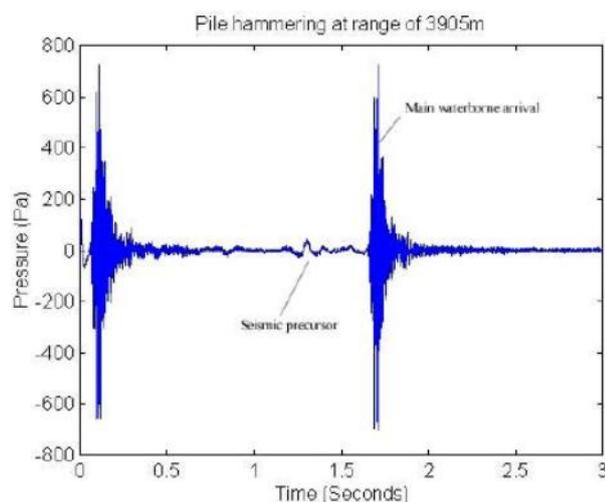
- **Medio de transmisión terrestre debido al fondo (*Groundborne Path*)**

El pulso que se propaga por el pilote se acopla al fondo y se propaga según el diagrama correspondiente. La figura muestra el esquema del proceso más general de clavado de la base sustentadora de un aerogenerador en aguas muy poco profundas. En rojo el sonido que vuelve al mar desde el fondo. En azul la radiación directa. Parte de la señal que penetra en el fondo (señal roja), puede resurgir al agua interfiriendo, a veces, con la señal directa (azul) y contribuyendo al ruido subacuático. Este efecto cobra importancia en aguas poco profundas.



Transmisión del ruido debido al fondo

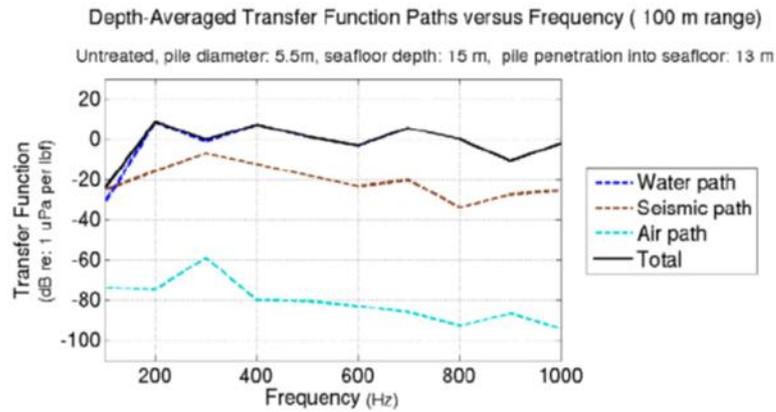
Como la velocidad del sonido normalmente es mayor en sedimentos consolidados que en el agua, estas ondas que resurgen del fondo serán en general ondas precursoras de la onda debido al pilotaje transmitidas por el agua (Nedwell, 2003). El alcance de esta contribución dependerá del tipo y propiedades del sedimento (Potty R. et al, 2011). Esto se puede observar en la siguiente figura que representa el hincado de un pilote de 4.3 m de diámetro medido a una distancia de 3.9 km de la fuente. Se observa un aumento de la presión de pico poco antes de que se genere la señal de pico máximo. Ésta será la señal precursora debido a la transmisión debida al fondo.



Señal precursora debido al efecto del fondo Parvin y Nedwell, 2003

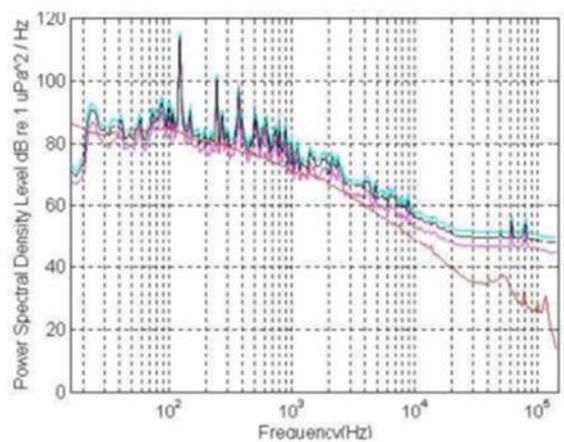
Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

La gráfica siguiente muestra la contribución de cada medio a la generación de ruido:



Valores promedio de la influencia de los medios sobre cada frecuencia

En lo visto no se ha analizado el caso que se presenta cuando el fondo marino no permite el clavado directo del pilote, por ejemplo, cuando el fondo es rocoso; entonces se requiere acudir a dispositivos de perforación (drilling) capaces de generar un orificio donde ubicar el pilote. Dado el diámetro de los pilotes no es una tarea fácil y es además una tarea muy ruidosa capaz de impactar fuertemente en el entorno (Nedwell J. et al, 2004).



*(Densidad de potencia espectral generada en un proceso de perforación del fondo marino
(Ranz, 2008)*

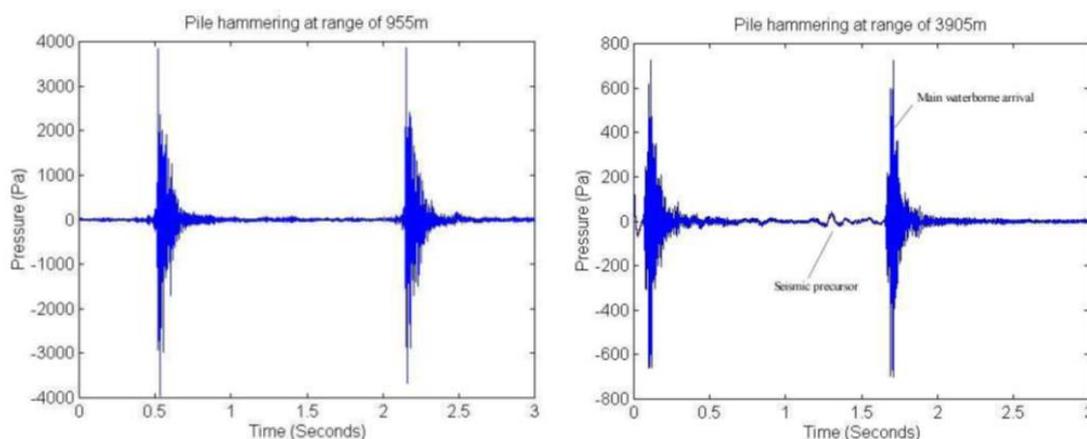
Ejemplo de proceso:

El parque de North Hoyle se compone de treinta turbinas de tipo monopilote de 2 MW, instalados en una profundidad de 12 m. El rotor, de 80 m de diámetro se sitúa a 67 m sobre el nivel del mar.

El sustrato del lecho marino en el North Hoyle se compone principalmente de roca dura y sedimentos, por lo que el programa requiere un enfoque de tres etapas para la instalación de estructuras de soporte de la turbina. En la fase inicial el pilote es hincado mediante un martillo neumático hasta que alcanza una profundidad media. La siguiente fase consiste en un perforado durante 20 horas que permite un perforado interior que elimina la oclusión y poder seguir llevando a cabo el hincado hasta alcanzar la profundidad deseada.

El período de hincado de 30 pilotes ocupó un período de alrededor de cinco meses dentro del programa. Los pilotes tenían un diámetro de 4m con paredes delgadas de 35 mm y un peso aproximado de 270 toneladas con 50 m de largo. Fueron hincados usando un martillo Menck MHU500T. La energía de impacto promedio utilizado para hincar los pilotes fue de 450 kNm y el número medio de golpes por minuto 35.

Las siguientes figuras muestran el historial de mediciones de ruido de pilotaje a una distancia de la fuente de 955m y 3905 m y a una profundidad de 5 m. La escala vertical representa la presión en Pascales y la horizontal el tiempo en segundos.



Niveles de presión en proceso de hincado del parque North Hoyle (Nedwell, 2003)

En ambos casos se puede apreciar que, aunque el pico de presión disminuye a medida que aumenta la distancia, la presión del impulso del golpe del pilote es muy superior a los niveles de ruido de fondo. Se registran niveles de pico de 184 dB re 1 μ Pa y 198 dB re 1 μ Pa respectivamente.

El ruido de pilotaje está caracterizado por un primer impulso que se transmite por el agua con un rápido aumento de éste hasta el nivel máximo, seguido de un *ringdown* periodo de aproximadamente medio segundo.

Respecto a la frecuencia registrada podemos decir que la mayoría de la energía estuvo entre 40 Hz y 1 kHz y que el contenido espectral de la señal no cambiaba significativamente con la distancia. También se encontraron algunas características tonales, a 200, 250, 600, 800 y 1600 Hz, que son comunes a cada una de las mediciones (Nedwell et al, 2007).

También se realizaron mediciones que demostraron que los niveles de ruido de martilleo eran relativamente constantes y que el nivel de ruido cae uniformemente con radio de acción en todas las direcciones, es decir, no hay direcciones preferenciales para la propagación del ruido. Se ratifica lo explicado en el capítulo de propagación del ruido submarino.

7.3.3 Elaboración de la infraestructura de conexión

Se ha señalado que la tercera fuente de ruido en la etapa de instalación es la originada en la elaboración de la infraestructura de conexión, durante la instalación de los cables que transportarán la energía generada.



Instalación del cable submarino (www.npower-renewables.com)



Barco especial para la instalación de cable submarino (www.ihcmerwede.com)

A la hora de diseñar la infraestructura de evacuación de electricidad existen al menos tres opciones diferentes para la instalación del cableado eléctrico submarino:

- apertura de zanjas para colocar los cables y posterior cubrimiento de éstas
- protección del cable mediante escolleras
- apoyo sobre el fondo; se mantiene fijo respecto a este último mediante muertos

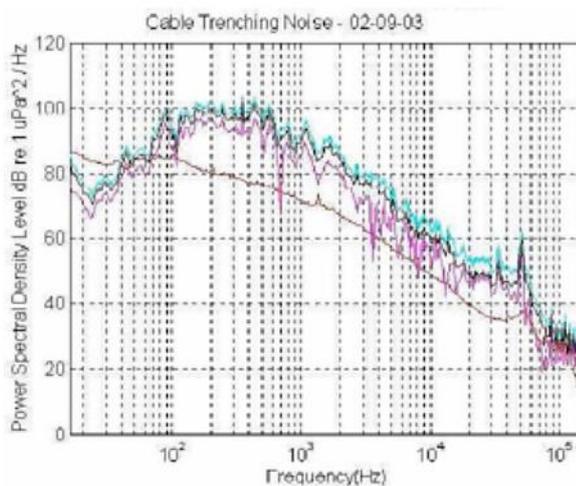
La apertura de zanjas, conlleva una contaminación acústica muy superior respecto a las otras dos opciones, que se agrava con los mayores tiempos de instalación por ser un proceso lento y costoso debido a las grandes distancias que deben ser cubiertas y a las diferentes cualidades que pueden llegar a reunir los fondos marinos. Las trincheras sobre las que irán los cables de conducción eléctrica se realizarán en tres fases:



Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

Una primera fase implica un levantamiento geofísico de los primeros metros del fondo, donde se identifican las zonas más fáciles de excavar. En esta tarea se emplean sonares especiales de exploración somera que no implica poner en juego altas energías ya que la penetración es poca; estos dispositivos pueden perturbar a la fauna preexistente en la zona pero la experiencia dice que su efecto será muy limitado (Ranz C., 2008).

La segunda fase es el dragado del fondo. La figura siguiente presenta la densidad espectral de potencia del ruido generado en el dragado de las trincheras en un parque eólico offshore, comparado con el ruido de fondo en la zona. Se observa que en la banda que discurre entre los 100 Hz y los 70 kHz el ruido de fondo está por bajo del ruido de dragado, alcanzando diferencias superiores a los 20 dB en la zona de 500 Hz. El ruido del dragado de trincheras es mezcla de ruido de banda ancha con características tonales asociados a la maquinaria y ruidos transitorios asociados al proceso de ruptura del material del fondo marino (de mayor nivel cuanto mas consolidado esté, e.g. roca). De esto último podemos deducir que dicho ruido tendrá características muy variables según sean las capas sedimentarias afectadas.



Densidad espectral de potencia medida en un proceso de dragado de trincheras en el fondo marino comparado con el ruido ambiental en la misma zona (color marrón) (Ranz C., 2008)

Los ruidos por apertura de zanjas para tendido de cables pueden generar niveles de hasta 178 dB re $1\mu\text{Pa}$ en los 100m que rodean a la fuente que produce dicho ruido y puede dañar el aparato acústico de los organismos (Wilhelmsson et al, 2010).

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

El criterio para la elección de la forma de instalación del cableado será, primeramente en base al riesgo que corra la instalación debido a la posibilidad de que pueda ser dañada (e.g. por actividades como la pesca de arrastre) y en segundo caso, respecto a la dureza del terreno. La combinación de estos dos factores será la que nos de la configuración óptima viable pero no siempre la menos contaminante, por lo que habrá que hacer un esfuerzo por compatibilizar las opciones con el mínimo impacto acústico.



*Instalación de 24.5 km de cable submarino para el Parque de Anholt en Dinamarca
(www.nktcables.com)*

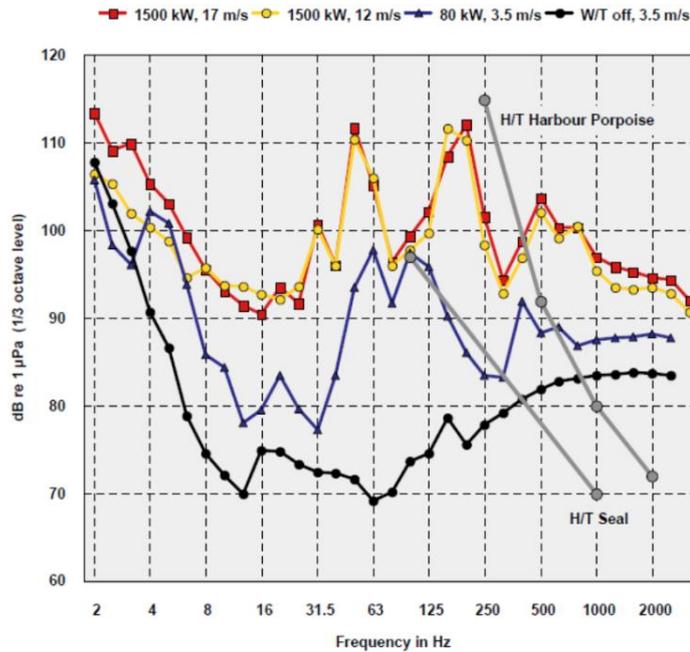
7.4 FASE DE FUNCIONAMIENTO

Como ya mencionamos, a pesar de las bajas intensidades y bajas frecuencias la contaminación acústica de este período de la vida útil del parque puede contribuir significativamente al nivel de ruido local, introduciendo del orden de 80 – 110 dB (Creus A., 2008). Esto puede suponer un gran problema puesto que es una fuente de irradiación continua durante un largo período de tiempo. Su monitorización es necesaria para un adecuado nivel de seguimiento, lo cual se realiza mediante la “vigilancia ambiental”.

A parte de otros factores que veremos, el grado de ruido en esta fase depende fuertemente de la intensidad del viento pues se incrementará con el aumento de la velocidad de rotación de la turbina tanto para el ruido subacuático como para el aéreo. No obstante deberá tener en cuenta que también aumentará el ruido de fondo.

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

En la figura podemos ver un ejemplo de ruido subacuático para dos tipos de turbinas, cada una funcionando a dos regímenes diferentes de viento. Las medidas fueron hechas a 110 m de distancia y velocidad del viento se tomo a la altura del eje rotor mediante el anemómetro del *nacell*. Están expresadas en niveles de tercio de octava



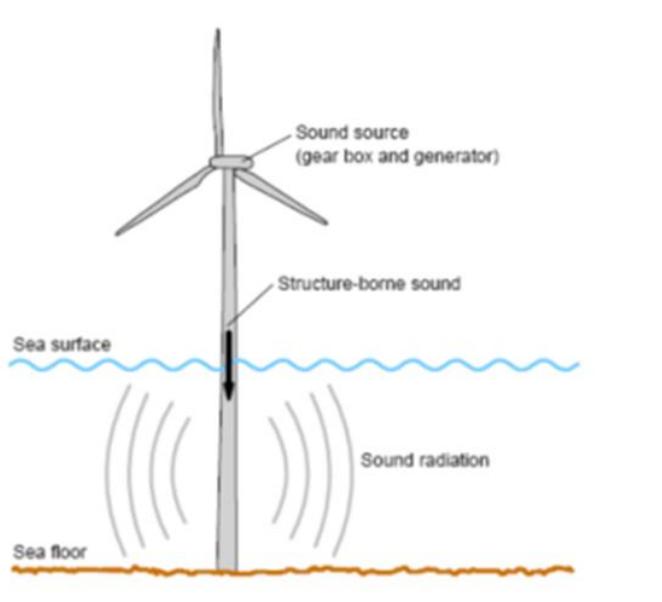
Ruido subacuático durante la fase de funcionamiento para dos turbinas a dos intensidades de viento diferentes (Köller J. et al)

Durante el funcionamiento del parque, el viento genera el movimiento de las aspas del aerogenerador que, conectado al rotor hace que se pongan en funcionamiento los mecanismos internos que posibilitan la producción de la energía eléctrica a partir de energía mecánica. Esta frase, que explica de forma muy simple el funcionamiento de los aerogeneradores, saca a la luz la fuente de los ruidos provocados durante esta fase:

- movimiento de las palas a través del aire → ruido aerodinámico
- ruido de los elementos mecánicos presentes en la góndola o *nacelle* → ruido mecánico

Ruido mecánico

El ruido mecánico proviene principalmente de los componentes mecánicos en movimiento. Éste es generado por desequilibrios que generan continuos impactos mecánicos, rotación del eje y fenómenos de fricción. También y en menor medida por el funcionamiento de otros componentes/equipos como son el generador, bombas de aceite, motores, etc. Las vibraciones producidas por el movimiento citado de los componentes mecánicos son transmitidas a través de las superficies al aire, pudiendo ser oídas también y considerándose parte del ruido transmitido por el medio aéreo y al medio marino:



Transmisión del ruido mecánico al medio marino (Betke K., 2006)

Dentro de sus características acústicas destaca su contenido en bajas frecuencias (predomina en el rango de 50 Hz a 500 Hz) y que puede clasificarse como un ruido tonal. Si un ruido contiene frecuencias tonales significa que, mediante un análisis espectral de la señal en 1/3 (un tercio) de octava, al menos uno de los tonos será mayor en 5 dBA que los adyacentes, o claramente audible. Las máquinas con partes rotativas, tales como motores, cajas de cambios, ventiladores y bombas son claros ejemplos de ello.

El nivel de ruido mecánico, por su naturaleza se asocia a pérdidas de eficiencia. Por tanto, es predecible que irá disminuyendo conforme el sector se desarrolle y se mejoren las características técnicas de las máquinas. La *offshore* tiene una ventaja y

es que, en este aspecto, “hereda” gran parte de la evolución de los aerogeneradores onshore que se lleva desarrollando desde hace años: cajas de engranaje especiales con ruedas dentadas diseñadas para flexionar ligeramente, materiales absorbentes de sonido para recubrir la góndola ...

Con este concepto en la cabeza es de esperar que sea obligatorio un correcto mantenimiento de los aerogeneradores, pues en caso contrario los niveles de ruido podrían aumentar.

En la región subacuática, para frecuencias por encima de los 100 Hz el nivel del sonido generado normalmente está por debajo del ruido ambiente. Para frecuencias inferiores a 100 Hz, el ruido mecánico puede incrementarse (e.g., para velocidades de viento de 8 m/s y distancias de 500 m, el ruido captado se sitúa entre los 75 y 95 dB (Ranz, 2008). Por encima de lo 500 Hz y por bajo de los 10 kHz, los niveles radiados decaen a un ritmo de unos 10 dB/octava en aguas poco profundas. Estos datos corresponden a un análisis de “monopilote”. Cuando la base difiere del tipo monopilote, por ejemplo pasa a ser del tipo trípode, los datos de ruido radiado cambian al igual que cambian cuando la potencia de la turbina varía, o incluso cuando varía el régimen de viento (velocidad y dirección) (Ranz C., 2008).

Por ejemplo, las mediciones realizadas en el parque Horns Rev en Noviembre de 2005 mostraron que la mayor parte de los niveles de presión de sonido estaban concentrados en dos líneas espectrales. La frecuencia de estas líneas depende de la velocidad de rotación (i.e. de la velocidad del viento); a velocidad nominal son, aproximadamente de frecuencias de 150 Hz y 300 Hz. El máximo nivel a 100 m de la turbina fue de 122 dB re 1 μ Pa a 150 Hz y 111 dB a 300 Hz. No se encontraron emisiones de ruido por encima de los 800 Hz (Betke K., 2006).

Ruido aerodinámico

El ruido aerodinámico se genera al pasar el viento entre las palas en movimiento, por lo que intervienen la forma de las palas y el ángulo de pitch²⁰ de las mismas. Presenta mayor incidencia en el margen entre 1 y 2 kHz, e incluso puede expandirse a una banda mayor (600 Hz – 8 kHz) (Ranz, 2008).

²⁰ Ángulo de paso

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

Para mejorar los niveles sonoros de los aerogeneradores hay que evitar aberturas en la góndola, recubrir la misma con materiales que absorban el ruido, e instalar amortiguadores de vibraciones y elementos mecánicos que emitan poco ruido. También es posible bajar el ruido aerodinámico con un diseño óptimo de las palas reduciendo la velocidad de rotación del rotor. En este punto también existe una ventaja de los parques *offshore* respecto a los *onshore*. En tierra, por la posible afección a los habitantes o posible proximidad a poblados, la mayoría de los fabricantes coincide en un límite de la velocidad de punta de pala a 65 m/s para el límite de emisión de ruidos. Sin embargo, aunque el sonido de fondo es, en situaciones, de poca mar e inferior al que existe en los emplazamientos terrestres, por lo que podría pensarse que las restricciones podrían ser más críticas, el hecho de que su instalación este a kilómetros de la costa y lejos de entornos habitados hace que las emisiones de ruido puedan ser mayores (Talayero A. y Telmo E., 2008). Conclusión las velocidades de punta de pala no están restringidas y permiten un mayor margen aumentando la curva de producción.

Influencia de ambos ruidos en el medio

La propagación de ambos tipos de ruido presenta la siguiente forma:

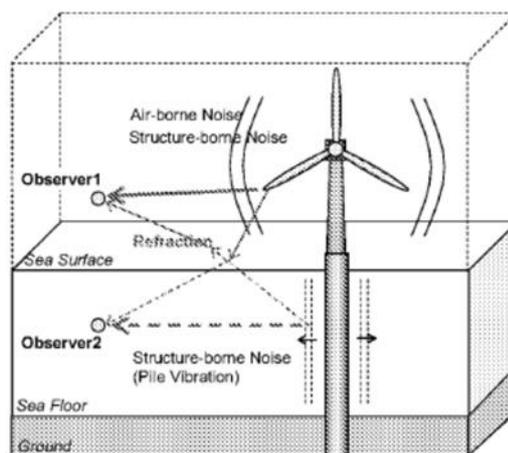


Fig. 1 Noise radiation characteristics in offshore wind turbine

Propagación del ruido aéreo y ruido aerodinámico (Yonghwam P., et al, 2010)

Las ondas de ruido aerodinámico se propagan por el aire de tal forma que parte de ellas llegan a la superficie del mar. Acústicamente, éste actúa como una superficie dura y reflejará gran parte de la señal que recibe. La otra parte se refractará e introducirá en la agua.

Por otro lado podemos decir que el ruido mecánico generado en el *nacell* y que se transmite en forma de vibraciones a través del pilote hasta la región submarina de éste (como vimos en la figura de arriba), es el responsable del ruido transmitido al agua y creado por las radiaciones de la superficie de las paredes del pilote, como resultado de su vibración (Nedwell, 2003). Como tanto la superficie del mar como el fondo se consideran medios reflectantes, estas ondas quedarán “atrapadas” y se propagaran cientos de kilómetros.

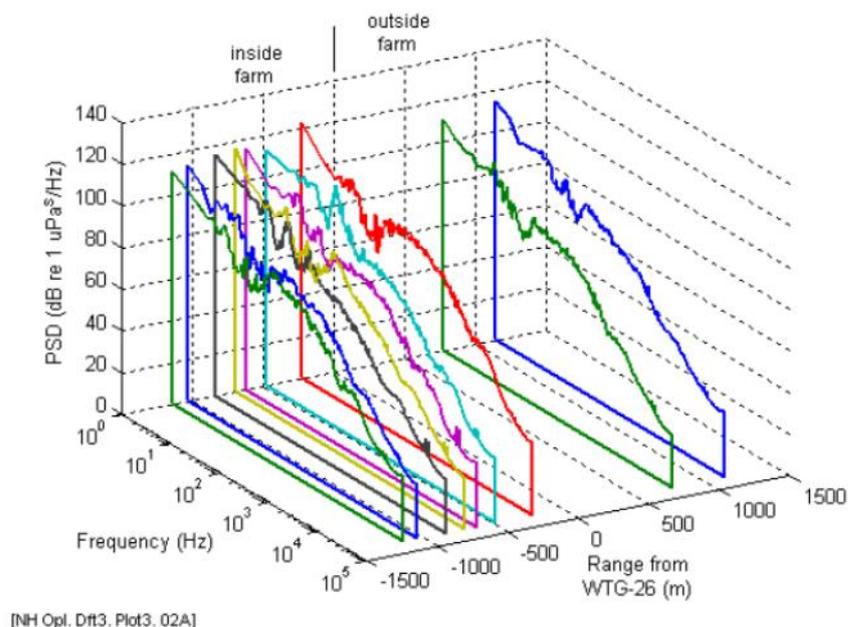
Por tanto, podemos decir que el ruido transmitido por el medio aéreo será predominante en el medio aéreo y el ruido transmitido por el medio subacuático será predominante en dicho medio (Yonghwam P., et al, 2010). Se justifica así que durante la fase de producción cuando se hable de ruido aéreo será el generado por el giro de las aspas y cuando se hable de ruido submarino será el generado por la vibración de la estructura.

Ejemplo de resultados de medición en el parque North Hoyle

Las mediciones de ruido operacional de North Hoyle fueron tomadas el 3 de Marzo de 2005 entre las 09:00 y las 16:00 horas. El viento fue de Fuerza 2 a Fuerza 1 durante el día. El estado del mar inicialmente era de ola corta que disminuyó a un estado de ola suave para el mayor tiempo de las grabaciones.

Las mediciones fueron tomadas en intervalos de unos pocos cientos de metros a lo largo del rumbo de deriva del barco de mediciones. El historial obtenido se analizó en espectros, e indicaron las componentes de frecuencia de la señal.

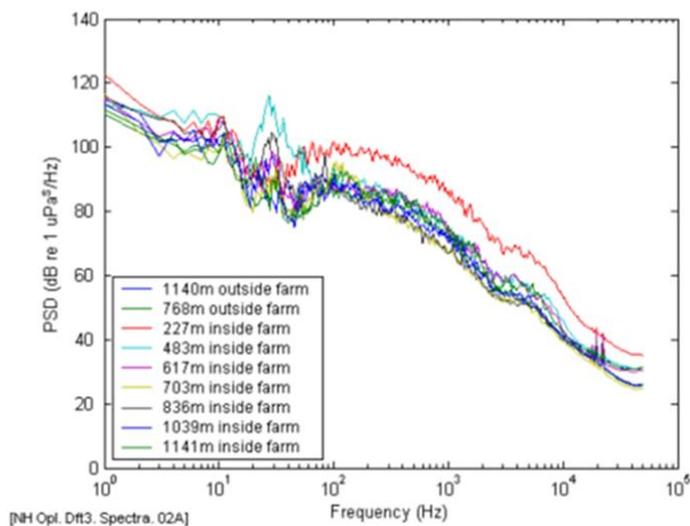
Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore



Resultado de mediciones durante la fase de funcionamiento del parque North Hoyle (Nedwell, 2007)

La figura muestra que los niveles densidad de potencia espectral, correspondientes a los datos recogidos dentro del parque tanto como fuera de él son parecidos, por lo que no se observa hay una contribución obvia a los niveles de ruido ambiente a dichas distancias (Nedwell, 2007).

La figura siguiente ilustra el espectro obtenido a lo largo de otra medición en una escala de frecuencia de 1 Hz a 100 kHz respecto a la energía espectral de sonido.



Resultado de mediciones durante la fase de funcionamiento del parque North Hoyle (Nedwell, 2007)

Se puede ver que en general los niveles espectrales son similares, sin un gran aumento en el nivel de las mediciones cuando se entra en el área del parque, lo cual indicaría la presencia de un ruido dominante.

Las mediciones espectrales abarcan tres regiones. Entre 1 Hz y 20 Hz el nivel es más o menos constante y es probablemente dominado por los ruidos creados por las olas. Entre 20 Hz y 80 Hz hay un pequeño pico ancho o “franja” en el espectro. Es posiblemente el que corresponde al ruido de transporte local aunque es posible que haya una pequeña contribución del ruido de rotación de las aspas del parque. En las altas frecuencias, desde 100 Hz en adelante, hay una ancha franja sin rasgos distintivos, que deben corresponder al ruido generado por el viento.

En uno de los casos, para las mediciones a 227 metros dentro del parque, hay un aumento en el ruido de banda ancha de alta frecuencia de 30 Hz a las más altas frecuencias medidas; es probable que esto es resultado de un breve incremento local de la velocidad del viento y por lo tanto del ruido generado. En el caso de la medida tomada de 483 metros hacia el interior del parque eólico, también hay un aumento en el nivel espectral, pero en este caso en la franja de 20 Hz a 80 Hz. Aunque es posible que esto se deba a la operación del parque eólico, no hubo medición equivalente tomada en otras partes de la matriz del parque eólico. Por tanto, es más probable que esto se deba a ruido externo al parque eólico, tal vez por el movimiento de transporte distante durante la grabación.

Finalmente todo Parque Eólico Offshore cuenta, para su servicio y mantenimiento, con una o varias embarcaciones auxiliares. No habrá que despreciar su efecto.

7.5 FASE DESMANTELAMIENTO

Utilizar explosivos en suelos rocosos o de gran dureza es poco frecuente en la fase de instalación, pero sí es un método que puede llegar a ser muy eficiente para la desinstalación. El efecto de las explosiones sobre la fauna marina es conocido (e.g. pesca ilegal con explosivos) y hay numerosas bibliografías que lo recogen. Podemos decir que la forma de onda típica de una explosión presenta un pico cuyo valor puede superar en varios órdenes de magnitud al obtenido en los procesos de enclavado, así como tiempos de subida y caída mucho más cortos, seguida de numerosas oscilaciones de presión (positivas y negativas). Hasta hace pocos años se creía que únicamente el valor de la presión de pico era el que dictaba el mayor o menor efecto sobre los seres vivos. Recientemente algunos estudios han demostrado que la densidad de flujo de energía es un parámetro apropiado para estimar el mayor o menor daño sobre la fauna, en el caso de explosiones. Además en medios en los que el efecto puede verse influenciado por la presencia de superficies límites, como son la superficie del mar y el fondo, el SEL es mejor parámetro indicativo que la densidad de flujo. De este modo el valor frontera para la densidad de flujo de energía situado en 300 Julios por metro cuadrado, y que puede ocasionar un 50 % de mortalidad, en entornos sin superficies límite reflectoras, se pasa a un valor del SEL de aproximadamente de 207 dB (ref $1\mu\text{Pa}^2$), para entornos con frontera. (G. L. Hempen and T. M. Keevin , 1995; citado en Ranz C., 2008).

En esta fase por tanto, se evitará la utilización de explosivos si se eligió una cimentación cuya retirada implica la extracción de la subestructura “de una sola pieza”.

Capítulo 8: INVENTARIO AMBIENTAL

8.1 EL RUIDO Y LA FAUNA MARINA

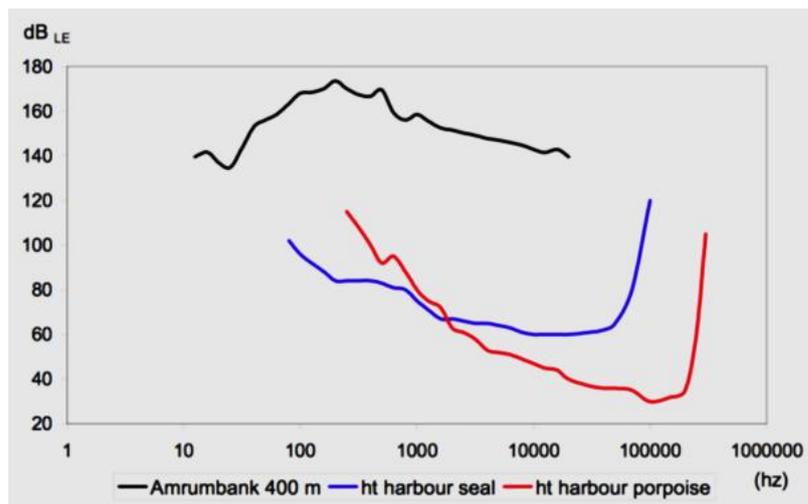


Delfín después de un incidente con un sonar en Haro Strait (Saleem, 2011)

Existe una percepción general acerca de que el sonido no es capaz de acabar con la vida de ningún animal. Esto es sin embargo una falsa percepción. Hay muchos casos de muerte de animales marinos provocada por sonidos, especialmente por sónares, actualmente usados por multitud de tipos de barcos por todo el mundo. Un ejemplo de esto es un suceso ocurrido en las costas de Carolina del Norte a principios de Enero de 2005, cuando después del uso de un potente sónar por parte de la Marina de los Estados Unidos, 37 ballenas de 3 especies diferentes murieron y fueron encontradas varadas en la orilla.

También existen casos en los que el sonido no es la causa directa de la muerte, pero la provoca. Por ejemplo, se cree que los animales a veces, al intentar huir de fuentes de ruido de un alto nivel suben rápidamente a la superficie sin tiempo para adaptarse a los cambios de presión y por tanto sufriendo graves daños, incluso la muerte.

La fase de hincado de pilotes en la construcción vuelve a ser la protagonista. Será la que mayor afección cause sobre la vida marina y supone el mayor problema que puede causar el ruido en toda la vida de un parque offshore. Debe tenerse en cuenta que los niveles de ruido subacuático alcanzados en la fase de construcción de parques eólicos son bastante elevados en comparación con la intensidad de los sonidos de comunicación de algunos animales comunes, como focas y marsopas. :



Comparación entre el umbral de audición de focas y marsopas con el ruido generado (SEL) por un pilotaje (3.5m) medido a 400 m en el parque Amrrumbank (Saleem 2011)

Estudiar la ecología y comportamiento de las especies marinas en su ambiente natural no es una tarea sencilla debido fundamentalmente a la dificultad de acceso al medio que habitan: el mar. Además, para el caso de los mamíferos marinos resulta complicado porque son difíciles de observar ya que pasan la mayor parte del tiempo sumergidos (e.g. alrededor del 95% para el caso de los cetáceos) y muchos de ellos habitan regiones remotas y de difícil acceso.

Es por esto que ha de ser un tema estudiado y analizado durante los estudios de impacto ambiental. Sin embargo presenta una serie de dificultades, motivadas por la naturaleza de las especies afectadas. Conocemos cómo percibimos los humanos el ruido, es decir, a qué frecuencias somos más sensibles respecto a qué intensidades. Sin embargo esto es ampliamente desconocido para la fauna marina. Es por esto que se crean medidas “especiales” para intentar determinar cómo les afecta el ruido. Al igual que para los humanos existen los dB ponderados a nuestra percepción, se crea una escala denominada dB_{ht}. “Ht” son las siglas de “*hearing threshold*”, es decir, umbral de audición. Los umbrales de audición de muchas especies son conocidos, aunque no con exactitud y son necesarios para hacer una estimación de los daños provocados en ellos de forma que los efectos se estiman según cuánto se sobrepase el nivel de audición de cada especie. La siguiente tabla nos muestra cómo pueden llegar a ser afectados:

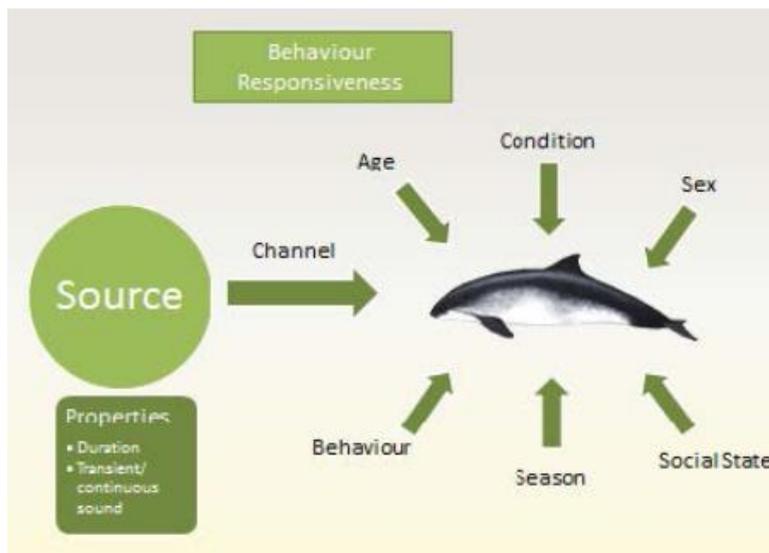
Nivel dB _{ht}	Comentario	Efecto	Efecto equivalente en los humanos
< 0	No es audible para los animales	No existe reacción	Habitación insonorizada
0 – 90	Incremento de la intensidad	Reacciones principalmente cognitivas	e.g. ruido en una oficina (equivalente a 50 – 70 dB _{ht})
90 – 130	Insoportablemente ruidoso	Reacciones instintivas (huída)	Martillo neumático (> 100 dB _{ht})
> 130	ensordecedor	Daño auditivo traumático	Tiroteo al lado del oído

Efectos del ruido (Parvin y Nedwell, 2007)

Sin embargo existe un vacío en cuanto a la posibilidad de obtención de estos datos que nos permitan determinar trastornos de comportamiento significativo en relación con la exposición al sonido. También existe un vacío en cuanto a la información disponible sobre las estimaciones de población (actualmente sólo alcanzan precisiones del +40% e.g. para algunas especies de cetáceos (Whitehead et al. 2000; citado en *Documento Técnico Sobre Impactos Y Mitigación De La Contaminación Acústica Marina*, 2012). Esto dificulta la evaluación de las respuestas de las especies a los sonidos antropogénicos y consecuentemente, la estandarización de los límites acústicos para una correcta convivencia con la fauna marina.

Para conseguir esto, se necesitaría principalmente

- conocer la conducta “normal” de cada especie así como su reacción frente a diferentes fuentes de ruido
- conocimiento de la conducta respecto a factores tales como: experiencia previa, edad, sexo ...
- conocimiento de las conductas durante diferentes etapas de su vida: descanso, apareamiento, alimentación, migración ...



Factores de los que depende el comportamiento de los mamíferos marinos

Otro problema para conseguir una debida valoración es que los efectos no mortales son muy difíciles de estimar y además, la falta de interpretación de muerte por causas acústicas es a menudo difícil de detectar, ya que los indicadores de trauma acústico todavía están excluidos de muchos protocolos estándar de autopsia (e.g. IWC 2004, 2006 b).

Por último debe tenerse en cuenta que hay que asociar los cambios de comportamiento fundamentalmente a la exposición al sonido y no a otros factores ambientales.

Se pone de manifiesto pues la complejidad de la determinación de si una reacción en la conducta constituye un efecto biológicamente significativo o no (en el contexto de perturbación acústica) y la cuantificación de los efectos de la exposición al ruido (Ranz C., 2008). Aunque existen algunos modelos que cubren aspectos parciales, es un campo muy abierto en el que, en la actualidad, no hay resultados concluyentes. Los conocimientos parciales pueden ayudar a disminuir los riesgos para la fauna marina. Por ejemplo, algunos científicos han propuesto ejemplos de cuantificación de comportamientos importantes. Wartzok (2004) proporcionó los siguientes:

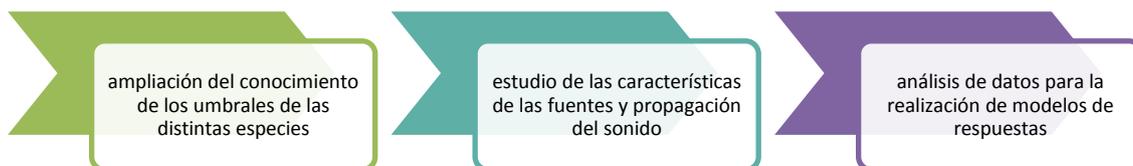
Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

- Migraciones - ni la longitud del camino ni la duración de la migración podría incrementarse hasta entrar en el cuartil superior de su tiempo o distancia normales
- Reproducción - alteración de la conducta masculina no debe reducir la reserva de posibles machos de los cuales una hembra puede elegir por más de un 25%
- Lactancia - una alteración no debe reducir la nutrición de la lactancia a menos del cuartil inferior de lo normal

Otros científicos desarrollaron un “índice de gravedad”, donde la duración de la alteración sería la que se utilizase como variable para estimar los efectos del ruido sobre los modos significativos del comportamiento (e.g. alimentación, reproducción o migración). Por ejemplo, Richardson y Tyack (2004) consideran una alteración biológicamente insignificante si una alteración de comportamiento resultante de la exposición al sonido tiene una duración <24 horas y, para un individuo dado, se produce sólo una vez durante un período prolongado de tiempo, a menos que haya pruebas en contrario específicas.

También se discute constantemente, dentro de la comunidad científica y basándose en los datos disponibles, cuáles son los valores límites de ruido susceptibles de ocasionar daños y cambios de comportamiento. Recientemente Southall propuso un criterio de exposición de sonido para cetáceos y pinnípedos (Wilhelmsson et al, 2010) basado en presiones de picos y valores de SEL, que son expresiones que definen mejor la energía total de las ondas.

El déficit de información acerca de este tema, debido a su complejidad, debe solventarse o reducirse trabajando en las siguientes direcciones:



A pesar de los esfuerzos por acercarse a estimaciones cada vez más exactas no existe aún ninguna presión ni nivel de exposición sonora por encima de la cual la alteración significativa de comportamiento siempre se produce y por debajo del cual nunca ocurre para la mayoría de las exposiciones al sonido (Documento Técnico, 2012), aunque sabemos que el riesgo para todas las especies será mayor cuanto mayor exposición.

8.2 Características de las especies más afectadas

Principalmente se hablará de los mamíferos marinos y de forma más general de la comunidad piscícola y tortugas marinas. Los efectos del ruido en otros tipos de animales marinos son mencionados pero hay un gran desconocimiento (Saleem, 2011) y por ello este estudio no pretende abarcarlo. Además, los efectos en las aves tampoco serán estudiados puesto que el ruido aéreo no se considera peligroso para dicha comunidad.

Para comprender las consecuencias que podrían llegar a tener determinadas frecuencias e intensidades de onda sonora es indispensable describir, de forma somera, la importancia que tiene la acústica en estas especies, particularmente para los mamíferos marinos.

Los mamíferos marinos se pueden englobar en tres grupos: orden sirenia, orden cetácea (ballenas, delfines y marsopas) y orden carnívora (entre los que se encuentran los pinnípedos, i.e. focas, otarios y morsas).



Orden sirenia. Manatí de las Indias Occidentales



Orden cetácea. Ballena jorobada (pinnípedo)



Orden carnívora. Foca leopardo

Los cetáceos han desarrollado un sensible sistema de audición y producción de sonidos que les permite utilizar una gran variedad de señales acústicas para comunicarse principalmente con su especie, pero también con otros animales, acerca de la presencia de amenazas, presas y sobre su localización, identificación y estado reproductivo o territorial. Asimismo, los odontocetos (de la orden cetácea), tales como los delfines, cachalotes o marsopas han desarrollado un sistema de biosonar denominado ecolocación, que les permite detectar, localizar y caracterizar objetos debajo del agua, incluyendo presas y obstáculos, entre otros. El rango de frecuencias de los sonidos producidos por los cetáceos, en general muestra una relación inversa con su tamaño corporal.

Los mysticetos (ballenas), poseen mayores tamaños en general que los odontocetos y emiten sonidos en un rango de frecuencias entre 10-2000Hz, (e.g. el canto de la Ballena Barbada es en forma de infrasonidos entre 15 y 20 Hz).

Los odontocetos, en cambio, producen sonidos en frecuencias medias y altas entre 1-200kHz, que pueden clasificarse en 2 categorías:

- “silbidos” de frecuencias por debajo de los 20kHz
- “clics”, que son pulsos de sonidos de corta duración, entre los cuales se encuentran los clics de alta frecuencia utilizados para ecolocalizar y que pueden alcanzar frecuencias de 150kHz

Estos diferentes sonidos pueden ser registrados durante extensos o breves períodos de tiempo utilizando distintas herramientas de monitoreo acústico pasivo, tales como hidrófonos que proveen información en tiempo real vía cable o radio, o hidrófonos autónomos que almacenan la información en su interior. Debido a que las señales

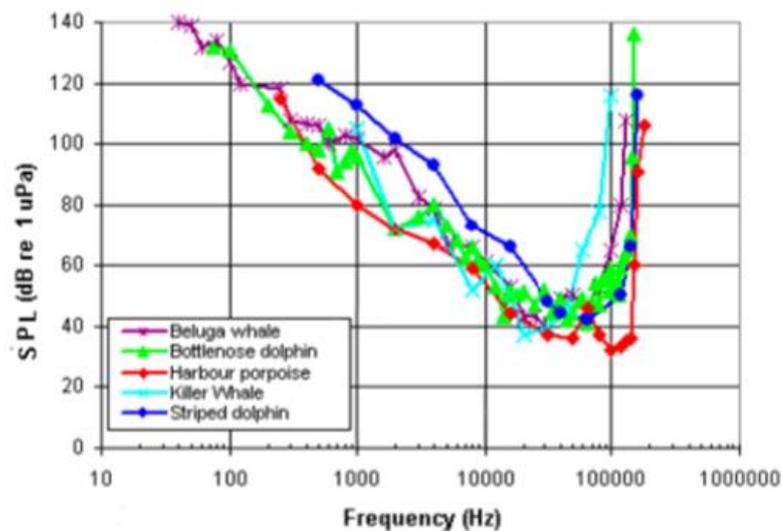
acústicas emitidas por los cetáceos son, en general, únicas en cada especie e incluso se pueden encontrar diferencias entre poblaciones de una misma especie, el uso de estos hidrófonos para grabar sonidos en el mar provee información acerca del comportamiento acústico y la distribución espacial y temporal de distintas especies de cetáceos.

Evaluación del daño

Aunque existan los daños no relacionados con el sistema auditivo, la mayoría de los problemas ocasionados en la fauna marina está estrechamente relacionada con los umbrales de audición de cada especie. Si el umbral de audición de una especie y el ruido de fondo es rebasado por el nivel de un ruido, entonces la audibilidad de éste será dañada.

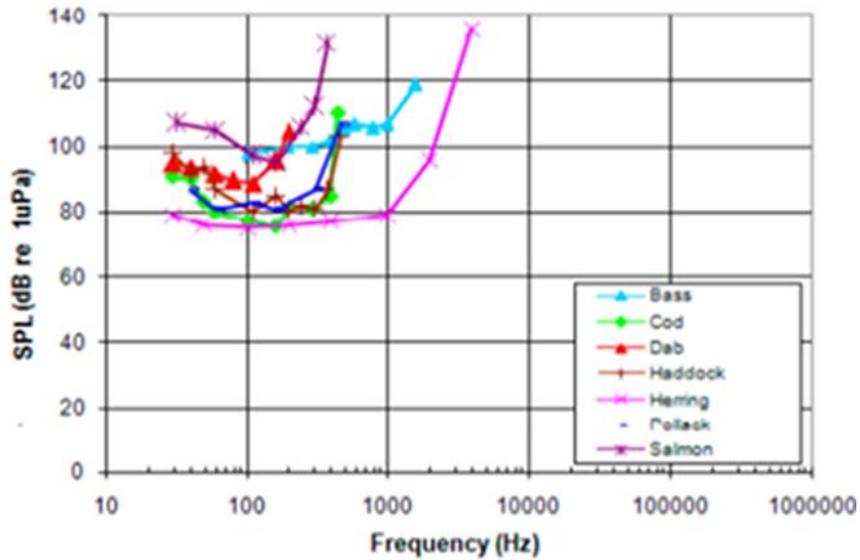
No obstante la obtención de estos umbrales es difícil de obtener y hoy en día, aunque podamos tener una idea aproximada de sus valores, hay grandes diferencias entre distintos estudios. Se pone de manifiesto de nuevo, las dificultades para las valoraciones, debido a la complejidad de la obtención de datos precisos.

Por las posibles consecuencias, será de mayor interés conocer los umbrales de mamíferos y peces. A continuación se muestran ejemplos de audiogramas de ellos. mamíferos marinos y distintos tipos de peces:



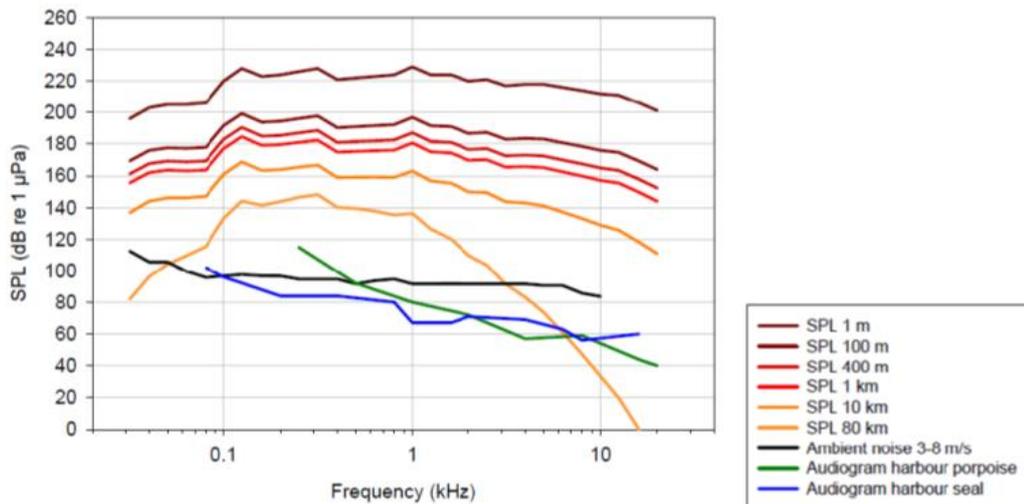
Audiograms of marine mammals (Nedwell, et al., 2007)

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

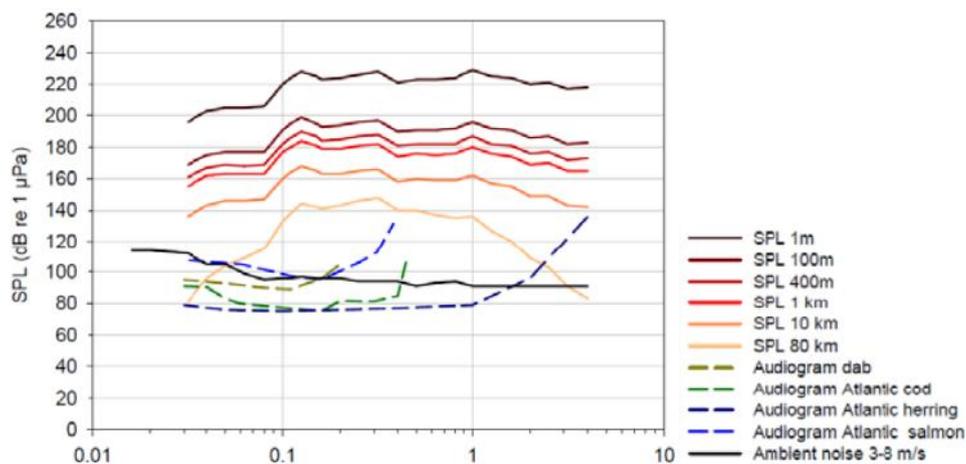


Audiograms of a selected group of fish species (Nedwell, et al., 2007)

Como se observa, los niveles de los valores representados en los audiogramas están expresados en SPL. Desde que los ruidos con los que sean comparados estén expresados en otra unidad, habrá que considerar que se estará haciendo una estimación aproximada. Sin embargo y pese a esta falta de certeza, muchas veces la interpretación de los datos es dada por ellos mismos, por ejemplo en caso de superar los umbrales en grandes magnitudes:



Atenuación del ruido de pilotaje en comparación con el ruido ambiente (viento de 3 – 8 m/s) y los umbrales de audición de focas y marsopas (Thomsen, et al., 2006)



Atenuación del ruido de pilotaje en comparación con el ruido ambiente (viento de 3 – 8 m/s) y los umbrales de audición de algunos peces (Thomsen, et al., 2006)

8.3 Afección debida al parque

Tal como hemos mencionado, la transmisión de ruido por el agua es mucho más eficiente que por el aire, con lo cual el medio de afección marina será sobre el que mayor repercusión exista. Por ello es necesario valorar sus efectos en las etapas de mayor ruido subacuático producido. Recordamos:

- Ruido generado para fijar la turbina al suelo : Aproximadamente lleva algo menos de dos horas cada 1,8 m de pila, unas dos por día → fase de construcción
- Ruido generado por el anclaje y enterramiento de los cables → fase de construcción

El daño producido por determinadas ondas sonoras puede afectar de diferentes formas: daño auditivo, sobre tejidos internos, muerte... También puede influir sobre otros procesos en el comportamiento de los animales: enmascaramiento de la comunicación entre individuos, desorientación para localizar alimentos o frente a los depredadores, falta de reposo, apareamiento o desplazamiento de especies. Incluso puede llegar a tener un amplio rango de efectos no audibles incluyendo lesión cerebral traumática (Wilhelmsson et al, 2010).

Relacionado con la vida en el mar, también pueden tener impactos socioeconómicos, por ejemplo para la industria pesquera en el caso de producirse un abandono o huida

del área. Esto podría implicar tanto drásticas reducciones de capturas como disminución o desaparición de las especies que sostienen la base de la cadena alimenticia y que, por tanto, serán la causa de la riqueza pesquera del lugar. A este respecto debería considerarse un efecto a más largo plazo sobre las poblaciones, ya que se podría provocar un efecto cascada en los sucesivos eslabones tróficos, causando un empobrecimiento general del ecosistema que afectaría a las biomásas de niveles superiores, ocupados por especies de interés pesquero y de fauna protegida.

Según han demostrado recientes experimentos en acuarios el ruido puede llegar a traducirse en una disminución tanto del número como del tamaño de algunas especies claves de la base de la cadena trófica (Wilhelmsson et al, 2010).

Por tanto, este tema debe ser estudiado con profundidad a pesar de las dificultades existentes. Para ello debe tenerse especial cuidado con la extrapolación de los efectos de un mismo estímulo para distintas especies. Es por esto que se establece un “ranking” de las cuestiones que deben ser analizadas:

1. Especies de la zona
2. Sensibilidad de las especies al ruido, en especial sobre el área que puede ser afectada por el ruido de hincado
3. Densidad de “población”, de tal manera que se calcule el número de individuos que podrían estar en el área afectada
4. El grado o riesgo de dicho efecto en cada especie o en el número o existencia de individuos
5. Períodos de cría y reproducción

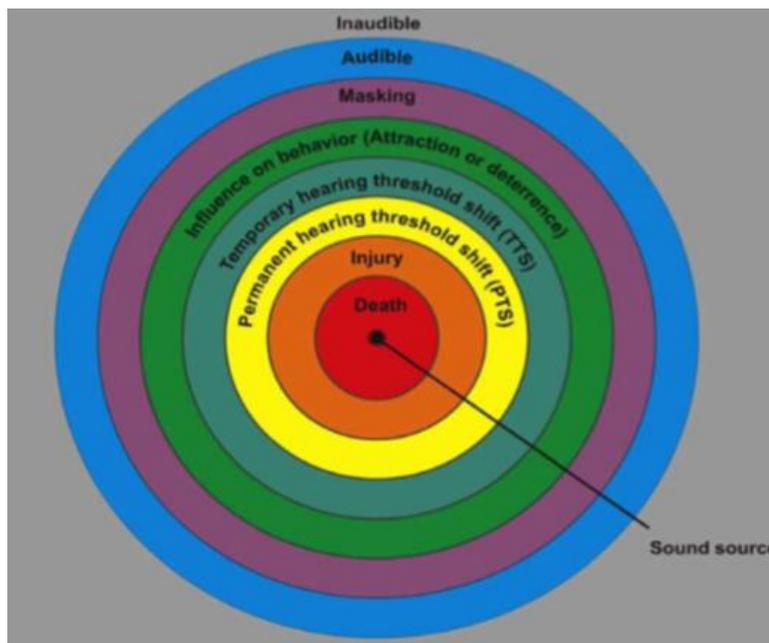
Todos estos parámetros son importantes para cuantificar el grado de los efectos con vistas a tenerlos en cuenta en las diferentes etapas de la vida del proyecto. Si en los estudios previos o durante alguna de las fases de éste se detectaran consecuencias medioambientales inaceptables, entonces se deberá hacer uso de las medidas de mitigación adecuadas para reducir el impacto hasta un nivel aceptable. Algunas de ellas son:

1. Una proporción significativa de las especies son desplazadas de su zona de alimentación
2. Existencia de especies en peligro de extinción
3. Existencia de especies que suponen el alimento de las especies en extinción y que el efecto del ruido pueda hacer que éste alimento no esté disponible para dichas especies
4. Si el ruido se produjera en aguas confinadas utilizadas como vías migratorias se considerará inaceptable si una proporción significativa del periodo migratorio llega a ser bloqueado
5. En lugares donde el ruido cause un impacto económico, por ejemplo, desplazamiento de ballenas de un área de observación (turística), o comunidades piscícolas que se desplazan fuera de las zonas de pesca

Por otro lado, existen casos en los que el ruido puede causar un efecto sin significancia medioambiental (e.g. un desplazamiento de la fauna a otro área con hábitat similar durante un corto período de tiempo). Si el efecto ocasionado no supone ninguna perturbación para las especies de la zona, se puede decir que el impacto sería nulo (Nedwell et al, 2003).

8.3.1 Fase de construcción

Los diferentes grados de estos efectos dañinos, como hemos dicho, especialmente en mamíferos marinos y peces, pueden extenderse durante cientos de kilómetros y se distribuyen, de forma general, según lo representado en el siguiente gráfico:



Zonas de afectación a la fauna marina (Saleem, 2011)

La zona más cercana a la fuente se divide en dos partes. En la región inmediata puede provocarse la muerte, tanto para mamíferos marinos como para peces de distintas especies (Nedwell et al, 2003; citado en Saleem, 2011). Esto puede ocurrir en un radio de decenas de metros cuando el nivel de pico supera los 240 dB re 1 μ Pa (Parvin y Nedwell, 2007).

Injury: en esta zona se pueden producir daños o lesiones que pueden también ocasionar la muerte en algunos casos. Podríamos acotarla con un radio de varios cientos de metros donde se produzcan niveles de pico de 220 dB re 1 μ Pa o mayores.

Algunos experimentos demuestran que estos valores son directamente proporcionales al tiempo de exposición. Por ejemplo el estudio de algunas especies ha indicado que la exposición aproximada de 8 minutos a un sonido de 150 Hz y 200 dB puede llevar a una pérdida de conciencia causada por un neumotrauma (Popper, et al., 2009).

Más allá de esta región peligrosa, se producen efectos sobre la capacidad auditiva de mamíferos marinos (y peces) y se valoran a través de los siguientes parámetros, que son función de la duración del daño:

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

- PTS, “*Permanent Threshold Shift*” cambios permanentes de umbrales de audición
- TTS, “*Temporal Threshold Shift*” cambios temporales de umbrales de audición

PTS y TTS provocan aumentos de los umbrales de audición, lo que se traduce en pérdidas auditivas normalmente en una frecuencia particular, con la diferencia que los daños TTS se recuperan después de horas o días y los PTS no. La incapacidad de audición a través de TTS o PTS suponen efectos potencialmente negativos para algunas de las funciones vitales de estos animales. Ambos son activados según el nivel y duración de la señal recibida.

La determinación de los umbrales de TTS y PTS depende además de las características de la onda de sonido: contenido de energía recibida, presión de pico, duración de la señal, tipo de espectro, frecuencia (ancho de banda) y direccionalidad.

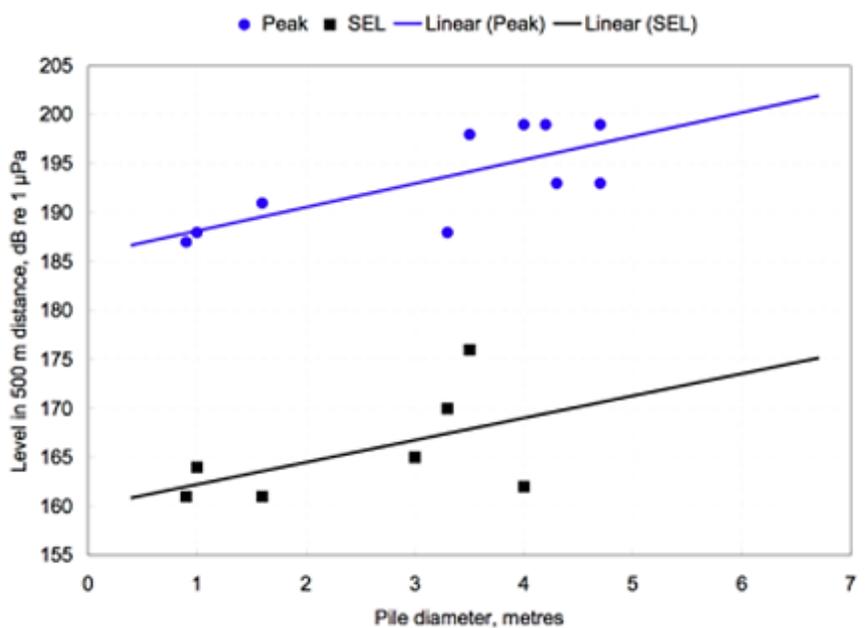
Algunos de estos valores pueden verse en la siguiente tabla, donde se han especificado los valores TTS y PTS para dos tipos de mamíferos marinos (cetáceos y pinnípedos, de la orden de los carnívoros).

Table 3. Threshold Shift levels for certain marine mammals (Nehls, Betke, Eckelmann, & Ros, 2007)

Animal Order	Layman name	Temporary Threshold Shift (TTS)		Permanent Threshold Shift (PTS)	
Cetaceans	Whales/Dolphins and porpoises etc.	183 dB SEL pulses	224 dB peak pressure	215 dB SEL	230 dB peak pressure
Pinnipeds	Walrus/seals etc.	163 dB SEL pulses	204 dB peak pressure		210 dB peak pressure

(Saleem, 2011)

Si comparamos estos valores con los alcanzados en los procesos de hincado de pilotes, vemos que son claramente superados. Esto puede apreciarse en la siguiente gráfica, que relaciona el diámetro de los pilotes con el nivel de ruido de la fuente a una distancia de 500 m.



Variación de niveles de SEL según el diámetro del pilote a 500 m de un proceso de pilotaje (Saleem 2011)

En el congreso “Sound solutions” realizado por la *Nort Sea Foundation*²¹ y celebrado en Amsterdam en Febrero de 2012 se resumió que daños PTS cercanos a la fuente no son probables, mientras que los daños TTS se extenderían en una gran área.

Cambio de comportamiento

En la siguiente región, los niveles de ruido antropogénico pueden causar cambios sobre el comportamiento hasta distancias de 1000 m para mamíferos marinos y peces. Éstos pueden suponer multitud de respuestas de las cuales la más importante es el abandono del área. El tipo de respuesta generado no depende solamente de la intensidad de las señales, sino de la duración, condiciones de ruido ambiente... No existen reglas que determinen la amplitud de esta zona, sin embargo debe asumirse que estará estrechamente relacionada con la fuerza de la señal.

²¹ North Sea Foundation (NSF) es una ONG holandesa dedicada al uso sostenible del mar. Sus áreas clave de trabajo: tráfico marítimo, pesca, ordenación del territorio y la conservación de la naturaleza.

Algunos estudios estiman que niveles de presión (SPL) que superen 75 y 90 dB los umbrales de audición podrían provocar, respectivamente, leves y fuertes reacciones en los cetáceos (Thomsen et al., 2006).

Desde que la probabilidad de influencia sobre el comportamiento desaparece el efecto a tener en cuenta es el enmascaramiento. Los sonidos bioacústicos (utilizados, además de por mamíferos marinos, por peces y crustáceos (Wilhelmsson et al, 2010), pueden ser enmascarados por sonidos de bandas de frecuencias similares. Sin embargo en la fase de construcción el enmascaramiento será un efecto de menor preocupación, ya que los sonidos producidos serán de corta duración y las frecuencias de éstos de rangos bastante menores que los de ecolocación.

Finalmente pasará a una zona en la que la señal es sólo es audible y por último inaudible.

8.4 Valoración de los daños causados

A continuación se recoge una valoración de los daños posibles ocasionados. El cuadro-resumen clasifica los daños según las especies, indicando las fases en que tienen lugar. Los criterios en los que se basa son:

1) Duración del impacto/criterio temporal:

- Corto plazo: durante la fase de construcción
- Largo plazo: durante la fase de funcionamiento
- Permanente: impactos que persisten más allá de la fase de operación y desmantelamiento

2) Espacial:

- Muy localizado/muy local: radio de 10 m. desde la base de la turbina
- Local: radio 10-100 m. desde la base de la turbina
- Extenso: 100-1.000 m. desde la base de la turbina
- Muy extenso: >1.000 m. desde la base de la turbina

3) Estimación del grado de daño (-) o beneficio (+) para conjuntos de especies dentro del área del parque:

- Pequeño: no debe influir ó sólo debe tener pequeños impactos en el tamaño ó estructura del conjunto de especies
- Moderado: los impactos pueden tener una influencia moderada sobre los conjuntos de especies, de forma general o para determinadas especies
- Fuerte: los impactos pueden tener una influencia significativa en el tamaño o estructura de los conjuntos de especies, de forma general o para determinadas especies

4) Fiabilidad/certeza:

- 1 = bibliografía sobre especulaciones fundadas científicamente
- 2 = investigación en inicio y no concluyente
- 3 = bibliografía disponible ofrece una base razonable para las evaluaciones
- 4 = bibliografía disponible ofrece una buena base para las evaluaciones
- 5 = base de pruebas relativamente sólida

Aspectos medioambientales clave		Nivel de certeza de las estimaciones (1bajo - 5 alto)	Criterios para la valoración de los impactos (n.a.= no evaluado)		
			Espacial	Temporal	Grado de daño sobre conjuntos de especies dentro del área del parque
PECES	Daños por impulsos sonoros (f.construcción)	3	local	n.a.	pequeño
	Desplazamiento/pérdida de hábitat (f.construcción)	3	muy extenso	corto plazo	dependiente de las medidas preventivas y de mitigación en la fase de construcción y especies afectadas
	Perturbaciones por ruido operacional (f.funcionamiento)	4	muy local	largo plazo	pequeño
	Enmascaramiento de sonidos bioacústicos	2	local	largo plazo	Pequeño (tener en cuenta el nivel de certeza)
MAMIFEROS MARINOS	Daños por impulsos sonoros (f.construcción)	3	local	n.a.	dependiente de las medidas preventivas y de mitigación en la fase de construcción
	Desplazamiento/pérdida de hábitat (f.construcción)	3	muy extenso	corto plazo	dependiente de las medidas preventivas y de mitigación en la fase de construcción

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

	Desplazamiento o perturbaciones (f.funcionamiento)	3	muy local	largo plazo	pequeño
	Barrera migratoria	2	n.a.	largo plazo	Pequeño, aunque cobrará más importancia para las ballenas. No obstante no se tienen datos concluyentes y para esta especie y es un campo ampliamente desconocido
	Enmascaramiento de sonidos bioacústicos	2	local	largo plazo	Pequeño (tener en cuenta nivel de certeza)
BENTHOS	Perturbaciones por ruido (f.construcción)	2	local	corto plazo	Pequeño (tener en cuenta nivel de certeza)
TORTUGAS MARINAS	Desplazamiento/pérdida de hábitat (f.construcción)	2	muy extenso	corto plazo	dependiente de las medidas preventivas y de mitigación en la fase de construcción, pero podrían llegar a ser importantes en el espacio de tiempo que dure esta fase

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

	Desplazamiento/pérdida de hábitat (f. funcionamiento)	2	muy local	largo plazo	Pequeño. Sin embargo hay que tener en cuenta los períodos migratorios. Estos animales son sensibles a los sonidos de baja frecuencia y muestran una fuerte fidelidad a las rutas migratorias
--	---	---	-----------	-------------	--

(Wilhelmsson et al, 2010)

Fase de construcción:

Comentarios acerca de la tabla:

Mamíferos marinos:

- Los desplazamientos y cambios de comportamiento pueden tener lugar a más de 1.000 m del parque, pero hasta ahora la experiencia demuestra que esto ocurre a corto plazo, a menos que la fase de construcción del parque se prolongue mucho en el tiempo

Comunidades piscícolas:

- Los desplazamientos y cambios de comportamiento pueden tener lugar a más de 1.000 m del parque, pero hasta ahora la experiencia demuestra que esto ocurre a corto plazo, a menos que la fase de construcción del parque se prolongue mucho en el tiempo. La gravedad dependerá de la “importancia” de la especie para la comunidad de la zona, siendo más graves los peces que se pescan y los que pasan por ahí

Tortugas

- Estos animales sufren un desplazamiento a muy gran escala a corto plazo durante los procesos de construcción. Sin embargo, fuera de los períodos de reproducción los impactos producidos son relativamente pequeños. El desplazamiento puede comprometerse con periodos de varamiento y puesta de huevos, eclosión y período de cría, lo que podría afectar el éxito reproductivo

Invertebrados:

- Resulta viable asumir que los impactos por ruido sobre este tipo de especies es local y con mínimos efectos, sin embargo una pequeña investigación puede ser posible

Fase de funcionamiento:

Comentarios acerca de la tabla:

- Mamíferos marinos

A partir de los estudios de los parques eólicos marinos hasta la fecha no existe evidencia de que los mamíferos marinos eviten el área de los parques durante la fase operacional debido al ruido y cualquier comportamiento de evitación a largo plazo en marsopas y focas será muy localizado. Por lo tanto, basándonos en los conocimientos actuales, los impactos sobre marsopas, delfines y focas son considerados pequeños. Aun así debe haber una precaución extra en cuanto a las ballenas. Sin embargo, no se conoce la influencia de los sonidos sobre las migraciones.

- Comunidades piscícolas

No existe una evidencia de que los peces eviten las áreas de los parques eólicos mientras estos están en su fase de funcionamiento y, basándonos en los conocimientos actuales, los impactos deberían ser muy locales/localizados y de gravedad reducida a largo plazo. Sin embargo, los estudios respecto a esto son limitados aunque no deben ser descartados (*Tougaard J. et al, 2008*).

- Tortugas

No es probable que las tortugas eviten los parques eólicos durante su funcionamiento. Si la evitación ocurriera, sería muy local y los impactos se considerarían pequeños. Por otro lado, si evitaran grandes áreas, esto podría tener serias consecuencias si la construcción tomó lugar en zonas importantes para su reproducción o alrededor de ellas. No existen casi estudios o estimaciones de dichos impactos.

8.5 CONCLUSIÓN

Durante la construcción (y previsiblemente durante el desmantelamiento si se usan explosivos) el ruido dará lugar fundamentalmente a la perturbación de las comunidades piscícolas y de mamíferos marinos. En general, aunque los problemas auditivos puedan ocurrir en un radio relativamente amplio, la mortalidad debido a pulsos de sonido agudo solo tiene lugar de forma muy local. Concretamente los mamíferos y peces más grandes no suelen quedarse en zonas cercanas al área de construcción. Esto, unido a las medidas de prevención que deben ser utilizadas, minimizaría las consecuencias de perjudicar a dichas especies. Sin embargo y aunque la construcción sea de carácter temporal, no está demostrado que los efectos producidos también lo sean. Hay en la actualidad multitud de estudios que tratan este tema y que, posiblemente darán resultados muy diversos para cada especie. Se necesita seguir investigando en esta dirección para poder tener resultados concluyentes para el ruido subacuático en la fase de construcción.

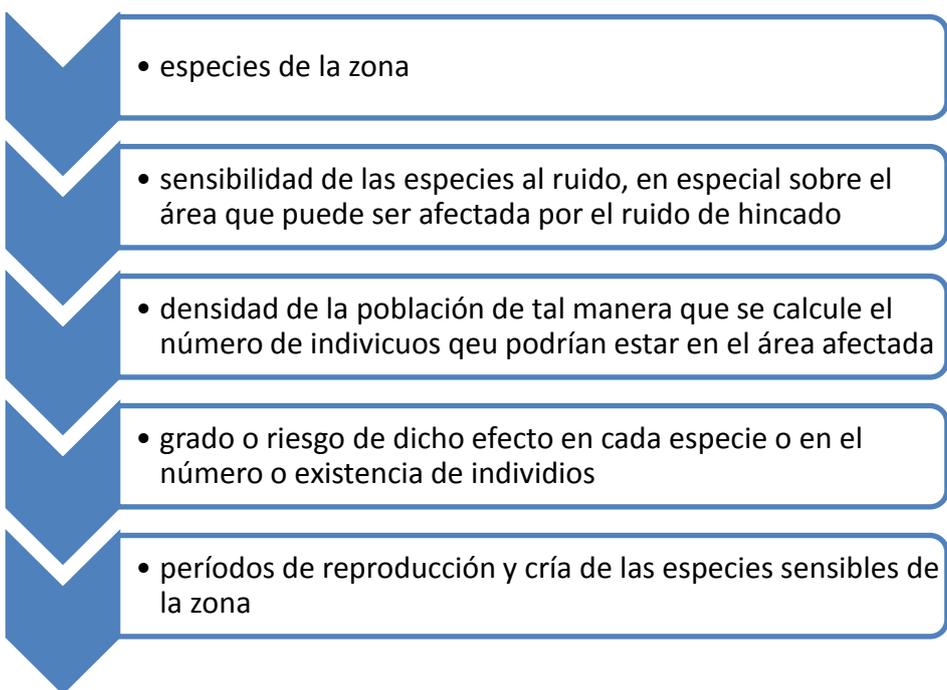
Respecto a la fase de funcionamiento, bajo condiciones normales (bajo ruido de fondo, baja pérdida de transmisión), el sonido puede ser audible para las focas, odontocetos y peces a distancias superiores a varios kilómetros de las turbinas. Sin embargo debido a la baja intensidad y las bajas frecuencias que caracterizan este ruido, el impacto en la mayoría de los mamíferos marinos es considerado como secundario. El enmascaramiento resulta irrelevante debido a la intensidad del ruido y su baja frecuencia y el comportamiento de reacción, en su caso, es sólo probable muy cerca de la torre en sí (en rangos de 100 m o menos). Es muy poco probable que se produzcan daños en el aparato auditivo de estos mamíferos incluso situándose justo al lado de la estructura, ya que de forma general no se excederán los umbrales que producen daños (Tougaard J. et al, 2008). Además, algunos autores coinciden en afirmar que el ruido continuo procedente de los aerogeneradores acaba siendo naturalizado por las comunidades presentes, de forma que no interfiere en sus actividades de comunicación, ecolocalización, etc.

Debe tenerse en cuenta que el impacto generado por el ruido submarino deberá ser considerado únicamente en el caso de que se superen los niveles de fondo, especialmente el producido por el tráfico marítimo. En este sentido, frecuencias inferiores a 1 kHz rara vez serán superiores a las del ruido de fondo (Iberdrola

Ingeniería Consultoría, 2003). Sin embargo el sonido y las vibraciones son aún emitidos al agua, por lo que no deberán infravalorarse en cuanto a la interacción con la vida marina (European environment agency, 2009) aunque, dado que el propio mantenimiento y la ingeniería de los aerogeneradores tratan de minimizar estas vibraciones con el fin de alargar la vida útil de la instalación, resulta previsible que este impacto sea mínimo (Iberdrola Ingeniería Consultoría, 2003).

Teniendo en cuenta lo dicho y debido a la complejidad que supone el estudio de la fauna, para acercarnos a la mejor estimación y así poder tener una mayor probabilidad de éxito en las medidas que adoptemos, deberemos tener en cuenta el ranking propuesto y mantener un margen de seguridad que, aunque no nos asegure la ausencia total de daños, será la forma más fiable de intentar evitarlos.

Cuestiones a controlar para minimizar impactos:



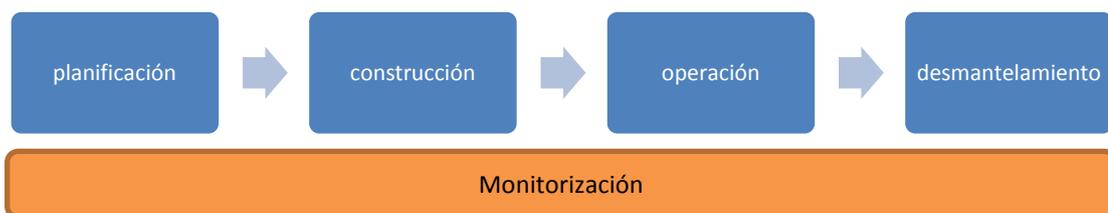
CAPÍTULO 9: MEDIDAS CORRECTORAS

9.1 Introducción

El problema de los sonidos antropogénicos introducidos en el mar durante las fases de planificación y construcción debería ser abordado desde su prevención y no desde su mitigación. Sin embargo, se considera el ruido como un aspecto secundario para la toma de decisiones, por lo que muchas veces la opción escogida no es la acústicamente recomendable. Es por esto que existen las medidas correctoras o de mitigación.

Una vez seleccionada la mejor alternativa de cimentación tendremos que determinar si es preciso aplicar un método de reducción de ruido o no. En general las cimentaciones que requieran de fase de hincado la necesitarán. Existen también medidas complementarias no ingenieriles, que abarca hasta la educación, que ayudarán a disminuir los riesgos sin suponer grandes esfuerzos.

Las medidas a tomar serán muy variadas dependiendo principalmente de el/los elementos sobre los que se actúe. El esfuerzo deberá realizarse en aquellos momentos en que el ruido es capaz de interaccionar fuertemente con el entorno biológico del medio que serán en los que nos centraremos: estudio geotécnico del suelo y fase de hincado. No obstante un control continuado durante todas las fases del ciclo de vida del parque que facilite un seguimiento adecuado de los niveles sonoros, debe ser una medida a tomar:

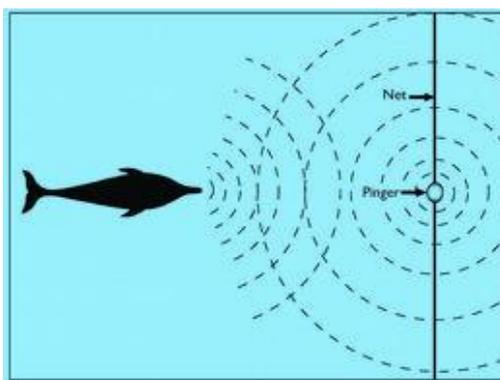


Existen diferentes límites de ruido subacuático, que, , son diferentes para cada país, actividad o especie y no hay una normativa común para su control. Será respecto a estos límites los que se utilizarán para determinar la “cantidad” de ruido que hay que eliminar y las medidas que se deberán tomar para ello.

La eficacia de las medidas de mitigación es normalmente especificada mediante la atenuación de ancho de banda medida en dB. Este valor será válido para nuestro caso, el sonido de pilotaje, ya que tanto el nivel de fuente como la atenuación son función de la frecuencia.

Como hemos explicado anteriormente, cuando se dobla la distancia entre dos mediciones se registra un decremento de entre 3 y 6 dB debido a la naturaleza de la propagación del sonido en el mar. Este factor es de gran importancia, ya que si conseguimos disminuir, por ejemplo, en 5 dB el ruido de los trabajos de construcción el radio de las zonas afectadas (i.e. TTS, perturbación de los mamíferos marinos ...) se reducirá a la mitad y las correspondientes áreas a un cuarta parte. Así, una reducción de 10 dB conseguiría una reducción del radio total a la cuarta parte, y así sucesivamente.

Al igual que en el proceso de elección de aerogeneradores, actualmente no hay ningún sistema único/exclusivo para reducir el ruido subacuático. Sin embargo existen multitud de estudios y de procedimientos técnicos que se han investigado y testado durante los últimos años y que son utilizados con eficiencia. Por ejemplo, se utilizan con éxito dispositivos disuasorios para alejar a especies marinas de zonas de aspiración de aguas en centrales generadoras de energía o dispositivos disuasorios, como los denominados “pingers”, que son utilizados para evitar la captura indeseada de delfines y otros mamíferos marinos durante la pesca con redes.



<http://www.wildlifeextra.com/>

Las medidas de mitigación adoptadas deberán cumplir los siguientes requisitos:

- Efectividad (respecto a un umbral definido)
- Fiabilidad
- No obstruir el proceso de instalación
- Seguro y fácil de manejar
- Adecuada relación efectividad-coste
- Sostenibilidad (reutilizable)

9.2 Medidas a tomar durante la fase de planificación

Si tenemos presentes ciertas medidas desde el momento que se comienza a planificar el parque estaremos disminuyendo notablemente el riesgo de provocar algún daño.

Algunas de ellas son:

- consideración de la contaminación acústica a la hora de establecer el calendario de las distintas operaciones (justificación biológica)
- correcta estimación/previsión de niveles de emisiones para adoptar las medidas correctoras y de mitigación adecuadas
- selección de la mejor tecnología y método disponible con el fin de atenuar el ruido producido durante el período de construcción; se procederá a la utilización de maquinaria que cumpla los valores límite de emisión de ruido establecidos por la normativa
- se definirá la ubicación de los aerogeneradores de forma que el ruido percibido por las poblaciones costeras sea mínimo (tanto en el medio marino como en el medio terrestre a la hora de localizar el lugar “base” de operaciones en tierra) (Iberdrola Ingeniería Consultoría, 2003)
- se realizará la modelización de la previsión de ruidos producidos durante el funcionamiento de la instalación, tanto aéreos como subacuáticos, con objeto de estimar el impacto producido

9.3 Medidas a tomar durante la fase de construcción

En lo que a la construcción de parques eólicos marinos se refiere, deberán valorarse dos enfoques a la hora de tratar de minimizar o eliminar los ruidos:

- actuando sobre la fuente → método activo o primario
- mediante el uso de barreras → método pasivo o secundario

Cabe resaltar que las técnicas ingenieriles correspondientes a la correcta selección del tipo de cimentación respecto al ruido ya han sido valoradas en el capítulo dedicado a ello.

9.3.1 Método activo

Este método supone actuar sobre los parámetros de los elementos de pilotaje, por lo tanto dependerá de ciertos factores constructivos, tales como las características del suelo, propiedades técnicas de la maquinaria disponible y los materiales empleados.

Las opciones que pueden ser consideradas en este método son:

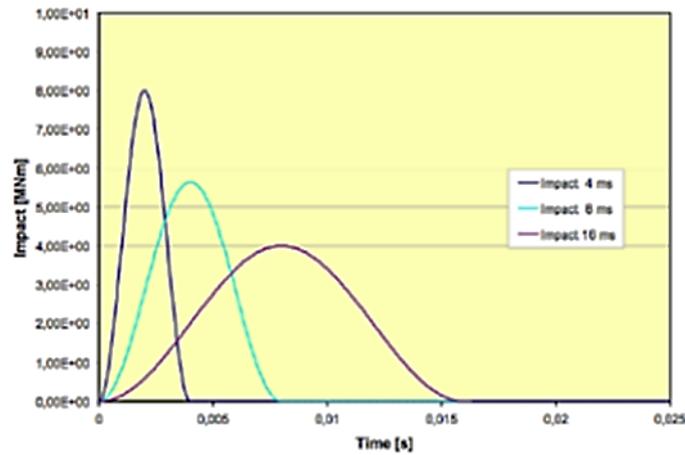
Buena ingeniería

La atenuación del ruido se consigue mediante:

- selección de los pilotes y martillos hidráulicos adecuados
- selección de niveles eficientes de energía de hincado que eviten situaciones donde se utilice niveles excesivos

Ampliación del tiempo de contacto del impulso

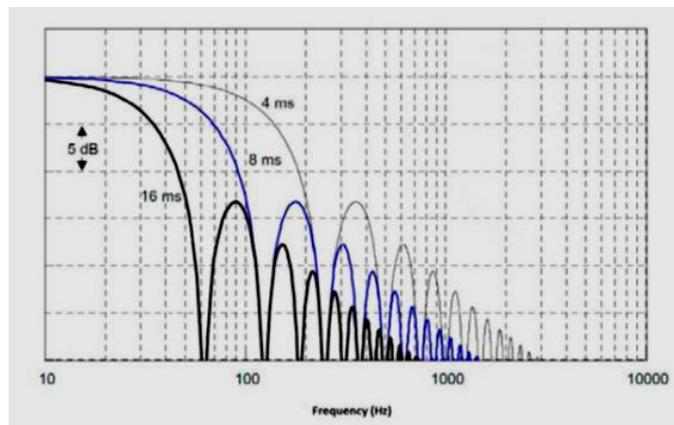
La simulación numérica de Elmer (2006) muestra que la radiación de la presión hidrodinámica del sonido depende de la velocidad de las vibraciones laterales de las paredes del pilote. Usando la misma energía de contacto pero prolongando el tiempo de contacto del martillo hidráulico, resultan unas fuerzas de impacto menor y esto genera amplitudes menores de velocidad de vibraciones del pilote.



Fuerzas de impacto para diferentes tiempos de contacto con la misma energía (Saleem, 2011)

Dentro de ciertos límites la penetración de un pilote hincado sólo depende de la cantidad de energía de impacto de un golpe, y no en la fuerza de impacto. Los resultados de las operaciones mostradas en la gráfica, con fuerzas de impacto diferentes pero la misma energía son casi las mismas (Elmer, 2006).

La reducción de energía, basándonos en niveles de sonido tales como el SEL y los análisis de tercios de octava, resultarán inferiores que al referirnos a las reducciones de energía de nivel de pico L_{peak} , manteniendo la misma energía de impacto. Sin embargo como apreciamos en la figura 33, prolongando el impulso (de 4ms a 8ms) se desplaza también el máximo acústico del espectro a frecuencias más bajas, que son menos perjudiciales para los mamíferos marinos y se consigue una reducción de 9 dB (Elmer, 2006).



Desplazamiento del máximo acústico debido al aumento del tiempo de contacto (Elmer 2006)

Podemos conseguir esta ampliación del tiempo de contacto de las siguientes formas:

- Instalando un muelle o una tapa de pilote de una forma especial que actúe como un resorte o insertando una capa de material blando entre el martillo y el pilote que funcione como amortiguador → algunos de los martillos utilizados para este proceso tienen un “amortiguador”, normalmente de madera dura, bajo el pistón, que recibe la energía de choque del martillo. Este amortiguador es necesario para proteger las partes chocantes del deterioro; también modula la curva fuerza-tiempo del impulso de choque y puede ser usado para que coincida la superficie del martillo con la del pilote y así hacer el golpe más efectivo
- Utilizando martillos “de caída” de tal forma que, al contrario de los utilizados para otras instalaciones offshore, el martillo es acelerado solamente debido a su gravedad, sin aceleración adicional de un mecanismo hidráulico
- Utilizando un martillo sobredimensionado operando considerablemente por debajo de su potencia máxima.

El mayor defecto de estos métodos es que, una ampliación del tiempo implica una pérdida de fuerza de impacto, lo cual implicaría que dicha solución no pudiera aplicarse para suelos de estratos duros, ya que la fuerza a aplicar no sería suficiente para romper las primeras capas. En estos casos se requeriría un martillo de masa mayor, pero no existe disponibilidad en el mercado. Además la construcción de un martillo o tapa de pilote especial para conseguir aumentar el tiempo de contacto en un factor de dos o más, es considerado problemático por los ingenieros de MENCK²².

Utilización de aislantes de sonido

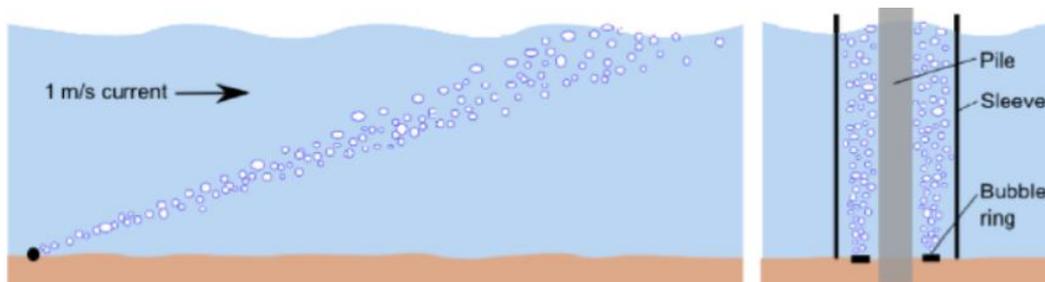
Método por el cual se amortigua el sonido. Se puede llevar a cabo mediante la utilización de diferentes técnicas en combinación con otras o no, tales como:

- confinamiento de cortina de burbujas
- enfundado de pilotes (se explicará dentro de los métodos pasivos)

²² Ingeniería especializada en máquinas de pilotaje. Información disponible en <http://www.menck.com/capabilities/>

Uno de sus mayores beneficios es que su uso no requiere cambios en la instalación de la estructura. Las tendencias de la industria parecen preferir pilotes enfundados en lugar de cortinas de burbujas confinados.

- Confinamiento de burbujas. El funcionamiento de las burbujas como medio amortiguador lo explicaremos más adelante



Cortina de burbujas libres y burbujas confinadas (Saleem, 2011)

Diámetro de pilote

En la bibliografía leída ha sido encontrado que se relaciona estrechamente el nivel de ruido con el diámetro del pilote; los niveles de ruido grabados en el hincado de pilotes de pequeños diámetros ha sido inferior que para los de gran diámetro. Por lo tanto, podría ser posible, por ejemplo, reducir los niveles de ruido mediante el uso de dos o tres pequeños pilotes que reemplacen a uno mayor. No obstante, hay que señalar que el efecto del diámetro del pilote sobre el ruido no está aún lo suficientemente estudiado como para concluir esto y el beneficio ambiental de los niveles de ruido más bajos podría traducirse en un aumento del tiempo de hinca. (Nedwell et al, 2003)

Vibropilling o martillos vibratorios

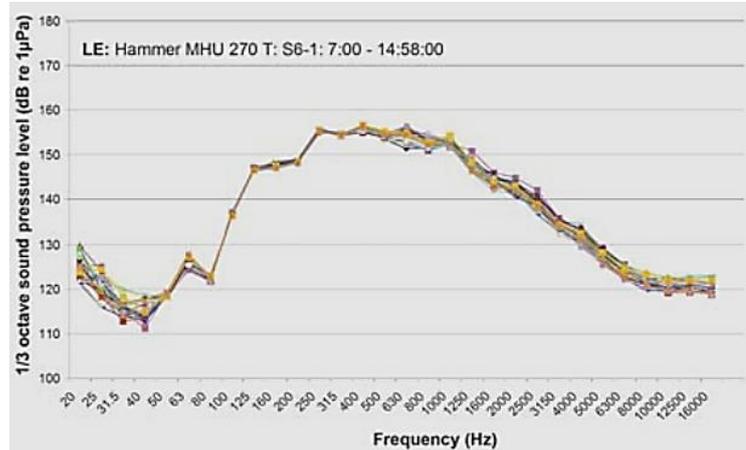
Es una técnica que utiliza pilotes o martillos vibratorios. Se trata de máquinas que consiguen la hinca por la aplicación de una fuerza rápidamente alternativa, creada por una rápida rotación excéntrica de los pesos.

El ruido radiado por el martillo introduce ruido subacuático en un amplio rango de frecuencias, mientras que el martillo vibratorio introduce la mayor parte del ruido dentro de su rango de frecuencia de operación, que corresponde a 20-40 Hz (Elmer

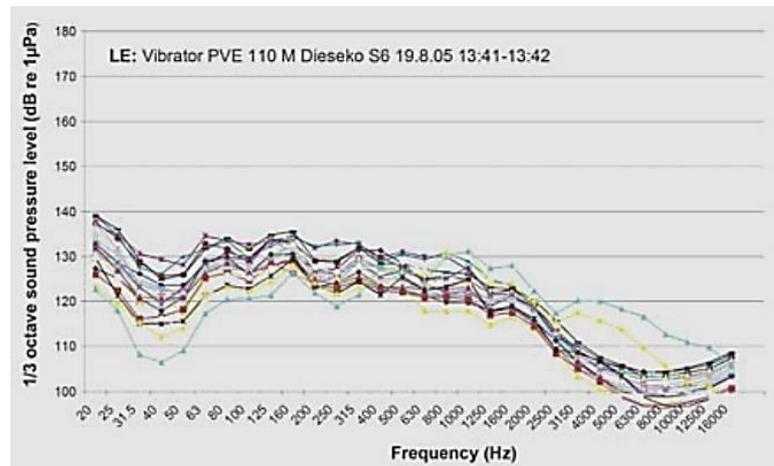
Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

et al, 2006). No obstante debido al acoplamiento no lineal de éste, es acompañado a menudo por un amplio espectro de ruido con fluctuaciones de intensidad.

Las siguientes medidas fueron tomadas para pilotes de 1.5 m de diámetro y 25 m de longitud (Elmer et al, 2006)



Ruido radiado por martillo de impacto MHU 270 T (Elmer et al, 2006)



Ruido radiado por vibrador PVE 110 M (Elmer et al, 2006)

Los inconvenientes de esta técnica son:

- no son capaces de introducir totalmente un pilote en fondos marinos duros. Esta profundidad supone normalmente salvar unos 35 m de profundidad
- su uso está limitado a pilotes de diámetro relativamente pequeños (diámetro = 2-3 m)

- Supone un incremento del coste del equipo del orden del doble o triple (Spence, 2007)

Sin embargo actualmente se utiliza. El desarrollador de energía eólica marina con sede en Dinamarca DONG Energy está en proceso de construcción del parque eólico offshore Anholt, que constará de 111 aerogeneradores de 3.5 MW y 120 m de diámetro de rotor. Este proyecto eligió un trío de martillos vibradores - *Vibrodrivers 200HD* - contruidos por el fabricante francés de tecnología de pilotes hincados, PTC, como solución alternativa a los martillos hidráulicos clásicos para su parque eólico offshore Anholt, con el fin de reducir las emisiones de ruido. Los Vibrodrivers de PTC clavan el pilote de acuerdo con las últimas regulaciones alemanas en las emisiones de ruido bajo el agua, que estipulan un máximo de 160dB a 750m.

Una vez completado, el parque eólico Anholt será el más grande de Dinamarca, con una capacidad total de 400 MW, que cubren el 4% del consumo de energía del país total (Maritime Journal, 2012).

Inicio suave

Este enfoque utiliza los efectos sobre el comportamiento del ruido para prevenir la lesión. El piling comienza con niveles bajo de energía, incrementándose lentamente hasta la energía máxima de impacto. En principio se reduciría el riesgo, puesto que da tiempo a las especies para salir de la zona.

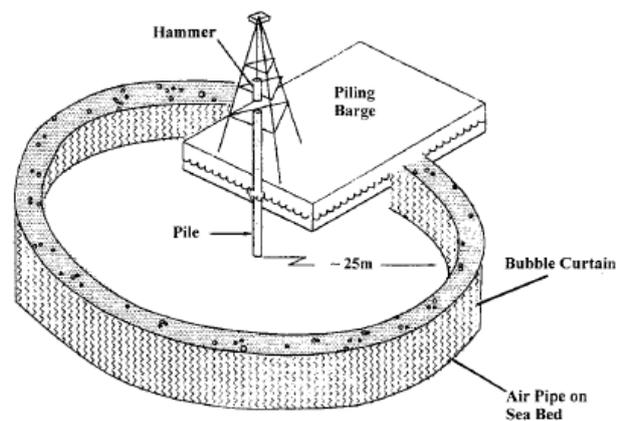
Esto se realizó en la construcción del parque Beatrice dando buenos resultados. La atenuación fue aumentada mediante la adopción de un “inicio suave” lo que la fuerza de apilamiento se incrementó gradualmente para alertar a los animales en la proximidad del inicio de las operaciones. El arranque suave constaba de cinco golpes del martillo a baja energía separados por 5, 3, 2 y luego 1 min, seguido por un lento incremento en la energía del martillo durante un periodo de 20 min. Impacto golpe completo y luego continuó acumulando hasta que la pila se instaló (Bailey H. et al, 2010).

9.3.2 Método pasivo

Cortina de burbujas

Una cortina de burbujas de aire en el agua reduce la propagación del sonido subacuático. Esto se debe a que de esta forma el agua es más compresible y actúa como un medio absorbente discontinuo. La reducción de transmisión de ruido se debe al fenómeno de dispersión, múltiples reflexiones de las ondas acústicas y, principalmente, a la disipación de estas burbujas vibrantes.

Este procedimiento consiste en crear una lámina de burbujas que rodeará el pilote o el área que contenga el pilote y el equipo de hincado. Las burbujas son creadas mediante un compresor de aire y se liberan de distintas formas (e.g. forzando aire a través de pequeños agujeros perforados en mangueras situadas en el fondo o aros de PVC).



Desarrollo de una cortina de burbujas (Würsig B., 2000)

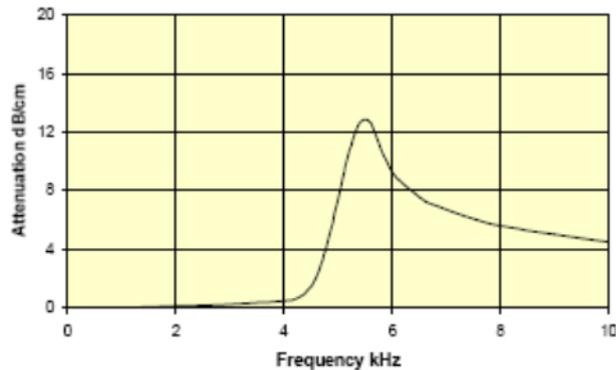


Cortina de burbujas en la instalación de FINO 3 (www.fino3.de)



(Illingworth y Rodkin 2010)

La atenuación que provocan las burbujas de aire será en general mayor con una mayor concentración de éstas y fuertemente dependiente de la frecuencia y el diámetro de la burbuja (Elmer et al, 2006):

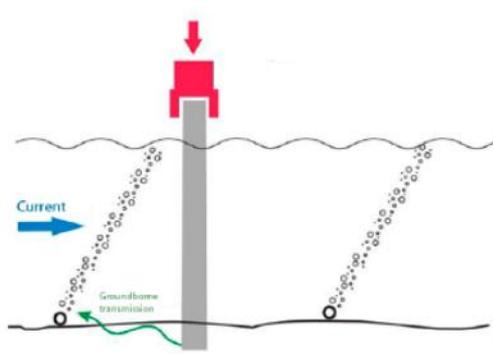


Curva característica de la atenuación de una burbuja de aire

En este ejemplo la concentración de aire es aproximadamente de 5×10^{-5} y los diámetros de burbujas entre 0.6 y 0.7 mm. Se puede observar que la mayor atenuación se crea en torno a 5 kHz i.e. cercano a la frecuencia de resonancia de la burbuja (Elmer et al, 2006).

Sin embargo esta práctica tiene un problema: el confinamiento (Elmer, 2006), especialmente debido a las corrientes de marea. Por ejemplo en el Mar Báltico son normales corrientes de 2 m/s, lo que resulta inviable para mantener una cortina concentrada alrededor del pilote o zona de pilotaje.

En mar abierto, con corrientes de hasta 1 m/s se producen diferencias de hasta 50 m de distancia lateral entre la posición de la fuente de burbujas y el lugar que alcanzan en la superficie (ejemplo en profundidad igual a 20 m).

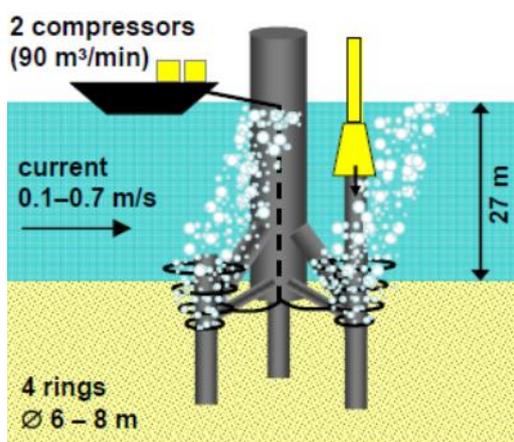


Cortina de burbujas influenciada por la corriente (Nehls, 2007)

Esto supondría la pérdida de efectividad de nuestro método pudiendo haber diferencias de hasta 10 dB (SEL) en cuanto a ruido mitigado a favor de corriente respecto al que es mitigado en su contra Verfuß y Jülich, 2012).

El ámbito de aplicación de este método actualmente produce reducciones de niveles de pico y de SEL entre 5 y 20 dB y su uso resulta satisfactorio (Nehls G. y Pehlke H., 2012) para:

- profundidades de hasta 35 m en el Mar del Norte
- fondos de arena y barro
- con olas de hasta 1.5 m de altura
- con corrientes de hasta 1 m/s
- se puede aplicar tanto una sola gran cortina de burbujas como varias más pequeñas, dependiendo del tipo de subestructura a la que se aplique:



Pequeñas cortinas de burbujas (Verfuß y Jülich, 2012)

La principales ventajas que presenta son:

- manejable y fácil de usar
- no incluye grandes costes
- no tiene efectos negativos sobre la construcción (i.e. no implica ampliación de tiempos)
- altas reducciones de ruido
- se podría incrementar la atenuación del ruido con una doble cortina

Algunos ejemplos de la aplicación de este método son:

Table 3-1. Results from bubble curtain operations

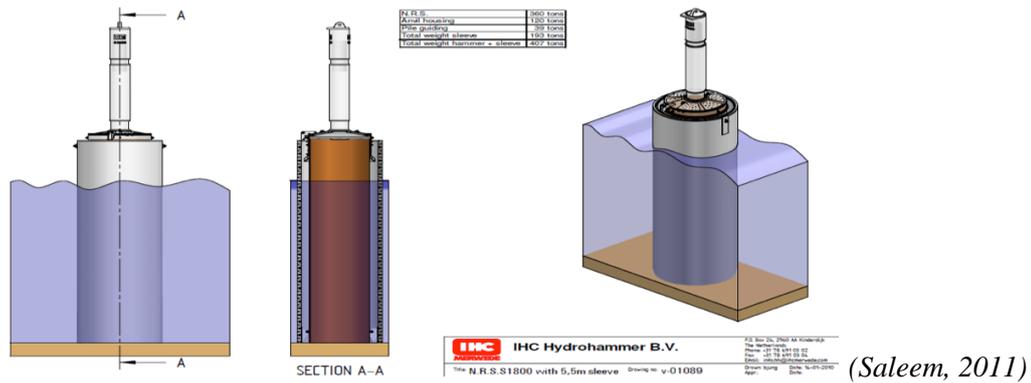
Author	Construction	Diameter, m	Air supply (compressor rate), m ³ /minute	Water depth, m	Broadband noise reduction, dB
Würsig et al. 2000	Single ring	50	2 x 20	6-8	3-5
Illingsworth et al. 2001	Single ring	4	45	7-9	0-2
	Single ring, confined bubbles				5-10
Reyff 2003	Two rings, vertical spacing 5 m	6	6 x 45	7-9	3-10 (L _{eq}) 9-17 (L _{peak})
Vagle 2003	Two concentric rings spaced 0.1 m	3	0.5	7	Broadband value not reported. 18 dB at and above 10 kHz
	Single ring	<1	?	1.5	3
Petrie 2005	Three rings, vertical spacing 6 m	1.7	30	? (>12)	5

Resultado de operaciones con burbujas (Nehls, 2007)

Pilote enfundado

El enfundado del pilote actúa como una barrera de sonido basada en la desigualdad de impedancia acústica existente entre un material (i.e. el de la barrera material) y el agua. Es decir, la reducción del ruido se produce por el cambio de trayectoria que sufre la onda en su propagación.

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore



En general, si una onda de sonido encuentra un material con una impedancia acústica Z que es diferente de la impedancia de su medio de propagación, el sonido es parcialmente reflejado. Por lo tanto, sólo una parte del sonido es transmitido a través del material. El ratio de las amplitudes de las ondas reflejadas y las ondas incidentes vendrá dado por el coeficiente de reflexión R :

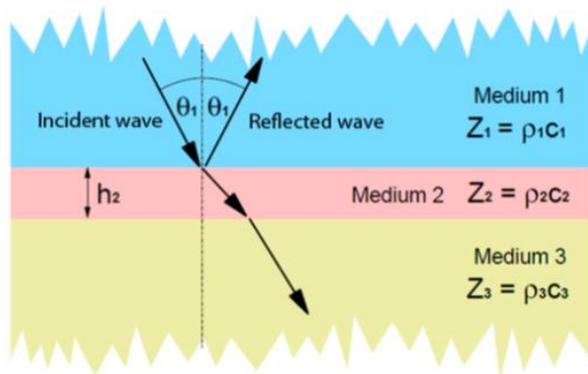
$$R = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1}$$

Los valores límites serán $-1 < R < 1$ (Nehls, 2007)

Si un pilote es rodeado por una “manga” cuya impedancia acústica es diferente de la del medio (Z_{water} aprox. $1.5 \times 10^6 \text{ kg/m}^2\text{s}$) la onda de sonido es parcialmente reflejada. El ratio en este caso es dado por:

$$R = \frac{Z_2(Z_3 - Z_1) - i(Z_2^2 - Z_1Z_3) \tan \phi_2}{Z_2(Z_3 + Z_1) - i(Z_2^2 + Z_1Z_3) \tan \phi_2}$$

with $\phi_2 = k_2 h_2 \cos \theta_1$, where k_2 is $2\pi f / c_2$ with frequency f in Hz.



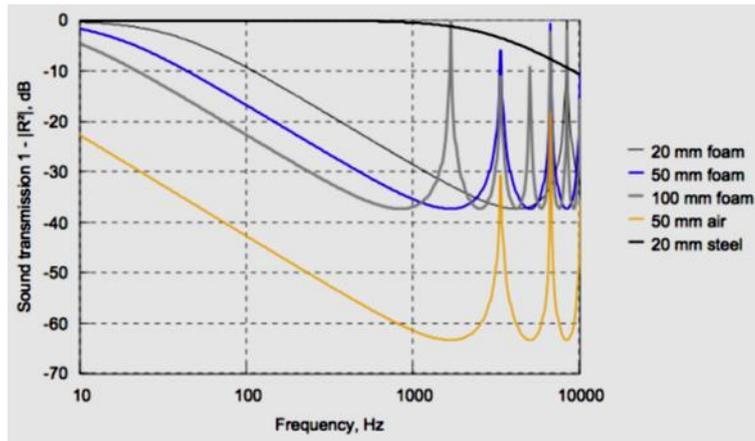
Esbozo de una onda acústica que se encuentra con una capa de espesor finito h_2 e impedancia z_2 , que es la que actuará como barrera de sonido. (Nehls et al., 2006)

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

El nivel de sonido transmitido en dB respecto al sonido incidente será:

$$L_{transm} = 10 \log 1 - R^2 \text{ dB}$$

Una fuerte reflexión puede conseguirse usando “materiales blandos” (e.g. aire), ya que su impedancia acústica es muy inferior a la del agua. Esto se puede apreciar en su valor de nivel de sonido transmitido reflejado en la gráfica, en la que también se expresan para el foam y el acero (*steel*):



(Saleem, 2011)

Diferentes pruebas han sido realizadas con material de “foam”, tubos de acero y goma. Los efectos de absorción se intensificaron en combinación con el aire. Es por esto que en sistemas que combinan ambos “materiales” se consiguen mayores efectos de absorción.

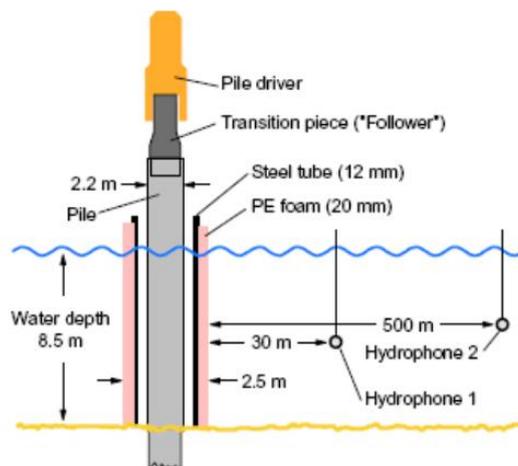


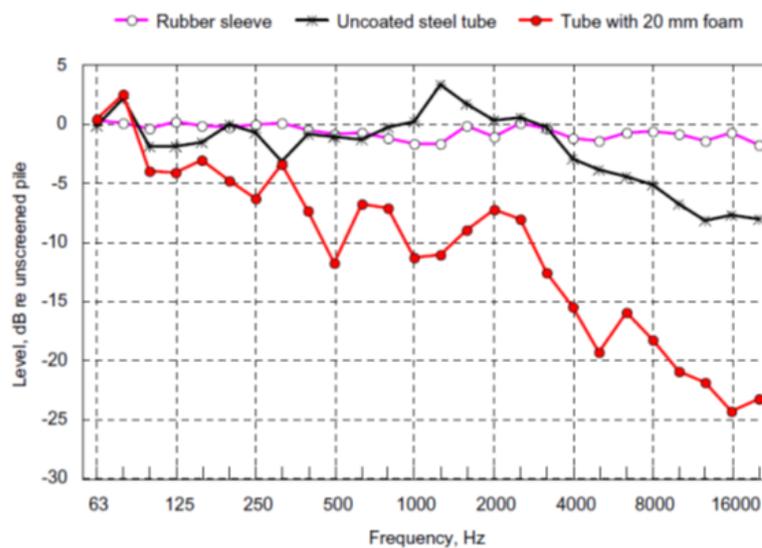
Figure 3-24. Setup for evaluating a pile sleeve (Schultz-von Glahn et al. 2006)

(Nehls, 2007)



Funda de pilote de goma de 5 mm de espesor (Nehls, 2007)

Los resultados de la gráfica muestran que la capa de goma es completamente ineficiente. Por su parte, la cobertura del tubo con foam provee una reducción de ruido de 10 db a 1 kHz y 20 dB o más por encima de 10 kHz. La medición sin la cobertura del tubo (*uncoated steel tube*) muestra que la reducción fue causada por el foam y no por el tubo de acero.



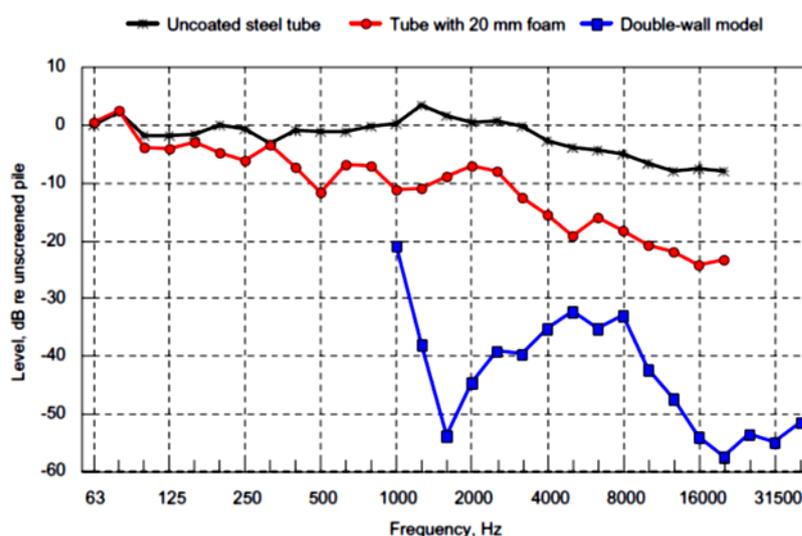
Resultados de los experimentos con enfundados (Nehls, 2007)

Las ventajas que presenta esta técnica son:

- Hasta 25 dB de reducción de sonido. Se recomienda utilizar este sistema con algún cambio en los parámetros del golpe, para conseguir un mayor efecto
- Viable con la tecnología actual
- viable para condiciones meteorológicas relativamente adversas de corriente y olas, por lo que su ventana de tiempo apropiado de instalación es mayor que la de otros métodos que tienen restricciones en este sentido

Desventajas:

- necesita una infraestructura extra. Ésta será de grandes dimensiones, al igual que el monopilote, por lo que su manejo implica complicaciones. Además, debido a esto existe gran probabilidad de que una capa de goma o de foam se dañe en el transporte (Nehls, 2007), por lo que se propone una alternativa que utilice coberturas realizadas intercalando una capa de foam entre dos tubos de poliéster (Elmer, 2006) o de Neopreno CR



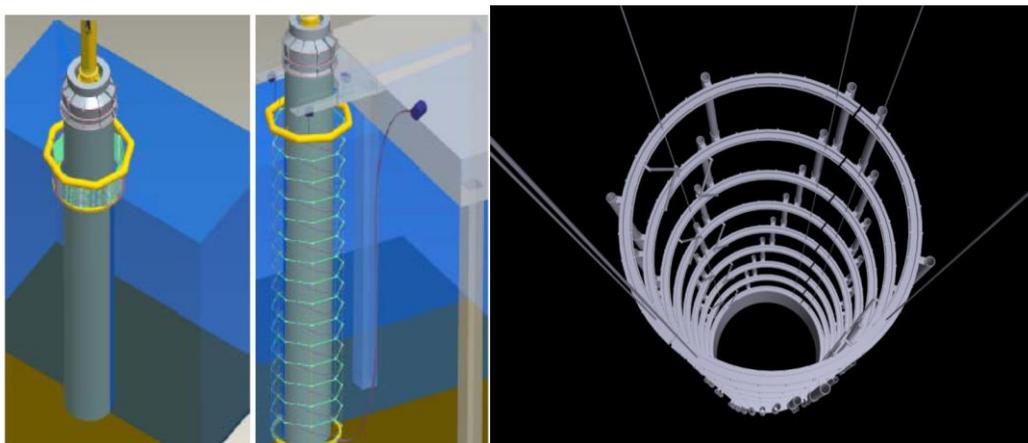
Reducción de ruido mediante el modelo de doble pared. Resultados comparados con el tubo recubierto de foam y el tubo de acero sin recubrir (Nehls et al 2007)

- incremento de tiempo de instalación por la complejidad de las operaciones
- costes extras por la estructura y los mayores tiempos de operación

9.4 Medidas en investigación a 2012 o en fase de lanzamiento

1) Cortina de pequeñas burbujas

En cuanto a la resolución del problema del confinamiento hay varias opciones. Una de ellas es la cortina de pequeñas burbujas. El procedimiento consiste introducir aire comprimido de tal forma que se creen burbujas de aire que recorran los anillos colocados alrededor del pilote, desde su parte más baja hasta la parte alta y así prevengan la dispersión del sonido.



(Elmer, 2010)

2) IHC. *Noise mitigation screen*

La empresa IHC ha elaborado una técnica que consiste en dos tubos concéntricos de acero en cuyo interior existe una cortina de burbujas:

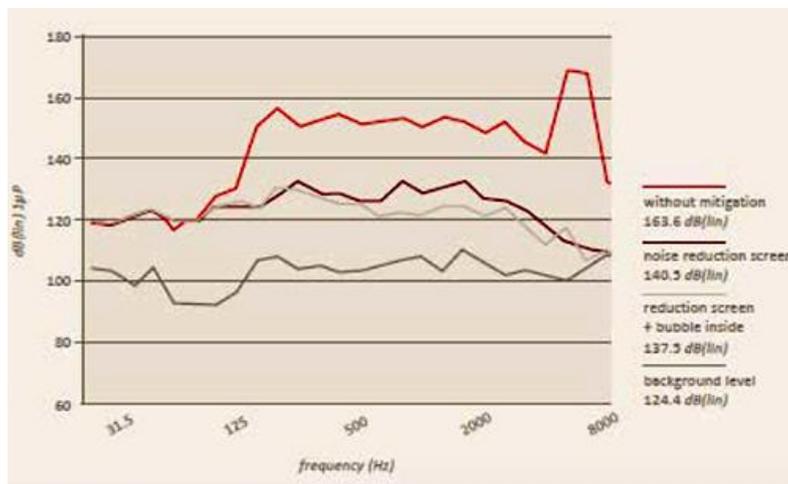


IHC Hydrohammer® Noise Mitigation System (IHC Hydrohammers, 2011)

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

Las ventajas de esta “pantalla” son:

- consiguen una reducción significativa del sonido

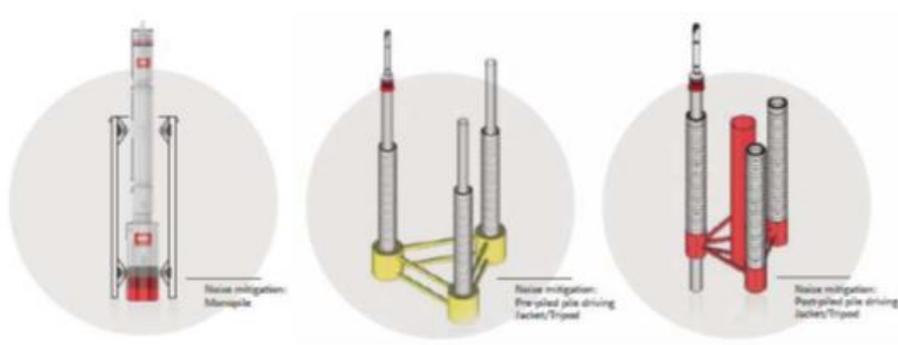


(IHC Hydrohammers, 2011) reducción del ruido de bajas frecuencias

- construcción acorde con las reglas de certificación de DNV²³
- factible, simple y seguro
- aguanta condiciones tales como corrientes, olas ... y su manejo no es frágil
- se puede diseñar conforme a los barcos de instalación y las condiciones del proyecto

Aplicaciones:

Existen varios modelos especialmente diseñados para monopilotes y trípodés:

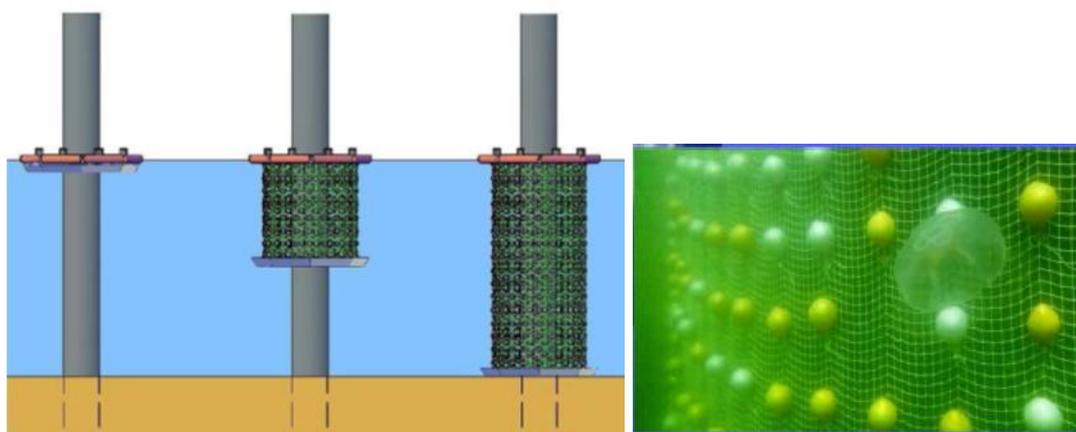


(IHC Hydrohammers, 2011)

²³ Det Norske Veritas (DNV) is a classification society organized as a foundation, with the objective of "Safeguarding life, property, and the environment"

3) Amortiguadores hidráulicos de sonido (*Hydro sound dampers, (HSD)*)

Se trata de una técnica que estuvo en período de pruebas durante 2012 dando resultados satisfactorios. Este concepto sigue la idea de las “cortinas de burbujas”. Sin embargo en este caso las burbujas de aire, volátiles y difíciles de regular, son remplazadas por pelotas hechas de material elástico. Éstas resultan igual de efectivas en cuanto a la reducción de ruido y además pueden ajustarse exactamente a los espectros de frecuencia de los sonidos. Se fijan a una red mallada, que puede ser fácilmente colocado alrededor del pilote. Se le colocan pesos para evitar su flotabilidad y poder mantener su forma (Elmer, 2012).



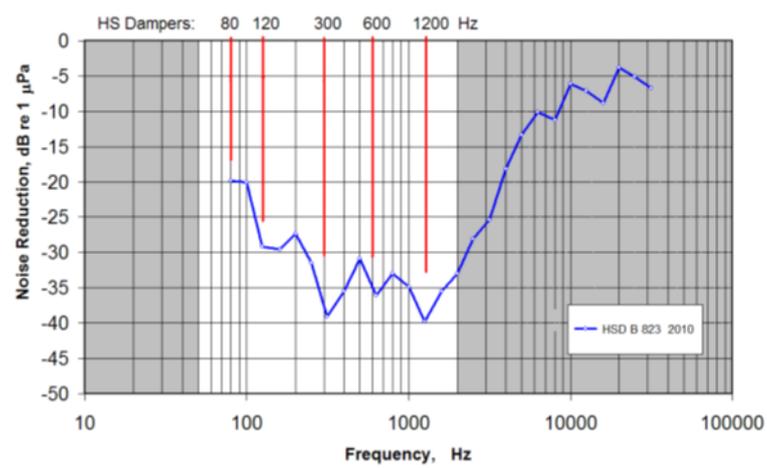
Hydro Sound Damper (Elmer, 2012)

Han sido realizados experimentos de esta técnica en Hanover con pelotas de 6 cm de diámetro fijadas a la red y cubriendo el 6-8 % de la superficie de ésta. Los resultados mostraron que, para señales de banda ancha (100-300 Hz) se consiguieron reducciones de nivel de pico de 19 dB y 20 – 22 dB de SEL.

Las ventajas de este método son:

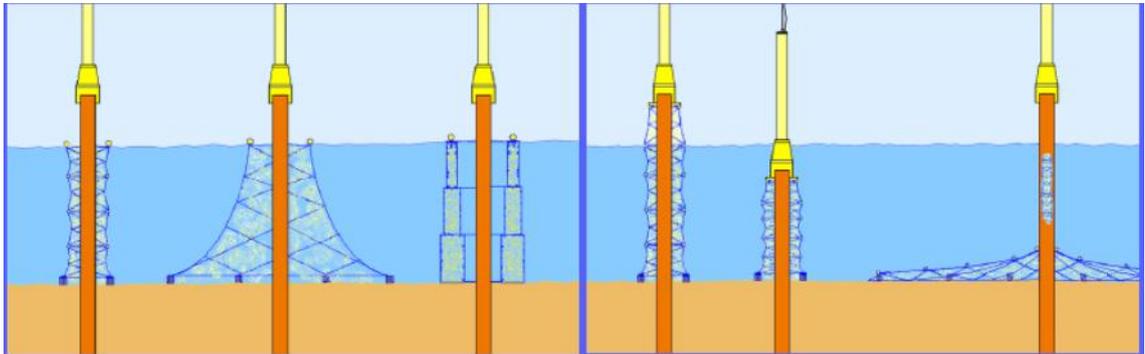
- las corrientes atraviesan la red sin afectar su posición
- muy eficaces en cuanto al rango de frecuencias sobre el que actúan

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore



Reducción de ruido usando Hydro Sound Dampers (HSD) (Elmer K., 2012)

- no necesita suministro continuo de aire comprimido
- instalación simple
- muy viable económicamente
- válidas para todo tipo de suelos
- son aplicables en aguas profundas de hasta más de 40 m
- se adaptan a distintas subestructuras



(Elmer 2012)

Aspectos ambientales:

- alturas de ola de hasta 2 m
- corrientes de hasta 1 m/s

4) *Dewatered Cofferdam* (“ataguía deshidratada”)

Se trata de un tubo rígido de acero que recubre la totalidad del pilote, desde el fondo hasta la superficie del mar. El procedimiento que sigue es bombear el agua fuera del tubo una vez esté fijado al fondo mediante una membrana selladora. De esta forma el aire puede escapar a la superficie mientras se realiza el hincado.



(Ørgaard A., 2012)

Esta tecnología ha sido testada y ha alcanzado fácilmente reducciones de sonido de hasta más de 22 dB (SEL) y 18 dB (*Peak*).

Las principales ventajas son:

- se puede reutilizar, con lo que a largo plazo supone una medida ahorrativa
- sirve para cualquier tipo de sustrato
- viable para cualquier profundidad, dentro de la capacidad de sellado (mínimo hasta 45 m)
- funcionamiento igualmente eficaz para condiciones de corrientes y olas relativamente altas que para condiciones óptimas de trabajo
- desacoplamiento 100% a la hora de su desinstalación
- es una medida de ahorro en sí misma, ya que no requiere de nuevas tecnologías

9.5 Métodos no ingenieriles

Puesto que la distancia a la que se producen los efectos primarios y secundarios es relativamente pequeña, hay varias medidas de mitigación que podrían ser efectivas en la prevención de lesiones. Estas son:

1) Observadores de mamíferos marinos (MMOs)

Se trata de entrenados observadores que pueden detectar e identificar visualmente mamíferos marinos a distancias por encima de los 500 m durante horas diurnas. Su uso es obligatorio durante los estudios sísmicos previos a la construcción del parque y, durante el período de construcción, su función es básica para avistar especies antes de comenzar el pilotaje o pararlo si las especies objetivo entran en el área durante dicho proceso (Nedwell et al, 2003). Sin embargo muchas especies son difíciles de ver y además, las condiciones generales de monitoreo efectivo para los MMO se dan durante las horas de luz del día en buena visibilidad no siendo posible el trabajo de éstos en horas nocturnas o de baja visibilidad.

Las condiciones generales para el monitoreo efectivo de los MMO son con un estado de mar igual o inferior a 4 según la escala Douglas²⁴. La eficacia de detectar visualmente las especies de cetáceos aumenta considerablemente por debajo de un estado de mar 3 según la escala Beaufort²⁵ (Ministerio de agricultura, alimentación y medio ambiente, 2012)

De manera genérica, durante las actividades de hincado de pilotes u operaciones que puedan generar un ruido tal que pueda dañar a los animales se tomarán las siguientes medidas:

- Un experto MMO deberá monitorizar la zona en busca de cetáceos y rellenar los formularios estándares de avistamiento
- El MMO deberá indicar a los responsables de la operación dentro de un periodo previamente establecido antes de la actividad si las condiciones ambientales (es decir, estado del mar, luz, visibilidad) son las adecuadas para observar. De no ser así, la actividad deberá ser pospuesta hasta que las

²⁴ Grado 4 en escala Douglas se da con condiciones de ola larga de 1.25 a 2m y se denomina comúnmente como estado de “fuerte marejada”.

²⁵ Grado 3 en escala Beaufort corresponde a un estado de mar con pequeñas olas y vientos que no superan los 20 km/h

condiciones sean aceptables y el MMO notifique esta circunstancia a los responsables de la operación

- En el caso de hincado de pilotes, se deberá considerar el uso de soft-start (inicio suave) dependiendo de las especificaciones de los pilotes, el mecanismo de hincado y el substrato
- En aguas de hasta 200 m de profundidad, el MMO deberá mantener una vigilancia constante de la zona durante al menos 30 minutos antes de que se dé comienzo a la actividad que produce el sonido, y mantener la observación durante al menos 30 minutos después de que dé comienzo la actividad productora del sonido. La actividad productora de sonido no deberá comenzar hasta que hayan pasado al menos 30 minutos si se ha observado un cetáceo en la zona
- Las operaciones no deberán comenzar si se han detectado cetáceos en una distancia radial de 1000 m de donde se va a producir el sonido
- Si hay un parón en el hincado de pilotes por un periodo mayor a 30 minutos entonces se deberá proceder con el mismo sistema de pre-vigilancia y soft-start
- Se recomienda la realización de un informe de todas las actividades del MMO llevadas a cabo durante la operación

Los técnicos MMO deberían cumplir los siguientes requisitos:

- 1) Haber recibido entrenamiento formal en un curso reconocido oficialmente
- 2) Tener experiencia como MMO
- 3) Estar familiarizado con las especies del área donde se propone la prospección
- 4) Tener experiencia demostrada en el estudio de cetáceos, con experiencia mínima requerida de un año, que le dé las capacidades necesarias para desarrollar este trabajo
- 5) Tener conocimientos de la toma de datos de cetáceos

Según el Documento Técnico Sobre Impactos y Mitigación de la Contaminación Acústica Marina (2012), al menos dos MMO deberán estar a bordo de los barcos

sísmicos que operen en aguas españolas para observar continuamente la zona de prospección. Los MMO desempeñarán dos tareas: observar sistemáticamente el área de prospección y poner en funcionamiento las medidas de mitigación en caso de ser necesarias. Además, los MMO deberán recoger datos de abundancia y distribución de los cetáceos durante toda la campaña. Esta tarea se deberá llevar a cabo tanto cuando se están realizando las actividades sísmicas, como cuando el barco esté navegando en tránsito.

2) Ensayos sobre peces enjaulados

Podrían ser usados para confirmar la reacción, o la falta de reacción hacia el ruido de los peces localmente importantes. Normalmente este ensayo incluirá un pequeño número de individuos de las especies de interés. Estas prácticas puede implicar reacciones instintivas, tales como que el pescado tienda a moverse hacia el lado de la jaula más alejado del ruido (Nedwell et al, 2003)

3) Monitoreo acústico pasivo (*Passive Acoustic Monitoring (PAM)*) o monitoreo acústico activo (*Active Acoustic Monitoring (AAM)*).

Los sónar activos y pasivos sirven para la localización de mamíferos marinos y se utilizan principalmente para el seguimiento de las especies durante la fase de construcción. El PAM detecta fuentes de sonidos subacuáticos y su rango y es sólo efectivo donde es posible que se presenten especies vocalizantes. El monitoreo acústico activo ofrece ventajas significativas, detectando sonidos y “sonidos de retorno” realizados por las mismas especies (i.e. sonidos de ecolocación).

Los técnicos encargados del seguimiento acústico pasivo serán los técnicos PAM y deberían cumplir los siguientes requisitos:

- 1) Haber recibido entrenamiento formal en un curso reconocido oficialmente
- 2) Tener experiencia como PAM
- 3) Estar familiarizado con las características acústicas de las especies del área donde se propone la prospección
- 4) Estar familiarizado con el sistema PAM disponible para la prospección

Un técnico de PAM entrenado debe ser capaz de identificar especies por sus características acústicas (al menos a nivel de grupo) y localizar la dirección y distancia del cetáceo detectado acústicamente mediante los equipos pertinentes.

4) Dispositivo Acústico de Hostigamiento (AHD (Nedwell, 2003)

Éstos son dispositivos que generan altos niveles de ruido subacuático tales que hacen que las especies abandonen la zona donde se producen efectos primarios y secundarios. Deben ser utilizados antes del pilotaje para asegurar que estos animales han salido del lugar de instalación del parque. Por su alta frecuencia de trabajo pueden ser eficaces frente a una amplia gama de mamíferos marinos y a menudo frente a peces. Para ambas especies trabajan de forma eficaz en distancias cortas y por lo tanto son apropiados para reducir la posibilidad de mortandad o lesiones cerca del lugar del pilotaje. Desde hace años se ha testado este sistema, resultando claramente efectivo (*Newborough, D. et al, 1997*). Sin embargo se debe señalar que, ya que inducen una perturbación intencionada, pueden requerir licencia. Además de estar clasificada como fuente de ruido antropogénico, junto a otros tipos de ruido subacuático como se cita en el cuadro siguiente:

Fuente de sonido	Energía SEL (dB re $1\mu\text{Pa}^2 \text{ s}$)	Nivel sonido nominal (dB re $1\mu\text{Pa} @1\text{m}$)	Duración de señal (s)	Frecuencia máxima (Hz)
Superpetrolero (270 m de eslora)	228	198	900 (15 min)	23
Ecosonda multihaz científica	218	235	0.06	12000
AHD	185	185	0.5 - 2	10000
Barco pesquero (12 m eslora, 7 nudos)	180	150	900 (15 min)	300
Dispositivo acústico de Disuasión (AquaMark 300)	127	132	300	10000

Documento Técnico Sobre Impactos Y Mitigación De La Contaminación Acústica Marina

2012

5) Programación

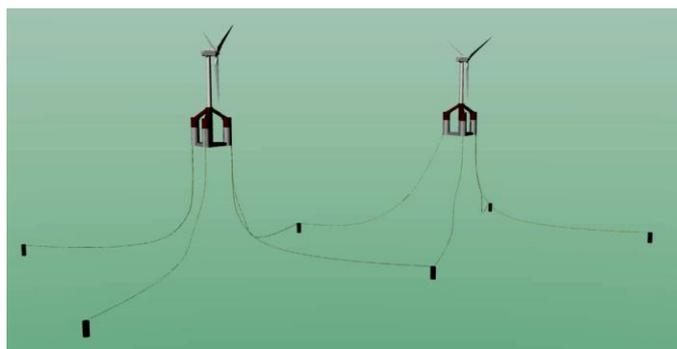
El trabajo debe ser programado para períodos en que las especies no estén en el área, es decir, evitar períodos migratorios o períodos donde dichas áreas son áreas locales

de cría. Debe resaltarse que, sin embargo, esta información es a veces incompleta o difícil de obtener

9.6 Otros métodos

1) Fondeo integral

Es un factor que se considera muy importante en la instalación de plataformas flotantes porque también influirá económicamente (Couñago B et al, 2010) y que supone la posibilidad de realizar un fondeo en el que varias plataformas compartan punto de anclaje y así reducir el número de anclas/pilotes y de maniobras de instalación de los mismos. El sistema TLP, por sus amarres en tensión, no permitiría este tipo de fondeo.



Fondeo integral de plataformas flotantes (Couñago B. et al, 2010)

2) Aprovechamiento posibles instalaciones existentes. Instalaciones “parásitas”

Se trata de aprovechar obras ya realizadas, con lo que nos ahorraremos el impacto que ello supondría, además del ahorro económico que conlleva.

Esto ocurrió, por ejemplo, en la construcción del parque Beatrice, donde fue viable económicamente la instalación de una estructura tipo *jacket* para una profundidad de uno 40 m debido a que se aprovechó la conexión eléctrica a tierra de una planta petrolífera situada en sus proximidades.



Parque Beatrice: instalación eléctrica

3) EDUCACIÓN E INCENTIVACIÓN

Para que estas medidas sean adoptadas, aparte de la legislación debe haber un adecuado grado de educación e incentivación y que de esta forma las partes involucradas en la creación del impacto tengan interés por cumplir las recomendaciones. Las medidas propuestas para ello por el Documento Técnico Sobre Impactos y Mitigación de la Contaminación Acústica Marina (2012) son:

- 1) Fomento fiscal de la aplicación de tecnologías de reducción de ruido en los buques en navegación, o en construcción, por parte de las empresas navieras españolas
- 2) Fomento al uso de ecosondas que emitan a frecuencias superiores a 200 kHz para uso en aguas someras
- 3) Desarrollo de una campaña informativa sobre los impactos del ruido y de la necesidad de reducir el uso de dispositivos acústicos, tales como ecosondas de navegación e investigación. Esta campaña estará dedicada al público en general, empresarios, investigadores y pescadores, así como a usuarios de barcos de recreo (podría plantearse una campaña de alto nivel divulgativo, similar a la realizada por la UNESCO respecto al control de la contaminación lumínica en el cielo)

9.7 CONCLUSIONES

A la vista de la gran cantidad de opciones de reducción de ruido existentes se han buscado estudios que, bajo ciertos criterios, hicieran una comparación entre algunas de las opciones más utilizadas/más viables. Los resultados han sido compilados en la siguiente tabla:

Técnica	Grado de reducción de ruido	Tiempo estimado para su implantación (-)ya en uso	Comentarios
Hydro Sound Dampers	alto	alto	Necesita más investigación. En fase de demostraciones
Dewatered Cofferdam	Bajo/medio	corto	El grado de reducción de ruido está calificado como medio/bajo por la cantidad reducida respecto a la que genera su uso. Necesita de grandes barcos especializados y sólo es válido para monopilotes (cuyo ruido introducido en el agua es muy alto)
Cortina de burbujas	Medio	- ²⁶	Su efectividad depende de la densidad de burbujas y esto es muy variable en mar abierto
Pilote enfundado	Media*	corto	*Depende de si se utiliza sola o combinada con otra técnica, por ejemplo la modificación de algún parámetro de golpe
Uso de un elemento amortiguador (e.g. dentro de la técnica de ampliación del tiempo de contacto)	Baja/mínima	corto	Aunque este método pueda ser implementado rápidamente no es una solución recomendada por sus bajas reducciones

²⁶ (-) → ya en uso

Modificación de los parámetros del golpe. Ampliación del tiempo de contacto	Baja	-	Sólo requiere actuar sobre los parámetros de control del martillo hidráulico. Por sí misma no implica grandes reducciones, pero puede ser una buena solución si se aplica conjuntamente con otra (e.g. con un aislamiento de sonido)
Martillos vibrantes	Alto	Corto *	*Las técnicas correspondientes a la capacidad de carga pueden causar una importante dificultad en la ejecución. Sin embargo, su uso para la etapa inicial del hincado puede tener un efecto muy positivo en el corto plazo a efectos de ruido total generado
Aislante de sonido	Medio/alta	medio	Dependiendo de la técnica utilizada la reducción de ruido puede ser medio o alto. Esto vendrá motivado por las grandes compañías de martillos hidráulicos, en el interés que tomen por estas técnicas para su uso a gran escala

Fuente: elaboración propia a partir de datos:

Color	Fuente
	Congreso Sound Solutions,2012
	Tobias Verfuß, Projektträger Jülich, 2012
	Saleem, 2011

CAPÍTULO 10: VIGILANCIA AMBIENTAL

10.1 Métodos de vigilancia ambiental

La fase de vigilancia es un aspecto crucial dentro de los estudios de impacto ambiental (EIA). Por esto, la vigilancia de los niveles de emisiones de ruido será también introducida en este proyecto como parte fundamental. Se podría definir como una medida de prevención en sí misma que tiene lugar durante la fase de funcionamiento. Además también puede tener la función de mantenimiento preventivo, ya que puede ser un indicador de un mal funcionamiento.

Los aspectos de mayor importancia a tener en cuenta serán según la bibliografía consultada:

- Verificación de los cálculos y estimaciones de producción de ruido submarino
- Verificación de los cálculos y estimaciones de producción de ruido aéreo
- En lo que respecta a la actividad pesquera y actividades económicas relacionadas, debe ser definido un plan de monitorización que contemple los hábitats de las especies con interés comercial y que deben ser definidos en conjunto con la ecología. Los estudios deben realizarse tras el primer año de funcionamiento del parque eólico y ser actualizados periódicamente (por ejemplo de forma anual). Dentro del plan de vigilancia, deben definirse las medidas que garanticen la monitorización y vigilancia pública durante las fases de construcción, funcionamiento y desmantelamiento
- Es importante conocer el impacto de los proyectos en la economía local, en particular a través del desarrollo de estudios de post-evaluación. Éstos pueden basarse en datos recogidos en función de la definición y la ejecución de un plan de seguimiento que integre también los impactos sobre el empleo
- Es de gran interés la realización de estudios de seguimiento de impactos en el turismo, sobre todo durante la fase de funcionamiento, como medio de obtener una identificación y evaluación de los impactos que efectivamente se producen, no sólo como base para una eventual verificación y redefinición de las medidas correctoras o compensatorias, sino también como base para la evaluación de casos semejantes. Los estudios de seguimiento deben ser

iniciados tras los primeros seis meses o un año de funcionamiento del proyecto, siendo después complementados con informes. (anuales, bianuales, etc).

Los métodos a emplear serán:

10.1.1 Monitoreo

El seguimiento/monitoreo es una componente importante en la mitigación, puesto que permite el control sobre los niveles de ruido que deben ser mantenidos. También permite que el nivel de ruido creado por una operación de pilotaje pueda ser clasificado y comparado con otras fuentes de ruido local. El monitoreo puede incluir:

- Monitoreo de ruido

Distancias fijas de monitoreo de ruido, pueden ser usadas para mantener una grabación continua de los niveles de ruido y poder proporcionar una reacción apropiada si éstos fueran excesivos. Para ello lo ideal es que el monitoreo incluya retroalimentación en tiempo real de los niveles de ruido impuestos. Estos niveles deben estar asociados con dos niveles de umbral o “niveles de acción”, cada uno de las cuales desencadene una respuesta apropiada. Estos serán el *First Action Level* y el *Second Action Level*.

- Si el nivel más bajo del *First Action Level* es excedido, debe prestarse atención y considerar los requisitos necesarios para disminuir dicho ruido y, por tanto, las acciones que sean necesarias pero sin requerir un paro del trabajo
- Si el *Second Action Level* es excedido, el contratista de pilotaje está obligado a parar el trabajo, encontrar la causa del nivel excesivo de ruido y remediarlo, tomando como prioridad la pronta reanudación de la tarea.

Los Niveles de Acción citados tendrán en cuenta los efectos del ruido en las especies así como la especificación del nivel y posición a los que debe controlarse el ruido. Por ejemplo, para efectos primarios y secundarios, si se cree que los mamíferos marinos pudieran ser detectados dentro del radio de 200 m de pilotaje será apropiado especificar como *Second Action Level* el nivel de impulso a la cual podrían ocurrir lesiones a la distancia que el mamífero se pudo detectar. El nivel de impulso del que no se esperan efectos debe ser especificado como *First Action Level*.

Con respecto a efectos terciarios o sobre el comportamiento se deben tener en cuenta otras consideraciones de carácter más subjetivo. Por ejemplo, si durante el proceso de instalación de un parque situado en el centro de un canal que es ruta migratoria, en un período donde pudiera haber migración, se podría considerarse aceptable, el caso de no bloquear más del 20% de la anchura del canal. En el caso de que se quieran proteger áreas específicas, las mediciones han de hacerse en estos puntos concretos.

Los métodos para realizar las mediciones de ruido tanto submarino como aéreo serán desarrollados en la siguiente sección.

- **Seguimiento de mamíferos marinos.**

Seguimiento de la abundancia y distribución de mamíferos marinos, particularmente en cuanto a lo que se refiere a la modificación de las densidades de población en los alrededores del parque y en el interior del área del proyecto. En este sentido, se recomienda el uso de detectores acústicos de mamíferos marinos (sónar pasivo o activo) que permitan valorar la presencia y posible efectos sobre estas comunidades. También se puede confirmar si existe algún efecto debido al ruido mediante un método de seguimiento, observando las trayectorias seguidas, aunque es difícil asegurar que la propia supervisión no está causando un efecto.

- **Seguimiento de las comunidades piscícolas**

Abundancia y distribución de las comunidades piscícolas, sobre todo en lo que se refiere al número y modificación en las especies presentes. Será de especial interés la realización de estudios de seguimiento de especies significativas de las comunidades de interés pesquero profesional. Su finalidad básica debe consistir en evitar y subsanar, en lo posible, los principales problemas así como adquirir las bases documentales necesarias para la elaboración de planes de usos y gestión pesquera.

Aunque se puede argumentar que la propia supervisión tiene un efecto sobre la especie, este efecto puede ser superado por el proceso de suministro de información del que se dispondrá en un largo período de toma de muestras. Dichas muestras también serán útiles para conservar las poblaciones de las especies y para minimizar los efectos de los futuros proyectos de construcción en alta mar (Nedwell et al 2003).

10.1.2 Mediciones de ruido aéreo

Para las mediciones de ruido aéreo de los parques eólicos existe una normativa estándar y aceptada a nivel internacional, IEC 61400-11:2002 y cuya versión oficial en España se adopta con la UNE-EN-61400-11:2002. Ésta posibilita la consistencia y previsión de las medidas que se realizarán y al estar enfocada tanto a fabricantes como a compradores, operadores y reguladores, resulta una perfecta herramienta para la obtención de datos comparables entre sí.

A su vez dicha norma especifica que “no se restringe a aerogeneradores de un tipo o tamaño en particular” (UNE-EN-61400-11:2002:p8). Es decir, podría ser utilizada para aerogeneradores offshore pero, como demuestra el informe realizado por Søndergaard B. y Plovsing B. (2005), son necesarias unas ciertas modificaciones para que pueda ser aplicada esta norma.

Comenzaremos haciendo un resumen de su funcionamiento para luego explicar los cambios que se introdujeron. En tierra el ruido debe medirse mediante un micrófono situado en la base del aerogenerador, y evitando añadir el sonido que genera el flujo de aire sobre éste. Al mismo tiempo que se mide el nivel de presión sonora, se debe registrar la velocidad del viento con un anemómetro que no esté influenciado por la estela de la turbina de forma que se obtengan valores reales de viento. También se podría deducir a partir de la potencia instantánea producida por el aerogenerador. Con los datos recogidos para varias posiciones se calcula la media de ruido de cada posición y luego, basándose en consideraciones geométricas se calcula en nivel de ruido emitido por dicha turbina para una velocidad específica. Después de calcular la potencia de sonido emitido deberá determinarse si dichas emisiones son audibles descomponiendo el ruido en diferentes frecuencias. Si una frecuencia es mucho más fuerte que sus vecinas deberá estudiarse si ésta será audible o no. Para ello cada país tiene su propio método.

En un principio Søndergaard B. y Plovsing B. creyeron que no era posible extrapolar de forma general este estándar IEC 61400-11:2002 para las mediciones *offshore*. La altura y frecuencia de las olas no permitía que el micrófono registrara mediciones fiables colocándolo sobre el mar, al igual que se coloca en el suelo en tierra. Además, el ruido provocado por las pequeñas olas que impactaban con la placa-soporte del micrófono producían más ruido que el que venía de las turbinas.

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

Entonces cambiaron la posición del micrófono colocándolo a una altura de 3-5 m sobre el nivel del mar de forma que el sonido que venía directo del aerogenerador y el reflejado por la superficie del mar resultaban casi iguales. También se observó que cuando la banda de frecuencias considerada era lo suficientemente ancha, los niveles de presión registrados aumentaban en 3 dB debido al efecto causado por la reflexión, que aumenta la energía del sonido directo. Sin embargo este método no servía para determinar ruidos tonales, por lo que no se esperaba que fuera útil para la obtención de resultados concluyentes.

Entonces Søndergaard B. y Plovsing B. realizaron ciertas modificaciones sobre el método que recoge la IEC 61400-11:2002 y comprobaron que era posible hacer las mediciones siguiendo los principios generales de dicha norma, pero incluyendo unos pocos cambios especificados a continuación:

- El micrófono estará colocado de 3-5 m sobre la superficie del mar, libre de obstáculos reflectantes y sobre 1 o 2 m por encima de la cubierta del barco



Posición del micrófono (Søndergaard B. y Plovsing B. 2005)

- El anemómetro está colocado encima del mismo barco en el que está el micrófono, a una altura de 10 m sobre el nivel del mar
- La tonalidad no es considerada

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

- La velocidad del viento se determina a partir de la potencia producida por la turbina y calibrada con la curva de potencia y una simple medición de viento
- El nivel de potencia de sonido, así como otros parámetros acústicos se determinan a velocidades de viento de referencia 6 - 10 m/s y no sólo a 8 m/s
- El nivel de potencia sonora aparente²⁷ (L_{WA}) puede ser calculado a partir de las mediciones de ruido mediante:

$$L_{WA} = L_{Aeq,c} - 3 + 10 \log \frac{4\pi R_1^2}{S_0}$$

Donde

- $L_{Aeq,c}$ es el sonido de fondo corregido en nivel de presión sonora ponderado-A
- R_1 es la distancia oblicua en metros desde el centro del rotor al micrófono
- S_0 es el área de referencia ($S_0 = 1 \text{ m}^2$)
- el término -3 está asociado con las reflexiones de las ondas en el mar

El ruido de fondo provocado por las olas que chocan contra el barco son el principal problema. Para reducir la influencia de éstos es recomendado usar la distancia de medida admisible más corta indicada en la norma, es decir, $R_0 - 20\%$, y la posición de micrófono más alta que sea posible. La medida de un solo aerogenerador de forma aleatoria podrá ser extrapolada al resto del parque (Søndergaard B. y Plovsing B., 2005).

Los resultados que se registren serán de importancia en relación con el mantenimiento de las turbinas (si su nivel ha variado considerablemente respecto al nivel inicial) y en caso de estar situadas muy cerca de tierra. Tal como explicamos esta distancia no está definida actualmente, por lo que se deberá valorar siguiendo el método establecido en esta metodología para cada caso particular.

²⁷ Nivel de potencia sonora aparente (dB re 1 pW): es el nivel de potencia sonora ponderado-A re 1 pW de una fuente puntual en el centro del rotor con la misma emisión en la dirección de aguas abajo que el aerogenerador objeto de medida. L_{WA} se determina para cada velocidad del viento de referencia de 6 m/s a 10 m/s (UNE-EN-61400-11:2002:p9)

Se ha considerado este método como referencia porque utiliza la base de la norma de las mediciones en tierra y ha sido comprobado experimentalmente. Además está realizado por el Ministerio Danés de Medioambiente que tiene una gran experiencia en eólica *offshore*.

10.1.3 Mediciones de ruido subacuático

Los requisitos para una medición precisa de los ruidos de operación de los parques eólicos son más estrictos que los de la medición de ruido de la construcción; el ruido puede estar próximo a los niveles de ruido de fondo y, sobre todo, fácilmente contaminado por ruidos electrónicos u otros ruidos. En el mar, en las proximidades del área del parque, tienen lugar grandes corrientes circulatorias y los zumbidos electrónicos son fácilmente inducidos en los sensibles equipos de medida de sonido, que registran éstos como falsos picos en el espectro de sonidos y, por tanto un alto nivel de sonido artificial.

No existe un método estándar ni normas que recojan los aspectos básicos que deben tenerse en cuenta para la correcta realización de éstas mediciones. Además dado que hasta ahora sólo unas pocas experiencias están presentes para la medición de la radiación del sonido en alta mar, las afirmaciones y las sugerencias recogidas en los dos métodos que explicaremos estarán sujetos a un mayor desarrollo.

El primer método es el propuesto por un estudio realizado por la Universidad de Tecnología de Berlín (Köller J., Köppel J. y Peters W., 2006). Cabe resaltar que las previsiones realizadas según este mismo estudio concordaron con las mediciones realizadas posteriormente mediante el método que explicaremos. Esta fue una de las razones por las que ha sido escogido. El inconveniente es que están referidas sólo a aguas muy poco profundas.

Las medidas se realizarán sobre un solo molino pero se podrán extrapolar para determinar los niveles de inmisión totales del parque (Köller J., Köppel J. y Peters W., 2006). El esquema del proceso se explica en la figura. Como el acceso a las turbinas es solamente posible con bajas velocidades de viento, se programa una grabación automática que realice mediciones con una periodicidad mensual. En las grabaciones, cada hora se registran 20 min de ruido subacuático y vibraciones de la

pared de la torre en un disco duro. La posición del acelerómetro, aproximadamente 10 m sobre el nivel del mar y perpendicular a la pared, fue elegida después de unas mediciones preliminares.

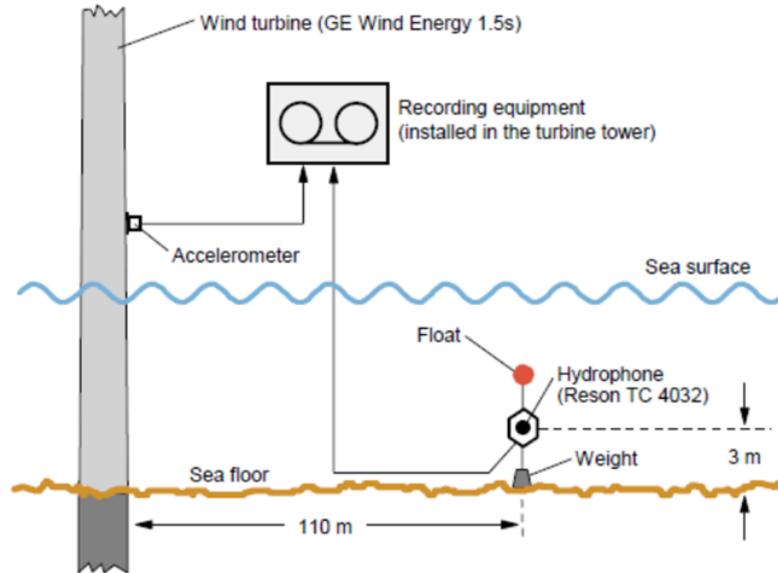


Fig. 8. Measurement setup for monitoring underwater noise induced by an off-shore wind turbine (water depth was about 10 m)

Esquema de los componentes de medición de ruido submarino

Las mediciones del ruido subacuático desde un barco no se consideraron posibles debido a que podrían confundirse con los sonidos del mar agitados que corresponderían a un funcionamiento de la turbina a potencia nominal y, por tanto, donde son interesantes de realizar las medidas.

Las cuestiones que deben tenerse en cuenta son:

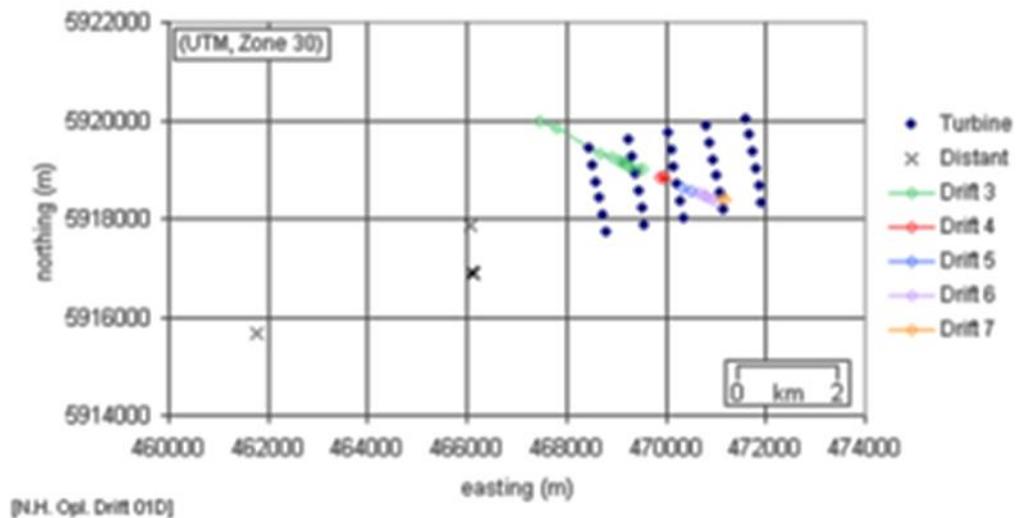
- Fecha, hora y duración de mediciones de tres componentes WEC²⁸ arbitrariamente escogidos
- Lugar y el objeto; instrumentación, condición de la meteorología, etc
- Parámetros de los WEC tales como la potencia de salida, velocidad de giro, etc
- Posición de medición en el agua (preferentemente de 3 a 5 m o mitad de la profundidad del agua)

²⁸ Wind Energy Converters: se refiere a los parámetros de los que depende la generación eólica

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

- Las señales de tiempo del hidrófono para tres rangos de potencia de las WEC ("bajo", "medio" y "máximo")
- Análisis de 1/3 de octava y espectro de banda ancha para los tres rangos de potencia

Un segundo método se utilizó para la medición del ruido en cuatro granjas *offshore* (Nedwell et al, 2007). El hidrófono utilizado fue colgado de una boya que restringe el movimiento vertical y generalmente a profundidades entre 5 y 10 m (también menores si la profundidad del agua no fuera lo suficientemente grande para usar estas distancias estándar). Fue lastrado por su extremo con un pequeño peso conectado a su jaula protectora para mantener la posición más cerca posible de la vertical. Este conjunto se despliega por la borda del barco que se espere esté más alejado. Los motores del buque, sonda y demás dispositivos que pudieran contaminar la señal se apagarían antes de comenzar las grabaciones, por lo que durante el procedimiento el barco flotará libremente describiendo ciertas trayectorias aleatorias sobre el mar que denominamos derivas. En la figura de abajo puede verse esto:



Mapas de la trayectoria de las derivas durante el proceso de medición (Nedwell et al, 2007)

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

Los resultados obtenidos tanto de las mediciones de ruido aéreo como del ruido submarino deberán recopilarse en informes y recoger los datos siguientes²⁹:

- Descripción del aerogenerador
- Descripción del entorno físico
- Instrumentación
- Datos acústicos
- Datos no acústicos
- Incertidumbres

También en ambos casos la instrumentación debe ser chequeada y calibrada respecto a un patrón nacional o patrón primario de laboratorio que deberá incluirse también en el informe.

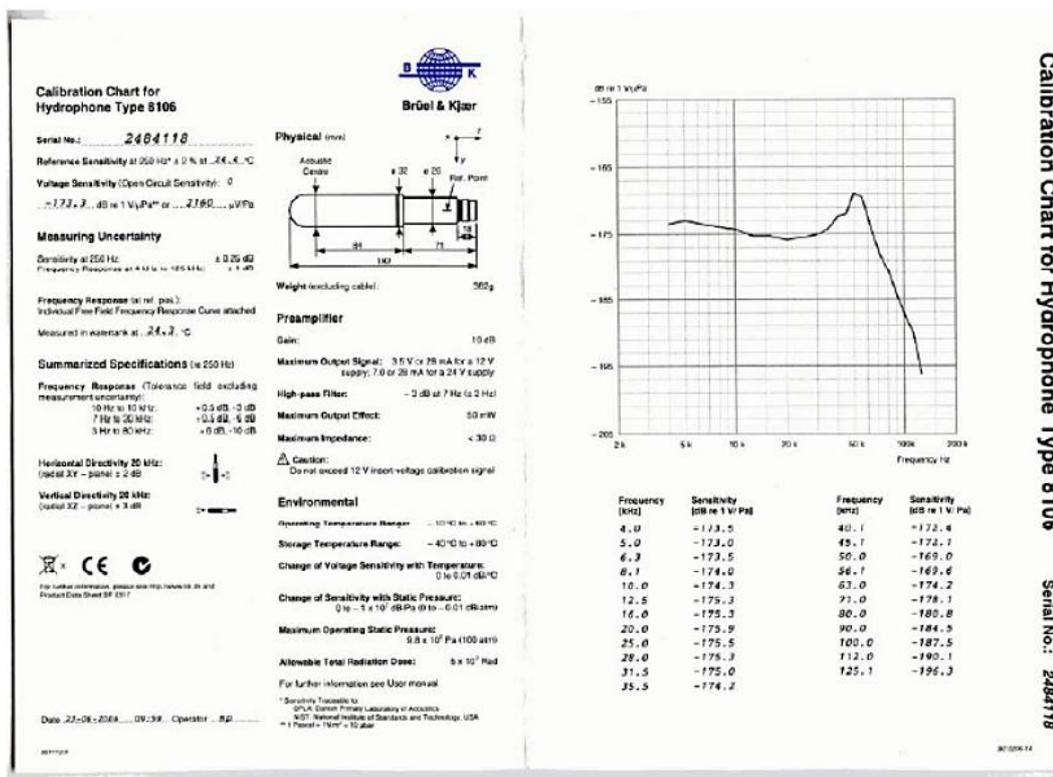


Figure B.3. Calibration chart of the B&K Type 8106 hydrophone, S/N 2484118, used.

Certificado de calibración del hidrófono utilizado (Nedwell et al 2007)

²⁹ Esta información se ha obtenido de la norma UNE-EN-61400-11:2002 y, personalmente se considera apta para extrapolarla al campo offshore

10.2 CONCLUSIONES

Los resultados de los diferentes seguimientos se reflejarán en informes elaborados con la periodicidad que se estime conveniente (semestral, anual, etc.), en los que quedarán contempladas las observaciones efectuadas durante el seguimiento del funcionamiento del parque, los resultados obtenidos en la aplicación de las medidas propuestas y, en su caso, los problemas detectados, siendo de gran importancia el reflejar en dichos informes la detección, en su caso, de impactos no previstos.

En caso de considerarse conveniente, se propondrán nuevas medidas, bien porque las aplicadas no hayan dado los resultados previstos, bien porque se consideren nuevas medidas con las que optimizar la minimización de impactos (Iberdrola Ingeniería Consultoría, 2003).

CAPÍTULO 11: APLICACIÓN AL CASO DE CANTABRIA. IMPLANTACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE

11.1 Situación de partida en Cantabria

La situación energética de Cantabria se caracteriza por una fuerte dependencia del exterior, lo que se traduce en un alto presupuesto para importación de materia energética. Se necesita importar alrededor de 3000 GWh/año de electricidad.



SalDOS de intercambios de energía por comunidades autónomas (GWh) (REE 2011)

Según los últimos datos de los que disponemos, 2010, el consumo energético de la región es elevado, suponiendo el 2,44% de la demanda total española frente al 1,26% que supone su población. Esta alta demanda refleja el elevado peso que mantiene la industria de alto consumo energético en la estructura económica de la Comunidad.

La producción eléctrica en Cantabria proviene fundamentalmente de las siguientes formas de generación:

- Hidráulica (19,3%): Central de bombeo de Aguayo
- Cogeneración: Sniace, Solvay y Repsol química
- Eólica(1,5%): Parque eólico de Cañoneras
- Valorización de residuos urbanos: Tratamiento integral de residuos de Cantabria
- Biogás: Vertedero Meruelo

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

Estas instalaciones suponen el 82,7% de la potencia total instalada y alrededor del 80% de la generación total de energía. El resto es generado por la solar fotovoltaica y centrales hidráulicas y cogeneración de menor potencia.

		POTENCIA		GENERACIÓN	
		Potencia (MW)	% Total Potencia	Generación (GWh)	% Total Generación
R. ORDINARIO (RO)	Cogeneración (gas natural)	168,88	20,5%	1100,65	45,9%
	Energías renovables	393,91	47,8%	521,6	21,7%
	Hidráulica	33,91	4,1%	58,2	2,4%
	Hidráulica bombeo	360	43,7%	463,4	19,3%
TOTAL REGIMEN ORDINARIO		562,79	68,2%	1622,25	67,6%
RÉGIMEN ESPECIAL (RE)	Cogeneración	151,09	18,3%	340,98	14,2%
	Carbón	44,22	5,4%	53,73	2,2%
	Fuel/gasoil	6,02	0,7%	0	0,0%
	Gas natural	100,77	12,2%	286,77	12,0%
	Microcogeneración	0,08	0,0%	0,48	0,0%
	Energías renovables	110,77	13,4%	436,11	18,2%
	Hidráulica	64,18	7,8%	308,64	12,9%
	Eólica	32,3	3,9%	36,4	1,5%
	Biomasa/biogás	2,39	0,3%	15,94	0,7%
	Solar fotovoltaica	1,97	0,2%	2,21	0,1%
	Otros (incluye RSU)	9,93	1,2%	72,92	3,0%
	TOTAL REGIMEN ESPECIAL		261,86	31,8%	777,09
TOTAL GENERAL (RE+RO)		824,65	100%	2.399,34	100%
Energías renovables		505	61,2%	958	39,9%

RE+RO: Régimen Especial + Régimen Ordinario - RSU: Residuos Sólidos Urbanos

Mix energético de Cantabria (Plan de sostenibilidad energética de Cantabria, 2011-2020)

El problema de esta estructura radica en que el 100% de la energía generada (2399,34 GWh) sólo significa el 36,8 % de la demanda para consumo en Cantabria. Esto es, al haber un consumo total de energía eléctrica de 5405 GWh, existe un déficit de 63,2% que se suple con la importación. Con una previsión de incremento

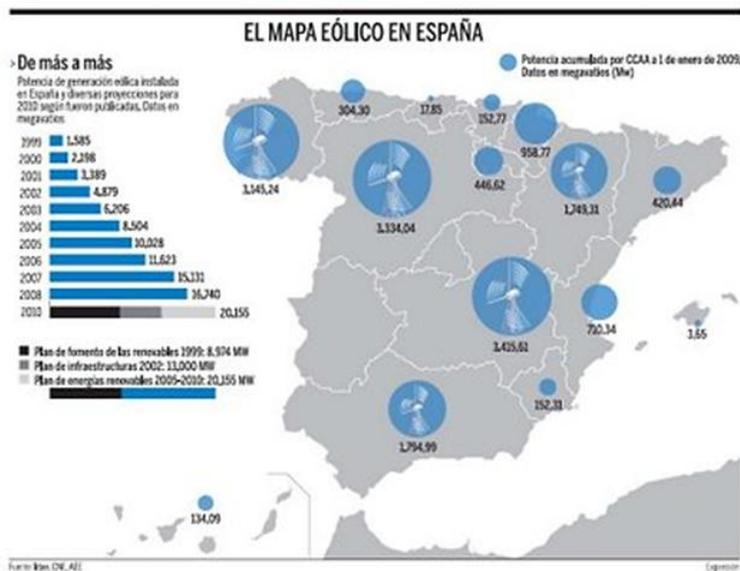
de la demanda de un 26% para el 2020, este grado de dependencia energética se elevaría hasta un 70,8% lo que supondría mayor ineficiencia del sistema por las pérdidas producidas en el transporte y distribución y que representan entre el 8 y el 10% de la demanda, mayor gasto en exportaciones y la incapacidad de albergar grandes proyectos industriales en la región. Cabe resaltar que esta previsión de aumento de demanda podría resultar inferior debido al descenso de actividad industrial por la crisis económica que está atravesando España. Ya existen datos publicados acerca de consumo decreciente de electricidad. La REE afirmó que en 2011 la demanda final de energía eléctrica fue un 3% inferior a la de 2010 y en el período de los once primeros meses de 2012 se había producido un 0,9% menos de demanda eléctrica bruta que en el mismo período de 2011, siguiendo la línea decreciente de años anteriores (REE, 2012).

Como se muestra en la figura del mix energético de Cantabria, la generación de electricidad por fuentes renovables origina cerca del 40% del total, lo que supone un importante peso dentro del mix energético de la Comunidad. Sin embargo comparándolo con el consumo total sólo supone un 17,7% de la necesidad eléctrica (5405 GWh/año).

Las medidas generales a tomar, recogidas por el Plan de Sostenibilidad Energética de Cantabria 2011-2020 serán las siguientes:

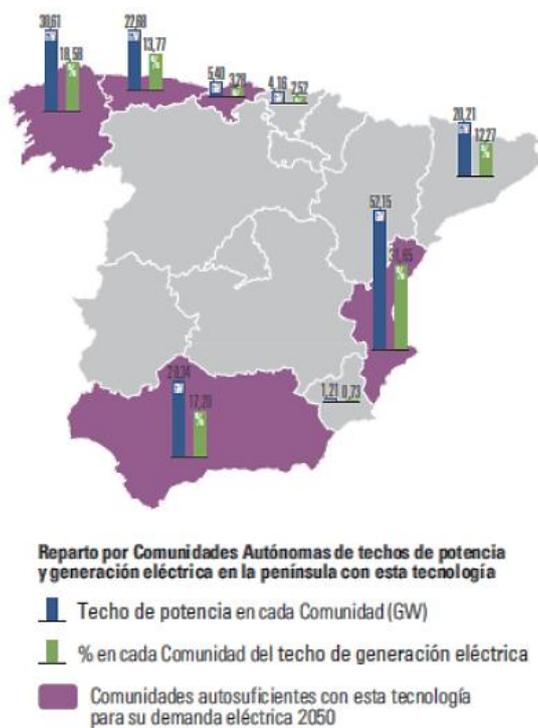
- Minimizar las importaciones de energía eléctrica, mediante el desarrollo de un sistema eléctrico racional que integre fuentes de generación, consumos y redes de transporte y distribución
- Disminución del consumo de energía primaria
- Impulso al sector energético de Cantabria a la industria y el I+D+i regional relacionado con el sector energético Perspectivas y objetivos en el horizonte
- Eólica Offshore generar 50 MW eléctricos

La siguiente imagen demuestra el “retraso eólico” que sufre la y del margen de mejora existente:



Mapa eólico en España

Además, ajustándonos a las medidas previstas, Cantabria, debido a su potencial eólico y disponibilidad de espacio marítimo apto para su instalación, podría ser autosuficiente en 2050 solamente utilizando eólica marina según algunas fuentes.



Fuente: Greenpeace

Emisiones por industrias:

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

La producción de energía eléctrica en Cantabria se basa en un 60.1% en cogeneración, siendo ésta la responsable de las emisiones de CO₂ a la atmósfera del sector, ya que como hemos citado, las otras fuentes son de carácter renovable.

El siguiente cuadro muestra los últimos datos registrados de emisiones de CO₂ de las principales instalaciones:

Central	Año referencia	Nivel de emisiones CO ₂ (t/año)
Solvay Química 44,22 MW (Torrelavega)	2011	883.000
Solvay Cogeneración 42 MW (Torrelavega)	2011	166.000
Sniace Cogeneración 93,17 MW (Torrelavega)	2011	319.000
Sniace (Cogecan) 22 MW	2004	110.000
Repsol Química (Marina de Cudeyo)	2010	226.000

Elaboración propia con datos de Inventario Nacional de Emisiones de Contaminantes a la Atmósfera, 2012

La política energética a nivel nacional (i.e. compromiso 20 20 20), implica la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. A nivel autonómico esto debe estar presente a la hora de elaborar los planes energéticos. Sin embargo, al consultar las emisiones a nivel nacional, recogidas por el sistema español de inventario (SEI), podemos observar que la tasa de emisiones registradas en la Comunidad de Cantabria es una de las más bajas con 6.195 kt CO₂-eq. Esto se debe principalmente a dos motivos:

- La población cántabra es pequeña. Supone un 1,26 % del total de la población española, con lo que la proporción de gases generados también será pequeña
- La falta de autosuficiencia energética de la región. La mayor parte de los gases de efecto invernadero generados en la producción de energía que se demanda es emitida a la atmósfera en otra comunidad

A la vista de la situación, la mejor forma de cumplir con los compromisos y aumentar la independencia energética es aumentar la potencia instalada para la

generación eléctrica basada fundamentalmente en energías renovables, de cara a que las emisiones sigan manteniéndose en bajos niveles.

A continuación se presenta la tabla de estimación de las emisiones realizada por el SEI, en toneladas equivalentes de CO₂ con el año base actualizado, el año 1990 y desde el año 1995 hasta el año 2010, desagregadas territorialmente para cada Comunidad Autónoma.

“CO₂ equivalente” es una medida utilizada para cuantificar la participación de los demás GEIs en el efecto invernadero, medidos en una escala de tiempo fijo (normalmente 100 años), y tomando como referencia el comportamiento del dióxido de carbono. Para un Gas Efecto Invernadero las emisiones de CO₂ equivalente se obtienen multiplicando la cantidad de Gas Efecto Invernadero emitida por su Potencial de Calentamiento Global (PCG) para un horizonte temporal dado.

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

COMUNIDAD AUTÓNOMA	EMISIONES DE CO ₂ -eq (kt)																	
	Año base actualizado	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
ANDALUCÍA	36.634	36.627	42.179	39.760	41.600	47.613	51.599	53.150	53.747	56.285	58.794	60.980	66.225	65.626	67.252	58.320	56.412	55.386
ARAGÓN	15.754	15.752	17.811	16.921	19.666	16.815	18.012	20.047	18.719	20.818	20.870	21.298	22.037	21.800	22.590	21.249	18.291	16.912
ASTURIAS	27.372	27.413	28.588	24.222	27.230	26.953	32.329	33.590	31.304	34.003	32.700	33.368	34.237	30.994	33.448	26.332	22.921	21.721
BALEARES	5.660	5.659	6.503	7.075	7.062	7.663	8.287	8.467	8.825	9.027	10.164	9.841	9.973	10.159	10.426	10.549	10.310	10.276
CANARIAS	7.616	7.614	8.082	10.084	10.163	10.696	13.099	13.503	14.063	14.090	14.463	15.999	16.446	15.622	15.760	16.525	14.671	14.773
CANTABRIA	4.236	4.567	5.119	4.655	5.088	5.301	5.303	5.487	5.928	6.506	6.485	6.781	6.931	7.013	7.037	7.008	6.284	6.195
CASTILLA Y LEÓN	35.012	35.010	36.680	35.616	42.584	38.641	40.930	42.182	42.062	44.829	44.253	46.372	45.996	42.924	43.672	39.885	31.319	27.102
CASTILLA-LA MANCHA	17.950	17.948	17.840	18.718	20.490	21.034	22.829	23.825	24.415	24.386	24.471	26.163	26.459	26.933	28.158	25.064	22.963	22.292
CATALUÑA	39.412	37.262	46.132	45.671	47.133	47.565	50.267	52.268	51.023	50.170	52.956	55.684	57.695	56.132	56.691	53.727	49.808	50.159
CEUTA	264	264	308	321	285	312	364	343	348	397	415	381	381	430	516	525	517	545
COMUNIDAD VALENCIANA	17.324	17.319	20.841	20.747	22.440	24.583	27.133	27.484	27.955	29.200	30.108	31.029	32.171	31.970	32.134	32.265	29.461	29.676
EXTREMADURA	5.427	5.426	5.816	6.091	6.279	6.562	6.876	7.616	7.967	7.975	8.354	8.564	8.697	9.370	9.489	9.335	8.856	8.927
GALICIA	27.977	27.981	30.925	29.645	28.875	32.089	32.663	33.539	34.353	36.154	35.310	36.377	35.159	33.856	35.051	29.742	27.564	26.093
LA RIOJA	1.579	1.579	1.745	1.804	1.866	2.045	2.154	2.243	2.295	2.329	2.477	2.669	3.993	4.091	3.904	3.686	2.835	2.659
MADRID	15.661	15.656	18.117	18.904	19.931	21.547	22.941	24.054	25.373	25.565	26.620	26.928	27.967	27.747	27.797	25.821	24.064	24.550
MELILLA	144	144	186	186	175	180	204	215	232	237	255	244	254	281	304	321	312	340
NAVARRA	4.287	4.286	4.781	4.880	4.946	5.181	5.527	5.769	5.826	6.087	7.324	8.207	7.960	7.752	7.691	7.919	7.368	7.579
PAIS VASCO	16.961	16.531	16.891	15.707	16.837	17.437	19.027	19.575	19.391	21.453	21.278	22.348	24.718	24.479	23.277	23.164	22.210	21.623
REGIÓN DE MURCIA	5.766	5.765	5.723	5.823	5.922	6.496	7.172	7.474	7.798	8.676	7.856	7.935	8.129	10.051	11.131	12.382	10.100	9.089
TOTAL ESPAÑA	285.054	282.821	314.266	306.830	328.570	338.713	366.716	380.831	381.623	398.186	405.150	421.168	435.428	427.227	436.327	403.819	366.266	355.898

Año base actualizado: Año 1990 para CO₂, CH₄ y N₂O y año 1995 para los gases fluorados

Total España: Año base PK	289.773	Año base tomado para el cálculo de la cantidad asignada para el compromiso del Protocolo de Kioto
---------------------------	---------	---

Emisiones de CO₂ equivalente por Comunidad Autónoma (SEI, 2012)

11.2 SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

Hemos reducido nuestra opción a generar alternativas en la dirección de las energías renovables. Debe tenerse en cuenta que, aunque estemos tratando el tema de generación eléctrica de forma sostenible, la mejor forma de evitar la contaminación es la reducción del consumo de forma que se disminuya la demanda de energía y, por tanto, la necesidad de producción.

Alternativas:

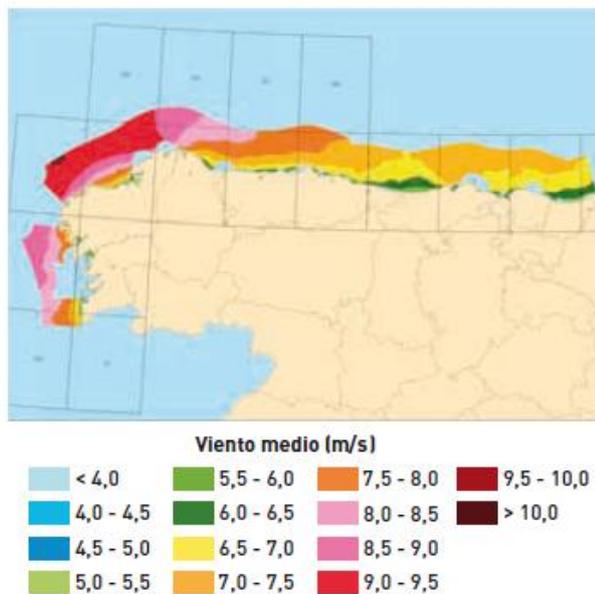
- placas solares
- parque eólico onshore
- parque eólico offshore
- energía termosolar
- fotovoltaica
- hidroeléctrica
- aumento potencia de las instalaciones de cogeneración actuales
- aumento capacidad centrales hidroeléctricas
- biomasa
- ...

¿Por qué offshore?

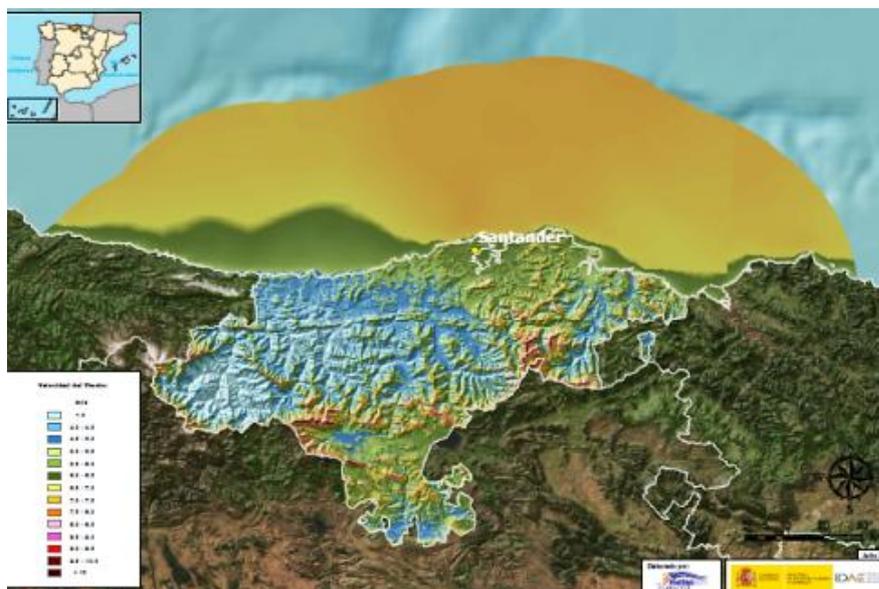
Habiendo justificado las múltiples ventajas que ofrece este tipo de tecnología en la fase inicial de este documento, su aplicación a Cantabria se considera muy apropiado desde los siguientes puntos de vista:

- un aumento del autoabastecimiento mediante energías limpias, que permita cumplir, a nivel autonómico el compromiso 20-20-20
- comunidad pionera en i+D de la tecnología offshore
- señalada como región favorable para por su gran potencial eólico marino

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore



Distribución de las áreas con viento medio anual superior a 7,5 m/s a 80 m de altura de las “zonas aptas” y “aptas con condicionantes” (PER 2011-2010, 2011)



Mapa eólico (AEMET)

En cuanto al desarrollo de i+D, Cantabria se ha posicionado como la primera Comunidad en el sector eólico marino tras la constitución del grupo especializado, Sea of Innovation Cantabria Cluster (SICC), que une al Gobierno, la Universidad y más de 40 empresas. Los objetivos concretos del Cluster son la realización de

estudios dirigidos a profundizar en el conocimiento de la situación de la cadena de valor del sector y del estado del arte de las tecnologías marinas; la identificación e impulso de proyectos y áreas de mejora para incrementar la competitividad de las empresas cántabras en el sector de la energía marina; servir de conexión entre investigadores, tejido empresarial y empresas líderes internacionales para fomentar la investigación, el desarrollo y la innovación, y, en definitiva, el fomento del desarrollo económico, social y tecnológico de la energía marina, así como promover la cooperación de los sectores público y privado para alcanzar soluciones conjuntas en aspectos de interés que incidan en la evolución del sector.

Además, en el Plan de Energías Renovables 2011-2020 se contempla la instalación de 750 MW de potencia eólica offshore a nivel nacional, como parte fundamental para el cumplimiento del compromiso 20-20-20. Considerando Cantabria como una región apropiada, su contribución a la implantación de dicha potencia para 2020 será la instalación de 50 MW offshore para el final de dicho período, recogidos en el Plan de Sostenibilidad Energética de Cantabria 2011-2020.

11.3 DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO EN LA COSTA DE CANTABRIA

A la hora de la planificación del proyecto se debe seguir la siguiente estructura a gran escala:



Este esquema es exigido también en los Estudios de Impacto Ambiental y es de vital importancia a la hora de proteger el medio, de forma que se elegirá la opción que mejor se ajuste a nuestras necesidades siendo técnica y económicamente viable, pero siempre en congruencia con la mejor opción para el medio en que se desarrolla.

La selección de la mejor alternativa en cuanto a criterios económicos – precio y plazo – se ajustará a las siguientes premisas:

- mayor interés en las que presenten un marco regulatorio favorable
- mayor interés cuanto mayor sea el recurso eólico previsto
- mayor interés a menores cotas batimétricas
- mayor interés cuanto mayor sea la capacidad de evacuación de la infraestructura eléctrica existente

Desde el punto de vista ambiental, la decisión deberá ajustarse a los factores extrínsecos del diseño del parque y su impacto:

- Factores naturales/ambientales:
 - Medio biológico (e.g. afección a la fauna marina)
 - Medio físico (e.g. alteración de la dinámica del litoral)
 - Impactos: acústico, visual o paisajístico, lumínico
- Factores socioeconómicos:
 - Actividades humanas (e.g. actividades deportivas).
 - Turismo
 - Pesca

Tal como hemos definido, para el diseño de un parque serán necesarias unas etapas básicas: selección del emplazamiento, disposición de los aerogeneradores y selección de cimentaciones. No sin antes describir algunas cuestiones

11.3.1 Breve descripción del proyecto

El Plan de sostenibilidad energética de Cantabria 2011-2020 como hemos dicho se marca el objetivo para 2020 de 50 MW de eólica offshore. A su vez, actualmente en España sólo existe una vía legal para la tramitación de un parque eólico offshore, y es el recogido por el Real Decreto 1028/2007 por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial. En este documento se especifica que sólo será aplicación para un parque cuya potencia mínima instalada sea de 50 MW. Por tanto, el parque diseñado tendrá una potencia de 50 MW

Actualmente en proyectos offshore se utilizan aerogeneradores de clase “C” según la IEC 61400-3³⁰, de entre 3 y 5 MW pero la tendencia es fuertemente creciente. Utilizaremos entonces aerogeneradores de 5 MW. Hemos elegido un aerogenerador convencional, orientado a barlovento (*upwind*) y que recoge las medidas “tipo” de las turbinas actuales:

Potencia Nominal	5 MW
Nº de Palas	3
Orientación del rotor	Upwind
Control	Velocidad variable Paso Controlable
Velocidad del viento para conexión	3 m/s
Velocidad nominal del viento	11.4 m/s
Velocidad del viento para desconexión	25 m/s
Velocidad Nominal de la punta de la pala	80 m/s
Diámetro Rotor	126 m
Altura de la Torre	90 m
Peso Rotor	110 T
Peso Góndola	240 T
Peso Torre	350 T

Datos turbina “tipo” 5 MW (Ferreño S. et al, 2011)

Para la instalación de esta potencia se dividirá el proyecto en dos etapas. La primera etapa será la que suponga una mayor inversión, puesto que será la que se ocupe de la

³⁰ Esta clase fue creada especialmente por la IEC y *Germanischer Lloyd (GL)* para las condiciones offshore

construcción de la subestación, conexionado eléctrico del parque con tierra, obras en el puerto para la logística, etc. Se instalarán 5 aerogeneradores de forma que se tenga previsto la instalación de los otros 5 en una segunda etapa. Para la segunda etapa hará falta una menor inversión, por lo que podría suponer una mayor factibilidad económica respecto a una programación que incluya el montaje del total del parque de una sola vez. Consiguiendo que la inversión inicial sea menor existirá mayor facilidad para el comienzo. Este concepto es similar al de la repotenciación de los parques onshore, mediante el cual se hacen ciertos cambios que permiten ampliar la potencia total del parque.

El puerto de Santander juega un papel protagonista en la estrategia de clusterización de la actividad industrial orientada a las energías renovables en Cantabria. Es un punto estratégico clave ya que está a 20 h del mercado inglés y alemán. Además, tendría calado suficiente para las operaciones logísticas que conlleva la instalación del parque. “La canal” que surca el interior de la Bahía de la capital, adaptada al tráfico de grandes buques, tiene una profundidad en bajamar de 11.5. Considerando que la diferencia entre mareas es de un valor medio de 4.5 m, deja un amplio margen para la posibilidad de albergar un proyecto de estas dimensiones sin necesidad de obras de dragado que, por otra parte, encarecerían el presupuesto.



Puerto de Santander

El objetivo de implantar offshore en Cantabria para 2020 es muy ambicioso, por lo que se procurará reducir los costes al máximo de forma que sea económicamente más viable y, por tanto tenga mayores posibilidades a medio plazo. Acercar el

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

parque a tierra supone un ahorro importante en el presupuesto. Es por esto que se intentará poner el parque lo más cerca de costa posible de forma que exista un equilibrio entre aspectos medioambientales y costes.

La zona que se estudiará para el emplazamiento será las proximidades de Virgen del Mar, puesto que la boya meteorológica en la que se basan nuestros estudios de recurso eólico está allí situada.

Pasos a seguir:



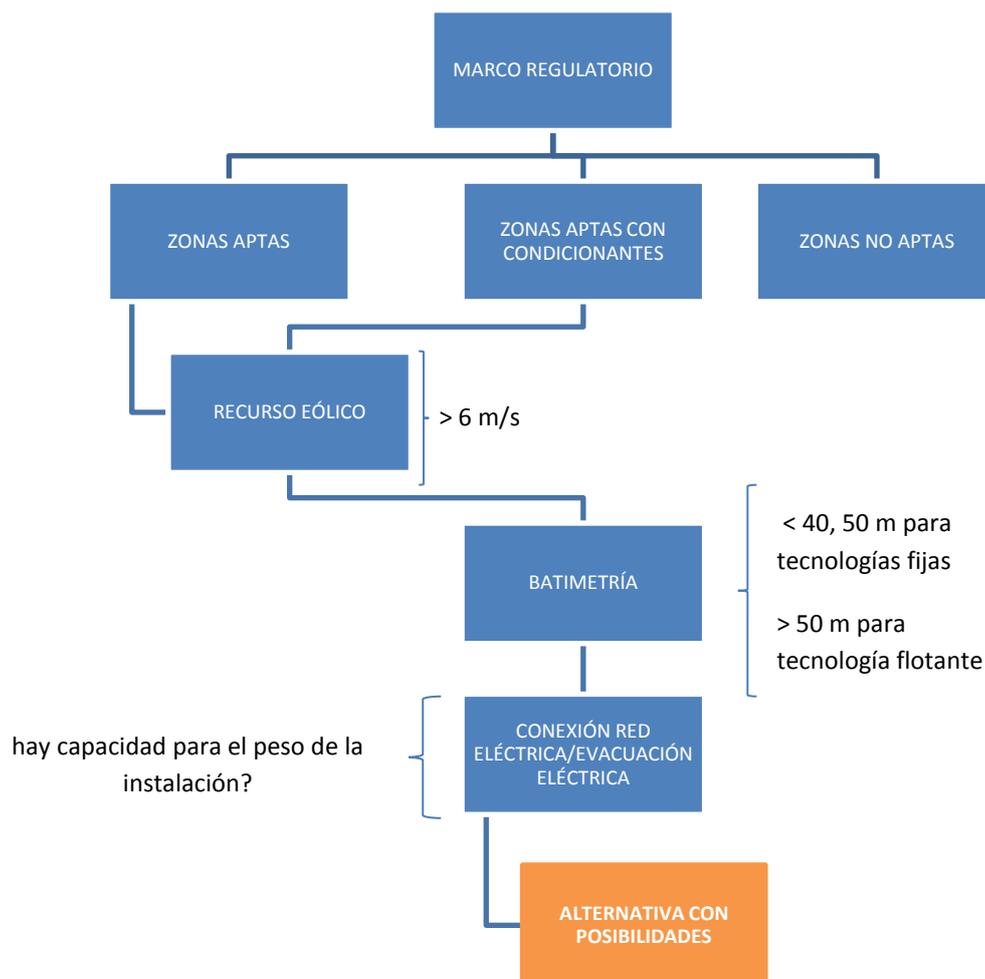
11.3.2 Selección del emplazamiento

Recordamos para la selección del emplazamiento se deberán analizar los siguientes puntos:

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

Zonificación de las áreas de exclusión	En función de la zona, no será permitido realizar la instalación
Evaluación del potencial eólico	Cuanto mayor sea la potencia real, mayores serán los beneficios obtenidos
Profundidad de la zona	Cuanto más profunda se la zona de instalación, mayores serán los costes de instalación
Distancia a la costa	Cuanto más lejos de la costa esté el aerogenerador, mayores serán los costes de instalación
conexión a la red eléctrica	Capacidad de evacuación de la infraestructura eléctrica existente

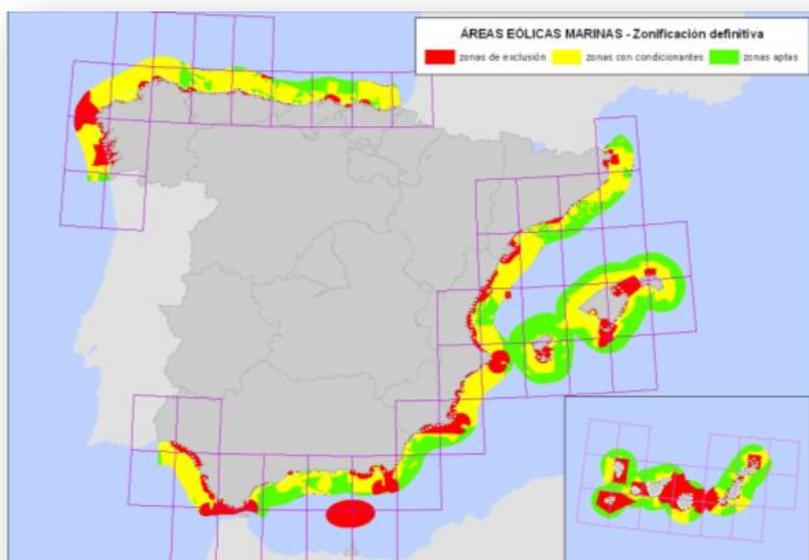
Los criterios para la selección de la mejor alternativa en cuanto a la selección del emplazamiento seguirán el siguiente esquema:



Esquema de selección de alternativas (elaboración propia)

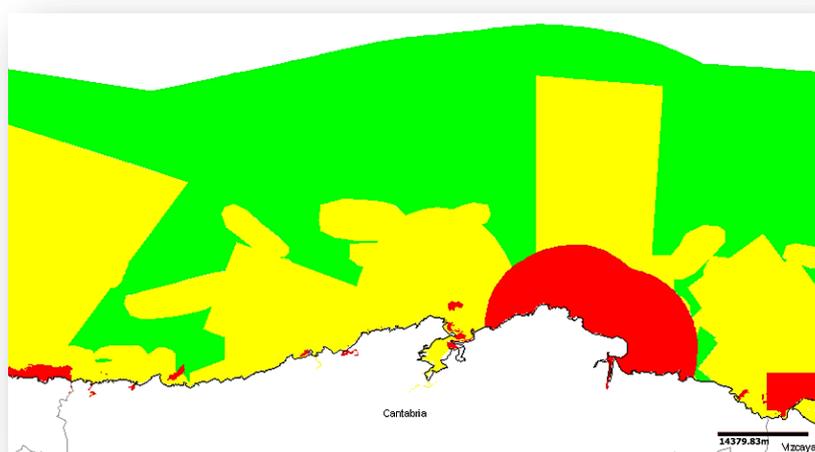
11.3.2.1 Zonificación de las áreas de exclusión

El Ministerio de Industria y Medio Ambiente acotó las zonas para instalación de parques eólicos marinos mediante el estudio estratégico ambiental del litoral español mediante el cual los parques deberán instalarse en las zonas definidas como aptas o aptas con condicionantes. Para el caso de Cantabria la zona permitida se define como Zona 3-4 y quedará acotada como se ve en la figura.



Zonificación EEA

Haciendo un *zoom* en Cantabria:



<http://atlaseolico.idae.es/>

La franja acotada cuenta con una franja de 4 millas correspondiente a aguas interiores y se extiende hasta 28 millas fuera de costa. Vemos que contiene tanto zonas aptas como no aptas y aptas con condicionantes.

Según el Estudio Estratégico Ambiental Del Litoral Español Para La Instalación De Parques Eólicos Marinos (2009) para aceptar proyectos en la zona apta con condicionantes habrá que profundizar en la evaluación de impacto ambiental conforme a los siguientes aspectos:

- Reducción de los efectos sobre la dinámica litoral
- Protección de la diversidad y áreas protegidas
- Protección de especies, hábitat y actividad pesquera
- Protección del paisaje
- Protección de otros intereses y usos del mar
- Patrimonio cultural

Cada cuestión de las arriba nombradas será específica de cada lugar. Sin embargo la única que condiciona de forma general a todos los parques y la posibilidad de hacer “apta” a una zona “apta con condicionantes” será la protección del paisaje. Se considera que debe respetarse una banda de 8 km (4 millas aprox) paralela a la línea de costa, establecida en base al impacto visual de los aerogeneradores desde la costa. Dicha franja no estará representada cartográficamente en los mapas que muestren la zonificación del litoral (como podemos apreciar en la figura). Con esta restricción nos quedaría un área que se encuentra comprendida entre la banda de 4 y 28 millas hacia afuera de costa. Sin embargo este estudio también considera que “El impacto visual de un parque eólico marino no se considera una argumentación suficiente para excluir “a priori” su implantación en todo el litoral español” (Estudio Estratégico Ambiental Del Litoral Español Para La Instalación De Parques Eólicos Marinos, 2009). Por tanto, dicha reuquerirá un análisis específico de impacto visual y también de los demás factores que hayan determinado que es una zona “apta con condicionantes” y no “apta” para los proyectos eólicos marinos proyectados dentro de ésta.

Por otro lado, en el mismo documento y en relación con el tema que ocupa mayoritariamente este proyecto, el ruido, no se imponen restricciones de distancia en cuanto a éste pero considera que es un aspecto todavía en estudio y del que no hay

resultados concluyentes, por lo que se deberá hacer un correcto seguimiento de dicho impacto.

Con esta información podemos afirmar que es factible la instalación de nuestro parque de acuerdo con el estudio estratégico tanto en zonas “aptas” como en zonas “aptas con condicionantes”, siempre que se hagan los estudios ambientales necesarios, que en nuestro caso será en base a criterios de contaminación acústica.

11.3.2.2. Evaluación del potencial eólico

Esta etapa es crucial para la selección de un emplazamiento. Los datos serán la base para determinar si el recurso eólico es suficiente o no. En priori se considera un proyecto viable si su velocidad media a 80 m es superior a 7.5 m/s. En un análisis más detallado tendremos que considerar las siguientes cuestiones:

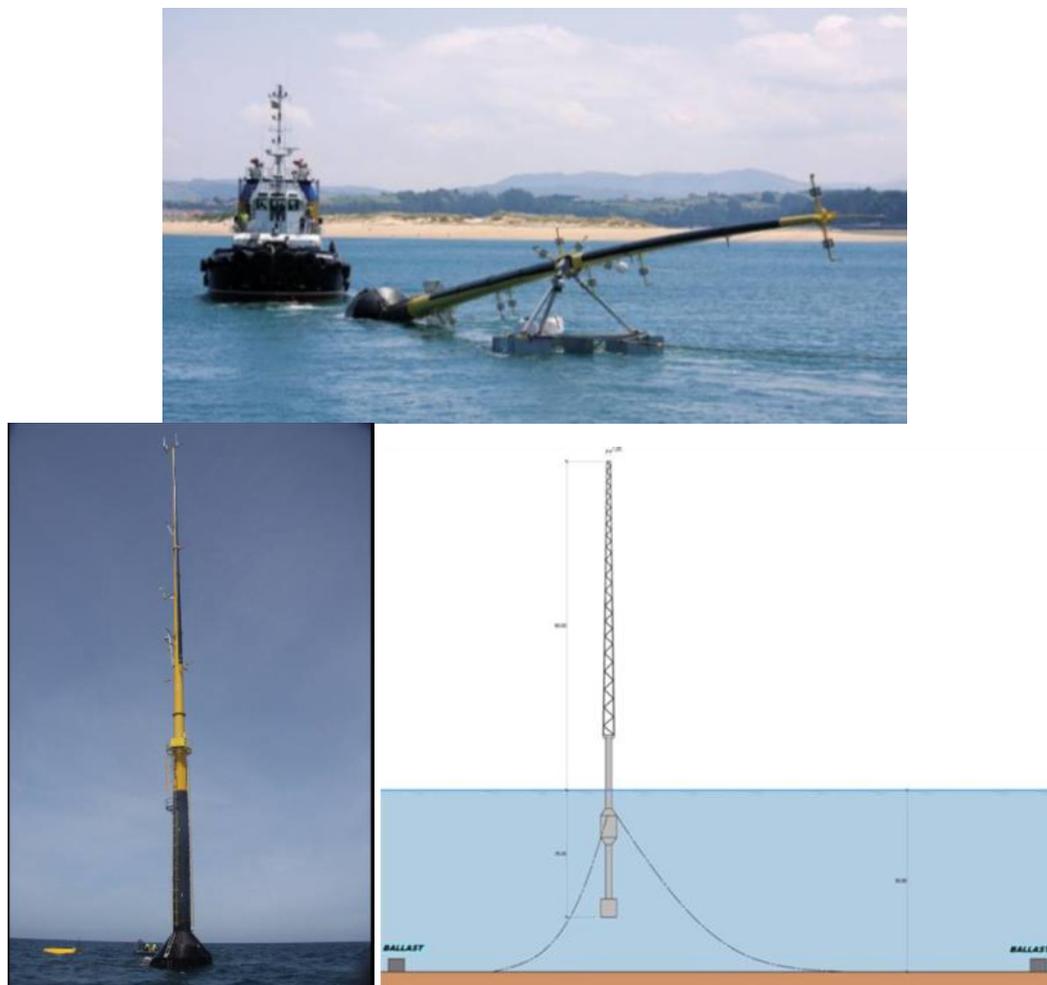
- 10 Se considera conveniente descartar un proyecto si su velocidad media de viento a la altura del buje < 6 m/s
- 11 Si la velocidad media se encuentra entre 6 m/s y 8,5 m/s existe una incertidumbre que habría de analizarse en fases posteriores
- 12 Si la velocidad es superior a 8,5 m/s se tendría una mayor seguridad en la posible inversión

Actualmente existe una falta de desarrollo en el tema de la medición de vientos. Existen muchas boyas meteorológicas que registran datos a una altura de 10 m. Sin embargo esto no resulta efectivo para la predicción del potencial eólico de un parque y su evaluación de viabilidad ni para el posterior diseño de los aerogeneradores (Guanche R. et al, 2012). Como dijimos, lo ideal es que las mediciones se hagan a la altura aproximada a la que estará el buje y que actualmente ronda los 80 – 120 m respecto al nivel del mar. Además la boya estará altamente afectada por las olas por lo que las mediciones no podrán ser lo suficientemente precisas para la industria *offshore*.

La industria offshore se está trasladando a unas mayores distancias de costa donde el recurso eólico es mayor y existen menos incompatibilidades medioambientales. Sin embargo las mediciones mar adentro implican, sobre todo para las características de la plataforma continental del norte de España, grandes profundidades de instalación

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

en la que las cimentaciones fijas no resultan viables económicamente. Es por esto que se están desarrollando diseños flotantes para boyas meteorológicas que posibiliten una mejor evaluación del recurso eólico. Un ejemplo de ello es las boyas meteorológicas de IDERMAR, instaladas en las costas cántabras.



(Guanche R. et al, 2012)

Para la realización de este proyecto se ha solicitado a la Consejería de Medio Ambiente del Gobierno de Cantabria los datos de la boya Red Vigía³¹ instalada en las costas del pueblo Virgen del Mar, al oeste de la capital de la provincia de Santander. Aparte de la medición de viento, esta boya recoge datos importantes para la caracterización de las aguas cántabras tales como: altura de las olas, temperatura del agua, corrientes, datos de calidad de agua...

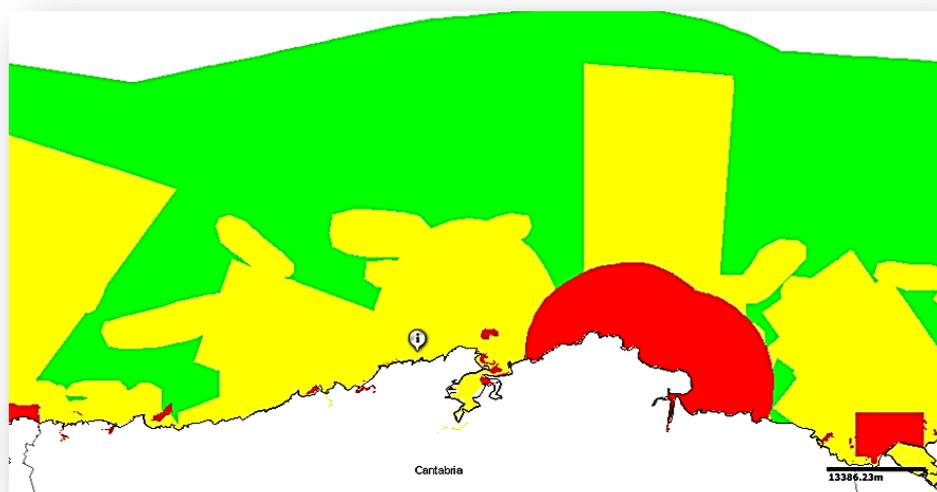
³¹ Los datos en tiempo real de las mediciones de la boya están disponibles en <http://www.redvigia.es>

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore



Localización Red Vigía (Consejería de Medio Ambiente, Ordenación del Territorio y Urbanismo del Gobierno de Cantabria, 2013)

Podemos ver su situación en la siguiente imagen y en la imagen de arriba, en el globo “1”:

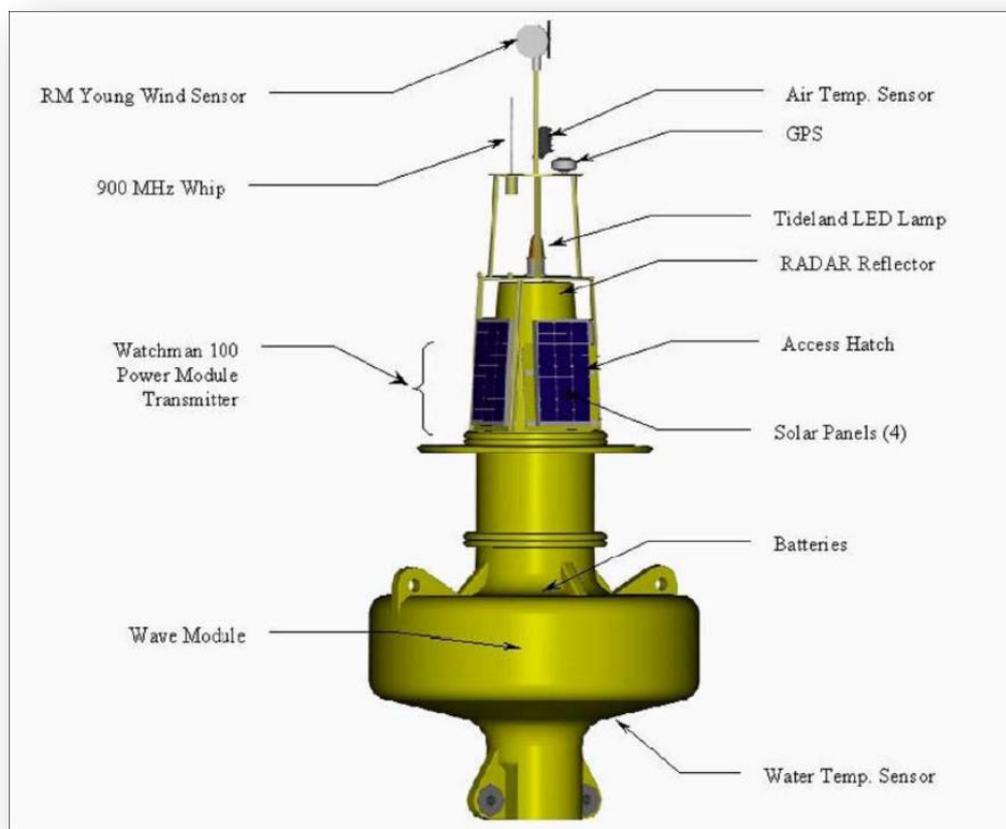


Situación de Red Vigía dentro de la zonificación EEA <http://atlaseolico.idae.es/>

Los detalles de la estructura y fondeo, que fueron proporcionados la Consejería de Medio Ambiente, Ordenación del Territorio y Urbanismo del Gobierno de Cantabria se encuentran en el anexo II.

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

La profundidad a la que se encuentra instalada es de 32 m a una distancia aproximada de 2 km de costa. Sus características principales son las siguientes:



Consejería de Medio Ambiente, Ordenación del Territorio y Urbanismo del Gobierno de Cantabria

Los datos de su anemómetro son:

- Tipo: anemómetro marinizado GILL WindSonic
- Rangos velocidad: 0 – 60 m/s; exactitud $\pm 2\%$ a 12 m/s; umbral 1,1 m/s, resolución 0,1 m/s
- Dirección: 0 – 359 $^{\circ}$; exactitud $\pm 3^{\circ}$ a 12 m/s, umbral 1,2 m/s en 10 $^{\circ}$, resolución 1 $^{\circ}$

Sus dimensiones son:

- Diámetro: 1.75 m
- Profundidad del casco (desde la tapa de la cubierta a la base): 1 m
- Altura total (incluyendo mástiles de anemómetro): 4.4 m
- Altura de la superestructura (sin incluir mástiles anemómetro): 3.1 m

La altura a la que se encuentra el anemómetro de Red Vigía sobre el nivel del mar es de 4.4 m. Esto estaría muy por debajo de la altura recomendada para la medición, además de estar influenciada por la rugosidad de la costa, al encontrarse muy próxima a ésta.

Haremos entonces una simplificación matemática que nos permita extrapolar los datos obtenidos por Red Vigía cerca de costa y a baja altura a una altura apropiada y con una rugosidad característica de mares y lagos, como le correspondería. Cabe resaltar, que aunque no sea un método exacto nos acercará a cifras más reales de recurso eólico en el parque.

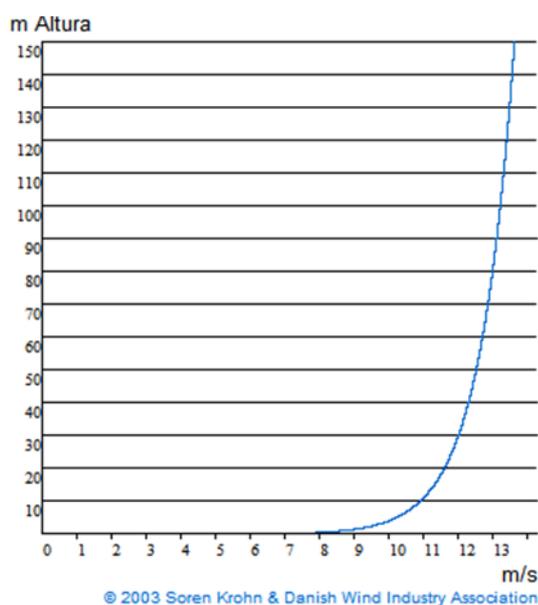
Para realizar estos cálculos nos basaremos en la fórmula que define el perfil vertical del viento o cizalladura y que definirá los cambios de velocidad y dirección de éste según la altura. Además también dependerá de la “longitud de rugosidad”. Éste es un término que expresa la rugosidad del terreno (en el caso de parques offshore situados lejos de costa corresponderá, según la clasificación estándar de terreno en función de su longitud, con un valor de $z_0 = 0.0002$ y tipo o clase de rugosidad 0 aplicable a mares y lagos). Tenemos entonces que la velocidad del viento a una altura z sobre el nivel del mar estará definida por:

$$v = v_{ref} \frac{\ln \frac{z}{z_0}}{\ln \frac{z_{ref}}{z_0}}$$

Donde:

- v es la velocidad a la altura z
- z altura sobre el nivel del mar del punto con el viento a velocidad v
- z_0 longitud de rugosidad en la dirección normal del viento (m)
- v_{ref} velocidad de referencia, velocidad conocida a la altura z_{ref}
- z_{ref} altura de referencia, altura del punto de velocidad conocida v_{ref}

La representación gráfica del perfil vertical de viento para la longitud de rugosidad z_0 y para una v_{ref} será la siguiente:



Perfil vertical de viento para una v_{ref} (www.windpower.org)

Para cambiar la rugosidad, es decir, para hacer como si las mediciones se hubieran realizado varias millas mar adentro analizaremos primero qué tipo de rugosidad aproximada teníamos en nuestra medición. Necesitaremos entonces características de nuestro emplazamiento y la tabla de clases y longitudes de rugosidad.

Foto costa Virgen del Mar:

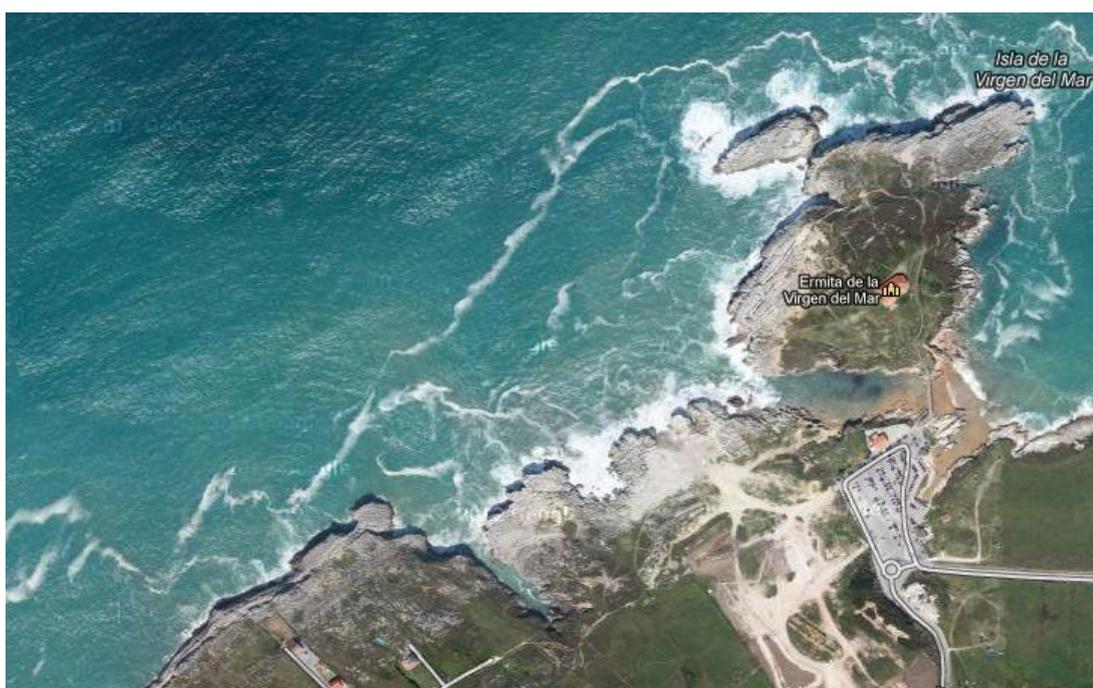


imagen google-earth

Tabla de clases y longitudes de rugosidad			
Clase rugosidad	Longitud rugosidad (m)	Índice de energía (%)	Tipo de paisaje
0	0.0002	100	Lagos y mares
1	0.03	52	Área agricultura abierta sin vayas, sin setos y con edificios muy desperdigados. Colinas suaves
1.5	0.055	45	Terreno de agricultura con algunas casas, setos de 8 m de altura a 1250 m de distancia
2	0.1	39	Terreno de agricultura con algunas casas y cubiertas o setos de 8 m de alto a 500 m de distancia
2.5	0.2	31	Terreno de agricultura con muchas casas, arbustos y plantas o setos de 8 m de alto a 250 m de distancia

Fuente: Creus A., 2008

Según las características del terreno que podemos observar en la foto y la distancia a la que se encuentra la boya de medición habría que considerar que la clase de rugosidad más apropiada para nuestro caso es la 1.5 con una rugosidad de 0.055 m. Cabe resaltar que para integrar este parámetro en la fórmula del perfil vertical de viento debe expresar la longitud de rugosidad en la dirección normal del viento. Hemos escogido pues, una dirección SUR que representará el peor de los casos pues si la dirección de viento fuera la contraria, NORTE, sería un viento completamente limpio y por tanto con una rugosidad tipo 0 con una energía de un 100 %. El ponernos en el peor de los casos nos ayudará a tener una mayor fiabilidad de si el parque es viable o no según el recurso eólico.

Podemos utilizar entonces la fórmula del perfil vertical de viento para comparar dos velocidades (v) a dos longitudes de rugosidad diferente. Para ello procederemos de la siguiente forma:

- 1) Obtener el valor a una altura de 100 m (³²). Para ello introducimos los siguientes valores:
 - v es la incógnita que queremos hallar → velocidad del viento a 100 m de altura
 - $z = 100$ m
 - $z_0 = 0.055$ m
 - v_{ref} → velocidad de Red Vigía
 - $z_{ref} = 4.4$ m
- 2) Trasladar ese valor “mar adentro” (i.e. cambiar su rugosidad). Consideramos el valor hallado como valor “real” de medición de la boya a su altura, 4.4 m:
 - v es la incógnita que queremos hallar → velocidad del viento con rugosidad tipo 0
 - $z = 100$ m
 - $z_0 = 0.0002$ m
 - v_{ref} → velocidad hallada anteriormente (velocidad a 100 m de altura con rugosidad tipo 1.5)
 - $z_{ref} = 4.4$ m

En conclusión lo que haremos será utilizar la ecuación dos veces. En primer lugar para trasladar a la altura deseada la medición real en el punto donde se encuentra la boya, con lo que obtendremos un valor v para una altura z y una rugosidad de 0.055. En segundo lugar, trasladar la medición mar a dentro, utilizando el valor obtenido como v_{ref} y utilizando los mismos valores de z y z_0 y una rugosidad de 0.0002.

Se ha comprobado la validez de nuestra simplificación matemática con el “programa de cálculo de la velocidad del viento” obtenido en www.windpower.org. Para utilizarlo se debe introducir el dato de medición a la altura a la que lo hayamos registrado y para la rugosidad específica de nuestra medición. La tabla extrapolará los datos para diferentes rugosidades y diferentes alturas. En el siguiente ejemplo introducimos un valor de viento de 3 m/s con una rugosidad de 0.055 m a una altura de 10 m (mínima posible) en la columna de rugosidad clase 1.5:

³² Tomaremos este valor en vez de los 90 m de la altura de torre del aerogenerador seleccionado puesto que habrá que contar con la parte emergida de la subestructura soporte del aerogenerador

CALCULATOR

Rugosidad							
Clase	0.0	0.5	1.0	1.5	2.0	3.0	4.0
Long. (m)	0.0002	0.0024	0.03	0.055	0.1	0.4	1.6
150 m	5.46	5.14	4.69	4.56	4.42	4.03	3.52
140 m	5.44	5.11	4.66	4.52	4.38	3.98	3.47
130 m	5.41	5.08	4.62	4.48	4.33	3.93	3.41
120 m	5.37	5.04	4.57	4.43	4.28	3.87	3.35
110 m	5.34	5	4.52	4.38	4.23	3.81	3.28
100 m	5.3	4.95	4.47	4.33	4.17	3.75	3.21
90 m	5.26	4.9	4.41	4.27	4.11	3.68	3.13
80 m	5.21	4.85	4.35	4.2	4.04	3.6	3.03
70 m	5.16	4.79	4.27	4.12	3.96	3.51	2.93
60 m	5.09	4.72	4.19	4.03	3.86	3.4	2.81
50 m	5.02	4.63	4.09	3.93	3.75	3.28	2.67
40 m	4.93	4.53	3.97	3.80	3.62	3.13	2.5
30 m	4.81	4.39	3.81	3.63	3.45	2.93	2.27
20 m	4.65	4.2	3.58	3.4	3.2	2.66	1.96
10 m	4.37	3.88	3.2	3	2.78	2.19	1.42

Dibujar
Dibujar
Dibujar
Dibujar
Dibujar
Dibujar
Dibujar

(www.windpower.org)

En la tabla podemos observar cómo aumenta el recurso eólico comparando los valores de alta rugosidad y baja altura con los de baja rugosidad y alturas considerables. La tabla comienza en 10 m porque es la altura que normalmente tienen algunos equipos de medición.

La utilidad de esta simplificación para el proyecto es la extrapolación de los datos que obtendremos en la rosa de viento y así poder confirmación de la viabilidad de nuestro parque en el emplazamiento elegido. Además cada cálculo confirma las grandes oportunidades que ofrece el recurso del viento *offshore*.

Rosa de los vientos

Como dijimos, la representación de los datos recogidos se hace mediante las gráficas denominadas rosas. Hemos escogido la representación mediante rosas divididas en 16 sectores de 22.5 ° cada uno. Se han tratado los 23189 datos proporcionados por la Consejería de Medio Ambiente, Ordenación del Territorio y Urbanismo del Gobierno de Cantabria correspondientes a los valores de velocidades medias de viento y dirección recogidos por la boya Red Vigía desde el 1 de diciembre de 2010 hasta el 31 de diciembre de 2012. Todo ello con la finalidad de orientar correctamente nuestro parque y determinar los rangos de velocidad media de viento a los que trabajaría, y que, por tanto dictarían la viabilidad del proyecto.

Se ha comprobado los requisitos que debiera tener:

- corresponden a años completos
- son representativos de las condiciones de viento esperables, ya que las tres gráficas muestran un comportamiento similar no existiendo un año de condiciones límites, por ejemplo de muy poco viento o mucho

Además hemos querido hacer un análisis estacional³³ para tener una idea más aproximada de cómo se comporta el viento en Cantabria, cogiendo como año de referencia 2010. Se deja así una posibilidad abierta para estudios posteriores.

Comprobación viabilidad del proyecto

El año que registró un mayor pico de velocidad media de viento fue 2012 con un dato igual a 16.8 m/s. El pico de menor velocidad media fue de 5 m/s registrado también en 2012. Ambos valores han sido extrapolados mediante la simplificación matemática expuesta. Los valores calculados con los datos de Red Vigía correspondían con 7.44 y 2.27 m/s respectivamente.

La media de viento durante los tres años coincide con una velocidad de medida de 4.7 m/s que significa una velocidad extrapolada de 8 m/s. Aunque se pueda considerar una velocidad de 8.5 m/s más segura, a partir de 7.5 m/s se considerará que el proyecto es viable.

³³ Se incluye en el anexo III

→ CONCLUSIÓN: EL RECURSO EÓLICO EXISTENTE SE CONSIDERA APROPIADO PARA LA INSTALACIÓN DEL PARQUE

Resultados del análisis anual

Antes de comenzar se ha de especificar un aspecto de cómo se ha realizado la rosa. Las velocidades medias y frecuencias representadas como puntos en cada dirección han sido calculadas teniendo en cuenta un sector cuyo “0” es dicha dirección y cuya amplitud es de $-11.25, +11.25$, con lo cual la velocidad Norte, por ejemplo, abarcará las direcciones $-348.5 - 11.25$ ³⁴

Respecto a la rosa de frecuencias, vemos que las tres son muy similares coincidiendo prácticamente en cuáles son las direcciones predominantes: SSO, O y ENE. Nos hemos encontrado con unas rosas muy direccionales puesto que, salvo en 2012 que la presencia de los vientos de componente Oeste superó muy ligeramente a los de componente SSO, en 2010 y 2011 los vientos SSO son claramente predominantes respecto a los demás. Respecto a las componentes O y ENE, en 2010 y 2011 su presencia supuso prácticamente la mitad veces que la de los vientos de componente SSO y en 2012 las tres direcciones se dieron con una frecuencia bastante parecida.

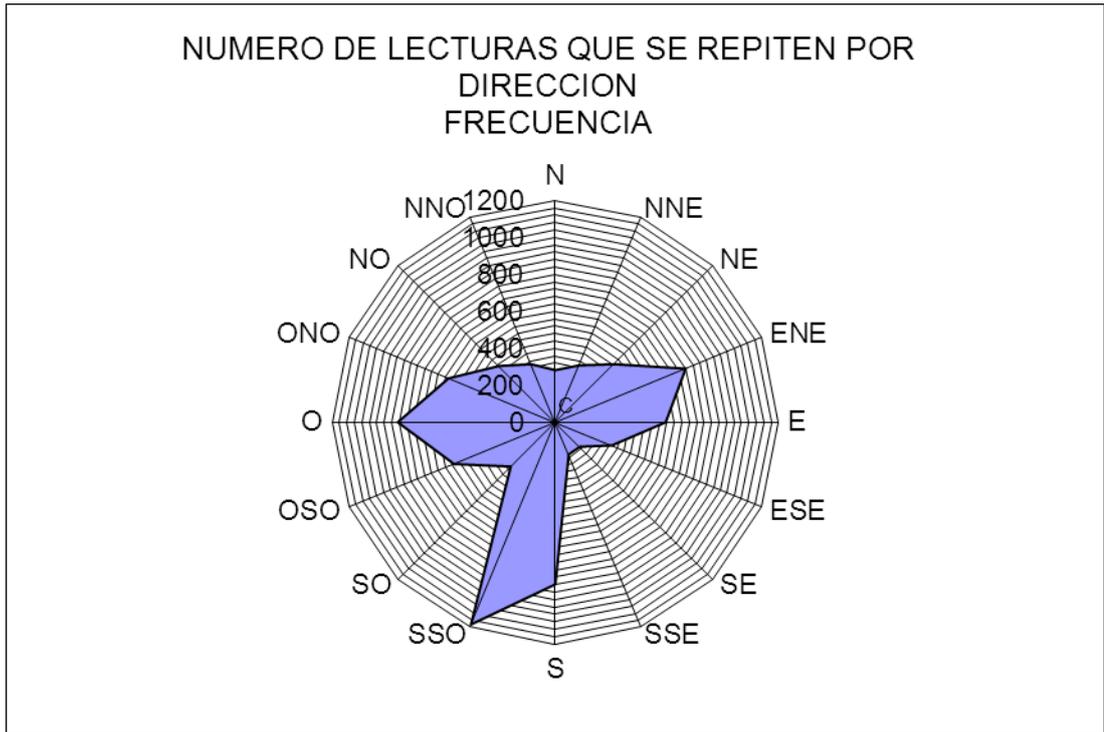
En cuanto a la rosa de intensidades en general podemos decir que las direcciones comprendidas entre OSO – N y la dirección ENE son las que mayor intensidades medias registran en los tres años. De forma más específica nos encontramos con un 2010 marcado por intensidades repartidas de forma similar en cuarto y primer cuadrante y también en las del segundo y tercero, siendo las primeras de mayor intensidad. El año 2011 las mayores velocidades medias fueron para las direcciones ONO, O, NO, ENE y E (en orden decreciente). En 2012 las componente que se encuentran en el sector comprendido entre OSO y NO presentan una clara superioridad de intensidad respecto a las demás, destacando entre ellas la componente O.

→ CONCLUSIÓN: Puesto que la dirección SSO predomina en frecuencia, nuestro parque estará orientado de forma perpendicular a ella

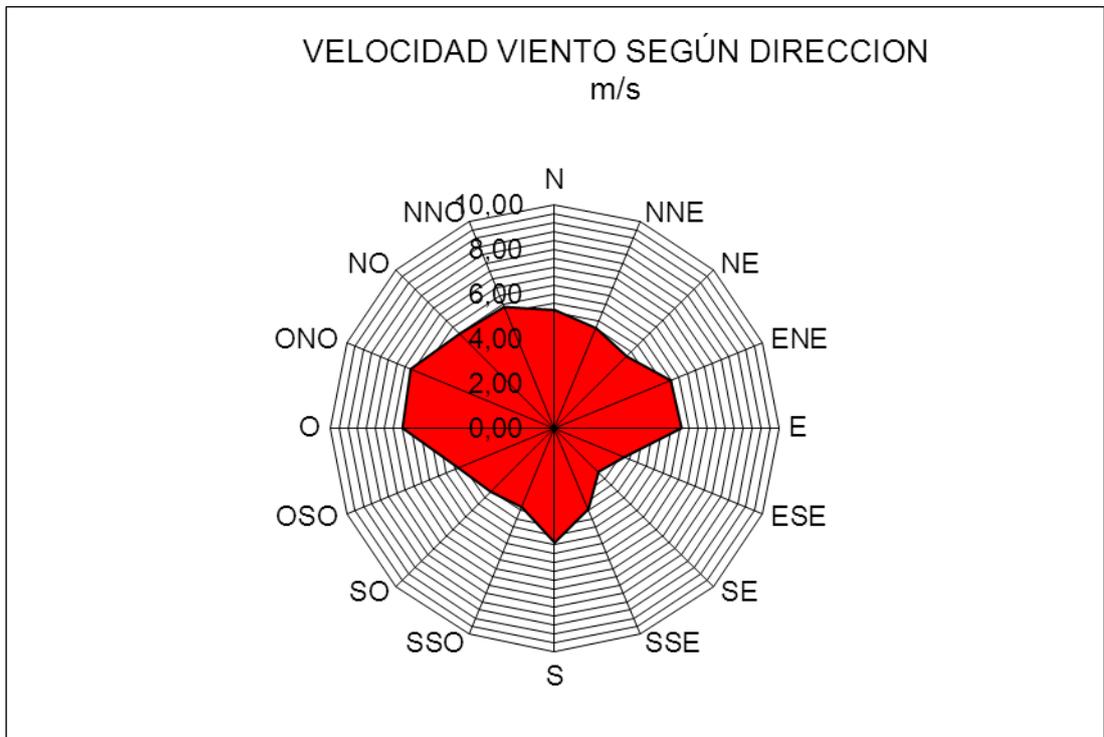
³⁴ Como los datos de dirección fueron proporcionados en números enteros los sectores también se consideraron con números enteros, correspondiendo en la práctica estas direcciones con 349° y 12°

• Año 2010

DIRECCION DEL VIENTO	PROMEDIO VELOCIDAD DEL VIENTE SEGÚN DIRECCION	NUMERO VECES QUE SE REPITE LA DIRECCION	AJUSTE DE ESCALA A 10 (COMPARATIVA)
N	5,29	282	2,38
NNE	4,84	333	2,81
NE	4,54	444	3,75
ENE	5,58	758	6,40
E	5,64	593	5,00
ESE	3,37	328	2,77
SE	2,76	187	1,58
SSE	3,92	188	1,59
S	5,13	877	7,40
SSO	3,83	1185	10,00
SO	4,03	339	2,86
OSO	4,64	590	4,98
O	6,76	847	7,15
ONO	6,92	621	5,24
NO	5,97	430	3,63
NNO	5,87	340	2,87



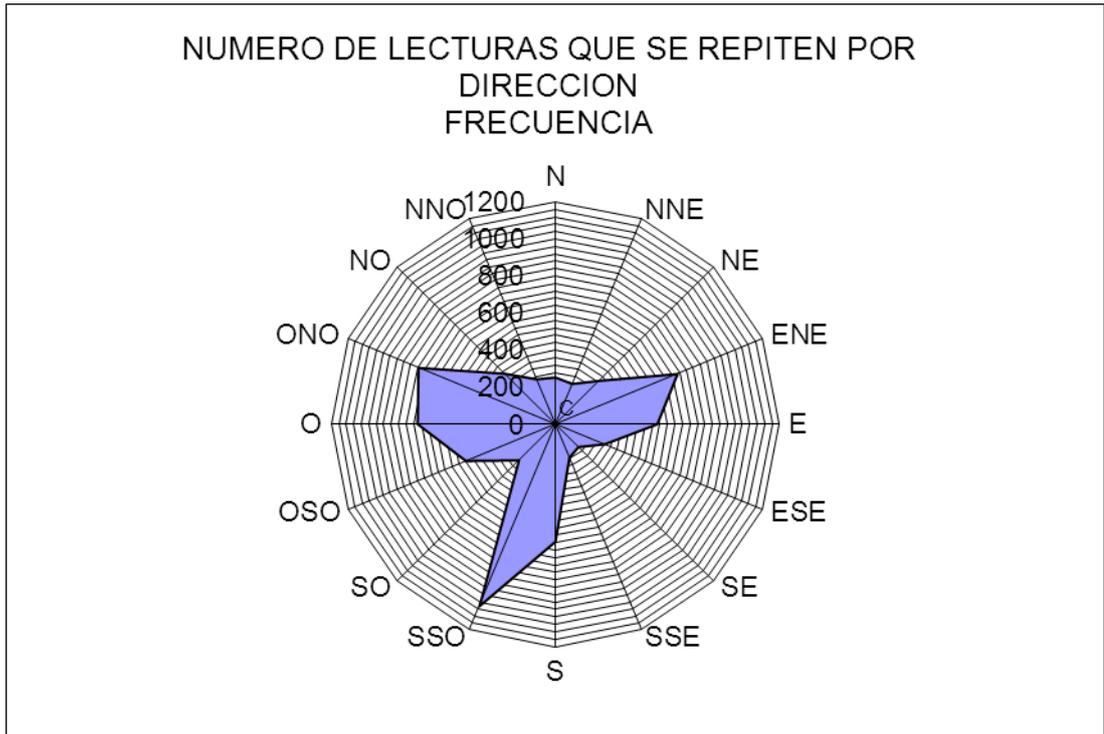
Rosas de frecuencias de 2010



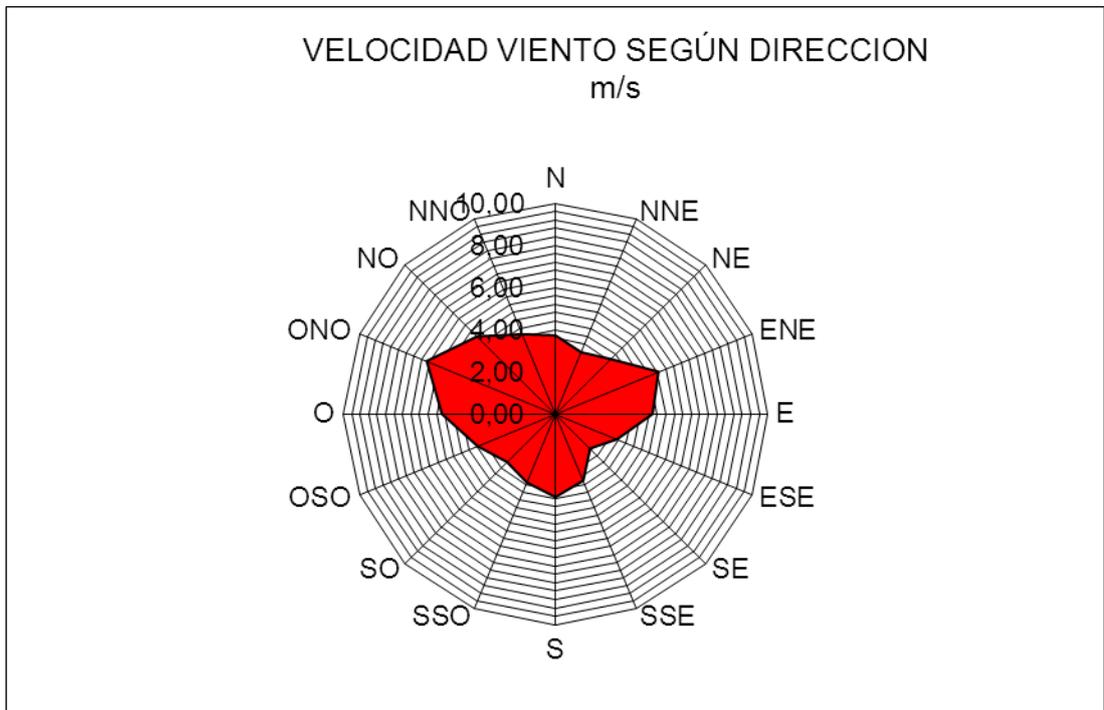
Rosa de velocidades medias de 2010

• Año 2011

DIRECCION DEL VIENTO	PROMEDIO VELOCIDAD DEL VIENTE SEGÚN DIRECCION	NUMERO VECES QUE SE REPITE LA DIRECCION	AJUSTE DE ESCALA A 10 (COMPARATIVA)
N	3,73	252	2,37
NNE	3,17	235	2,21
NE	3,68	331	3,11
ENE	5,25	707	6,65
E	4,57	545	5,13
ESE	3,13	284	2,67
SE	2,30	174	1,64
SSE	3,41	195	1,83
S	3,94	634	5,96
SSO	3,52	1063	10,00
SO	3,22	276	2,60
OSO	3,98	519	4,88
O	5,35	738	6,94
ONO	6,56	794	7,47
NO	5,21	385	3,62
NNO	4,10	262	2,46



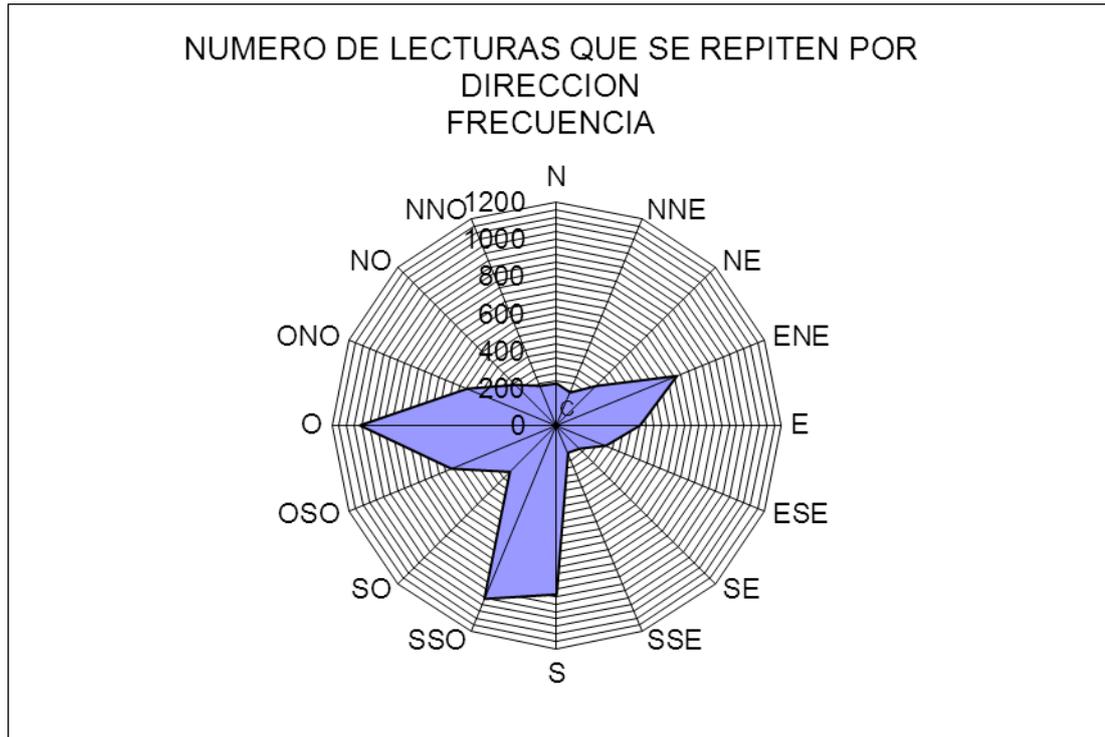
Rosa de frecuencias de 2011



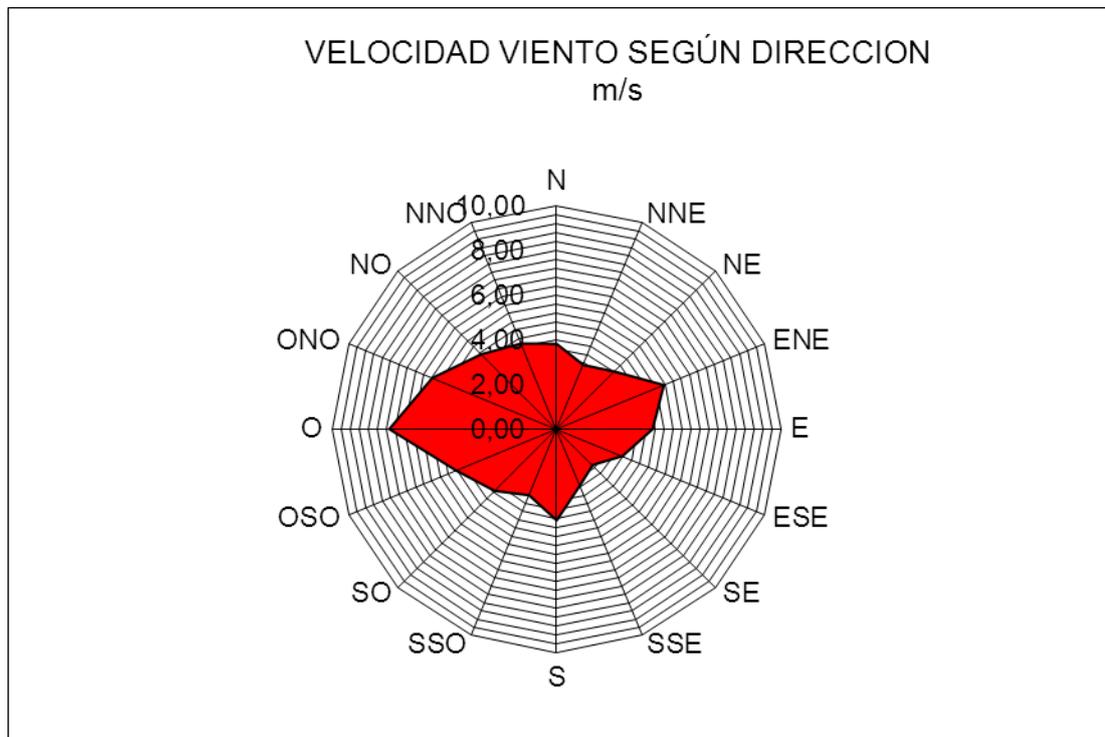
Rosa de velocidades medias de 2011

- Año 2012

DIRECCION DEL VIENTO	PROMEDIO VELOCIDAD DEL VIENTE SEGÚN DIRECCION	NUMERO VECES QUE SE REPITE LA DIRECCION	AJUSTE DE ESCALA A 10 (COMPARATIVA)
N	3,82	225	2,14
NNE	3,11	191	1,82
NE	3,64	300	2,86
ENE	5,16	694	6,61
E	4,26	445	4,24
ESE	3,16	285	2,71
SE	2,27	176	1,68
SSE	2,72	159	1,51
S	4,09	908	8,65
SSO	3,20	1009	9,61
SO	3,91	353	3,36
OSO	4,84	608	5,79
O	7,44	1050	10,00
ONO	5,99	516	4,91
NO	4,74	308	2,93
NNO	4,15	230	2,19



Rosa de frecuencias de 2012



Rosa de velocidades medias de 2012

Además de estas gráficas se incluyen en el anexo IV las correspondientes a las rosas comparativas donde se superponen la rosa de frecuencia y la de velocidades para cada año.

11.3.2.3 Distancia a la costa

La distancia a la costa va íntimamente ligada a la profundidad en la costa del cantábrico, por lo que ambas se tratarán en profundidad de forma conjunta en el siguiente apartado.

El principal aspecto a tener en cuenta en esta fase inicial del proyecto para establecer una distancia aceptable es el impacto visual e interacción con las actividades de la zona.

Partimos de la base que, alcanzar la zona apta en la zona de Virgen del Mar (i.e. zona verde) significaría alejarse 12 mn (aprox 24 km en línea recta) de la costa lo que supondría un aumento significativo de los costes. Por este motivo no lo consideramos como una opción posible y se planteará la viabilidad de su instalación en una zona “apta con condicionantes”.

11.3.2.4 Profundidad de la zona

Para la elección del emplazamiento fue éste el factor que generó mayor problemática. Como hemos comentado, la costa española se caracteriza por la fuerte pendiente de su plataforma continental, alcanzando grandes profundidades a muy poca distancia de la costa. La costa cántabra es un claro ejemplo de ello. Está caracterizada por mantener una reducción gradual de profundidad hasta los 200 m y a partir de entonces la pendiente se agudiza de forma que alcanza grandes profundidades en muy corto espacio. Además no sólo ocurre esto, sino que los fondos se caracterizan por sus cambios abruptos en su batimetría.



Forma de la plataforma continental de la costa Cántabra
(Museo marítimo del Cantábrico)

En una primera búsqueda de información de batimetría se encontró un documento elaborado por la Consejería de Medio Ambiente de Cantabria que caracteriza las “aguas costeras”, definidas como:

las aguas superficiales situadas hacia tierra desde una línea cuya totalidad de puntos se encuentra a una distancia de una milla náutica mar adentro desde el punto más próximo de la línea de base que sirve para medir la anchura de las aguas territoriales y que se extienden, es su caso, hasta el límite exterior de las aguas de transición” (Directiva Marco del Agua³⁵, artículo 2, apartado 7)

Tanto el estudio batimétrico como el de naturaleza de los fondos muestra los siguientes resultados. El área que estamos estudiando para el emplazamiento corresponde con la denominada R2 en este estudio:

³⁵ DMA/2000/60/CE

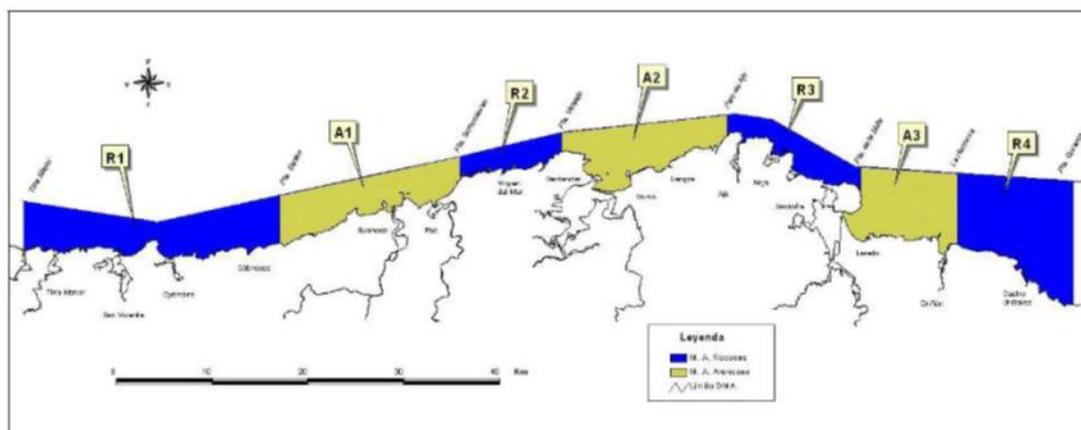


Figura 4. 4. Delimitación de las Masas de Agua Costeras de Cantabria.

M. A. Costeras	Extensión (Ha.)	Perímetro (Km)	Long. de Costa (Km)		Profundidad (m)		Superf. Arena (%)	Superf. Roca (%)
			A: Detalle	B: LBR	Media	Máxima		
R1	11302	80.6	42.5	27.6	35.1	93.3	16.7	83.3
A1	7836	61.2	35	19.3	35.1	84.1	71.6	28.4
R2	2622	34.2	19.1	11	22.2	47.3	24.1	75.9
A2	7526	59.6	34.8	17.5	29.1	69.1	82.1	17.9
R3	3932	48.3	28.2	15.3	18.4	64.5	31.4	68.6
A3	7781	47.3	27.2	10.2	35.7	82	90.3	9.7
R4	11939	56.7	24.2	12.2	55.6	90.1	5.9	94.1
M.A. Arenosas	23144	56.1	31.1	15.7	33.3	78.4	81.3	18.7
M.A. Rocosas	29796	55.0	28.5	16.5	32.8	73.8	15.0	85.0
Media	7563	55.4	29.4	16.2	33.0	75.8	46.0	54.0
TOTAL	52940	345.8	210.9	113.1	37.1	93.3	44.0	56.0

Tabla 4. 2. Características específicas de las masas de agua costeras.

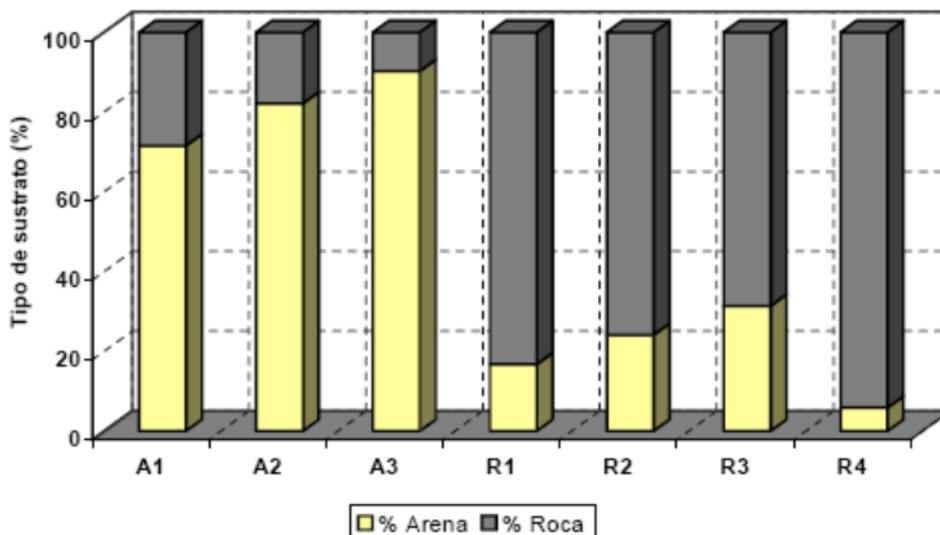


Figura 4. 6. Distribución del tipo de sustrato (arena y roca) en las diferentes masas de agua.

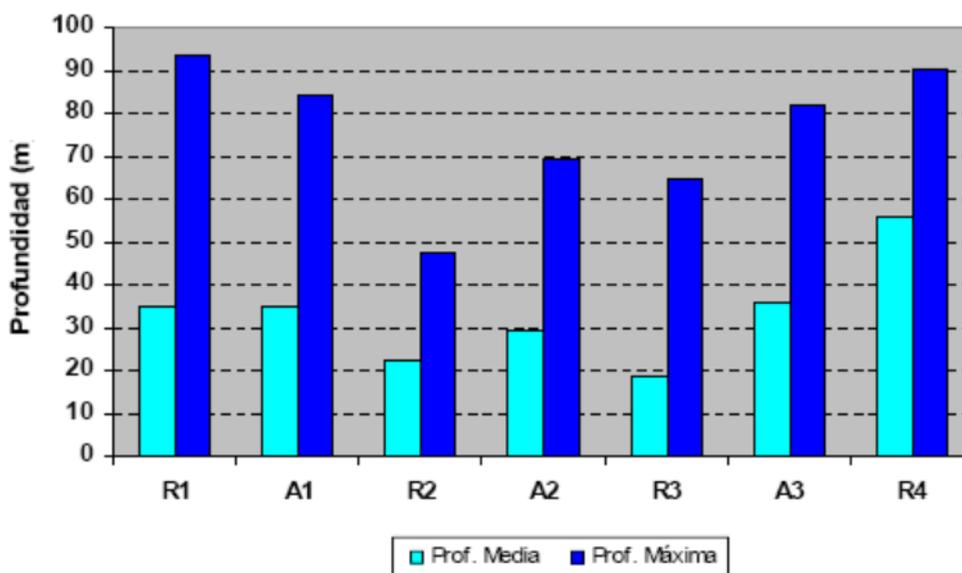


Figura 4. 7. Batimetría de las Aguas Costeras de Cantabria.

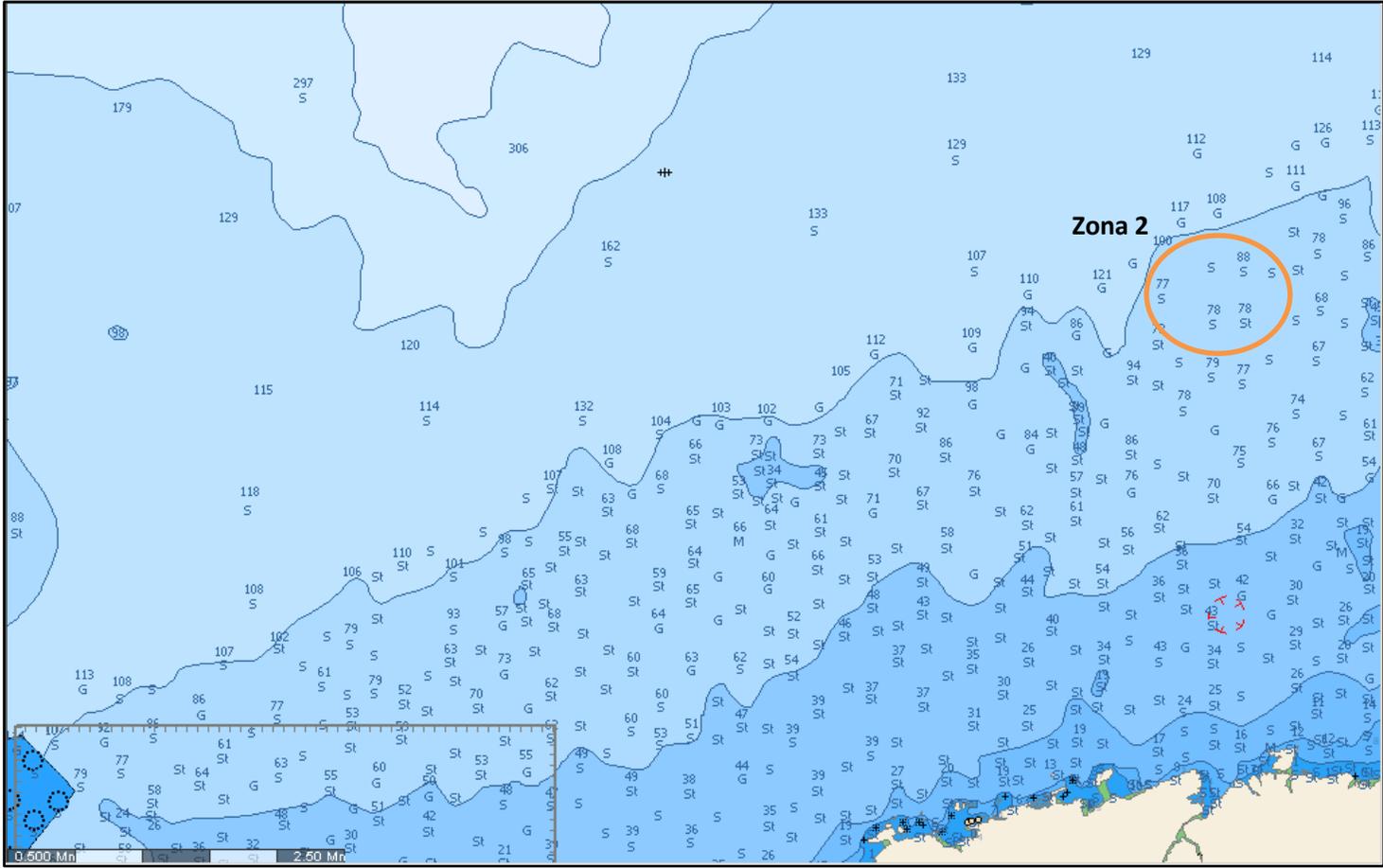
Con estos resultados en los que se observa que se pueden alcanzar valores de más de 40 m de profundidad a sólo 1,8 km de la costa (1 milla náutica) se necesitó acudir a una fuente más precisa en búsqueda de zonas de menor profundidad que pudieran localizarse a una mayor distancia de la costa. Para ello se consultó una carta náutica en el programa MaxSea, ampliamente utilizado para navegación marítima. Éste expresa las cotas de profundidad mínimas posibles, es decir, las profundidades

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

mínimas con la marea más baja del año³⁶, con lo que debemos de contar con 4.5 metros más.

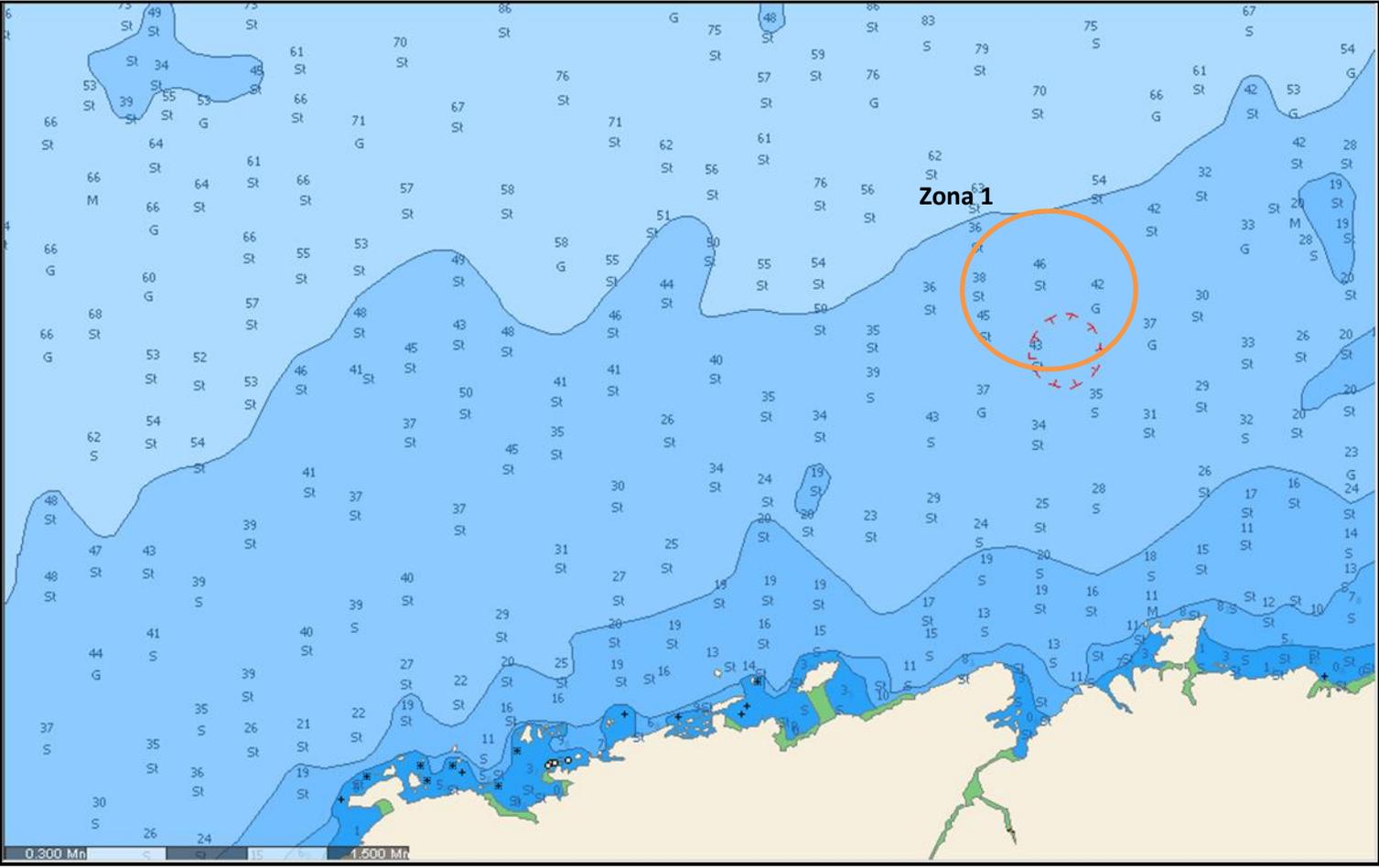
³⁶ Cabe resaltar que para el estudio detallado de la instalación del parque esto debe tenerse muy en cuenta, puesto que supone diferencias de hasta

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore



Fuente: MaxSea

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore



Fuente: MaxSea

El círculo rojo representa la situación de la boya Red Vigía y la escala abajo a la izquierda, en millas náuticas.

La primera imagen muestra claramente las zonas delimitadas por el veril³⁷ de 50 y 100 m en diferentes colores, mientras que en la segunda, con más zoom en la zona de interés, se distingue el veril de los 20 y 50 m, también en diferentes tonos. En frente de la zona de estudio, Virgen del Mar, estas líneas tienen las siguientes distancias aproximadas a tierra³⁸ medidas en millas náuticas (mn)

- veril de 20 → 0.3 mn
- veril de 50 → 1.6 mn
- veril de 100 → 4 mn

Una vez recogidos estos datos se procede al proceso de búsqueda del mejor emplazamiento, teniendo en cuenta los siguientes aspectos como criterios principales para la elección:

- mínima profundidad y mínima distancia a costa para reducir costes
- máxima distancia posible para minimizar impactos (visual)

Como muestra el esquema de selección de alternativas, la profundidad máxima para utilizar la tecnología de cimentaciones fijas está en 50 m. Vemos que esta profundidad se alcanza a tan solo a 1.6 mn de tierra (aproximadamente 3 km). Veamos pues los problemas que ocasionaría la instalación de un parque con cimentaciones fijas a esa distancia de la costa y bajo los criterios que habíamos fijado: impacto visual y actividades de la zona (Zona 1). Para ello tendremos que colocar el parque de tal forma que su aerogenerador más alejado de la costa estuviera en el veril de 50 m, es decir, a 1.6 mn.

Debido a la orientación del parque, por los vientos predominantes, la forma geométrica de su área estaría colocada de tal forma que el punto más cercano a tierra estaría aproximadamente a la mitad de esa distancia es decir, alrededor de 1.5 km. En cuanto al impacto visual, explicamos que existe una distancia de referencia de 8 km que puede ser invadida si la realización de estudios específicos y profundos diera resultados positivos. Sin embargo y, debido a que en este proyecto no

³⁷ Veril es la línea que une puntos de igual profundidad

³⁸ Las medidas se han tomado desde la línea de costa y dirección norte pasando por las coordenadas de la boya Red Vigía

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

profundizaremos en el aspecto paisajístico del parque, consideraremos que 1.4 km no es una distancia suficiente puesto que tan sólo supone poco más de la quinta parte de dicha distancia.

En cuanto a las actividades de la zona, destacan el tráfico de barcos, la pesca y el deporte del surf, que cada año atrae a miles de personas a las costas cántabras como las principales a tener en cuenta.

El tráfico de barcos y la pesca tienen rutas muy diferentes, por lo que no causaría un impacto permanente en la actividad. Por ejemplo en la pesca, las aguas apropiadas para faenar cambiarán en función de la época del año ya que se adaptan a las especies “de temporada”.

En cuanto al surf, precisamente las características del fondo que dificultan la existencia de fondos “fáciles” para la implantación de la eólica offshore, son las que conforman olas de gran calidad para la práctica de este deporte en toda la costa cántabra. En la zona de nuestro análisis existe una ola en concreto que es causa de un gran afluente de turismo surfero: la ola de “la vaca”. Esta ola se forma debido a los bajos que hay enfrente de la Playa del Bocal, a una distancia aproximada de 5 km de costa.



Bajo Cabezos de la Vaca (<http://www.surf30.net/>)

La instalación de un parque a menos de 3 km de costa podría influenciar en los procesos que conforman dicha ola, y por tanto, la no aceptación del proyecto por parte de la sociedad.



Ola “la vaca” (<http://www.surf30.net/>)

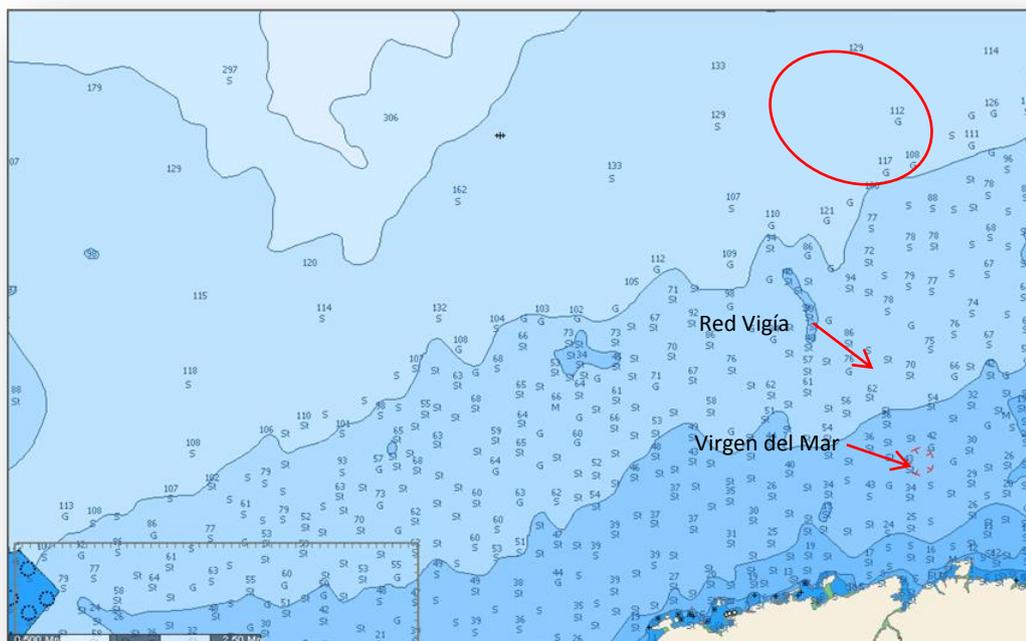
Podemos concluir entonces que la implantación de un parque a la distancia de 3 km no resultaría viable desde el punto de vista de impacto visual e interacción con las actividades de la zona por lo que esta alternativa quedaría automáticamente descartada.

Situando el parque de forma que no cruce el veril de 100 m, situado a algo menos de 4 mn (Zona 2) el punto más cercano del parque quedaría a 3 mn (algo más de 6 km aprox) de costa, lo cual supondría prácticamente los mismos efectos sobre el entorno que en la situación anterior.

Vemos pues, que la única opción viable es la implantación del parque en aguas muy profundas a partir del veril de los 100 m. Una vez sobrepasado este límite y viendo que los datos batimétricos de la carta son parecidos aun siguiendo alejándonos de la costa, sería lógico pensar en alejar el parque la mayor distancia posible. Sin embargo como dijimos, hay muchos factores que dependen económicamente de la variación de esta distancia, por lo que seguiremos con la idea de intentar minimizar costes estableciendo una distancia mínima a tierra. Examinaremos entonces las opciones que, cubriendo el área que ocupará el parque cumpla este requisito y la menor profundidad posible, puesto que también supondrá un ahorro. Esto, presumiblemente, será lo más cerca posible del veril de 100 m, con lo que la situación final elegida será la que sitúe el punto más cercano a tierra del parque en dicho veril. Indirectamente estamos cumpliendo con la recomendación para la

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

minimización del impacto visual, ya que dicho veril, como dijimos está aproximadamente a 8 km de costa.



Zona elegida para la situación del parque

Fuente: MaxSea

11.3.2.5 Conexión a la red eléctrica

Actualmente la red de transporte de energía eléctrica en Cantabria no tendría la suficiente capacidad para albergar un proyecto así. Sin embargo se están haciendo cambios para que en un futuro a corto plazo esto pueda ser posible y un nuevo plan eólico pueda ser implantado en la comunidad. Vemos en la figura cómo se encuentra actualmente el estado de la red y los proyectos, tanto en construcción como programados.



Situación de la red de transporte de energía eléctrica de Cantabria (www.ree.es)

Red de transporte de energía eléctrica

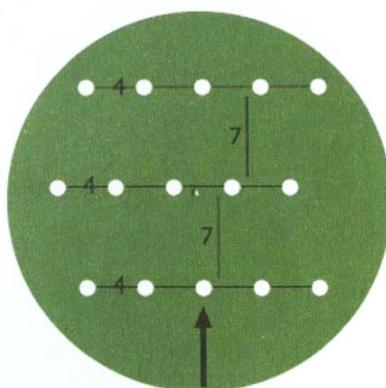
Instalaciones en servicio a 1 de enero del 2012 y en construcción o programadas

Líneas	Circuitos		Tensiones						
	previstos	Instalados							
En servicio	1	1	400 kV 220 kV 132-110 kV < 110 kV						
	2	2							
En construcción y programadas	1	1	Todas las líneas se han dibujado en el color al que funcionan. En las construidas a tensión superior ésta se indica entre paréntesis (400 kV)						
	2	2							
Cable subterráneo / submarino	En servicio								
	En construcción y programadas								
Prevista transformación a tensión superior									
Subestaciones			<table border="0"> <tr> <td></td> <td>En servicio</td> <td>En construcción y programadas</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>		En servicio	En construcción y programadas			
	En servicio	En construcción y programadas							
Centrales	Hidráulica								
	Térmica clásica								
	Térmica nuclear								
	Ciclo Combinado								
	Eólica								

Leyenda de la red de transporte de energía eléctrica de Cantabria (www.ree.es)

11.3.3 Disposición de los aerogeneradores

Según lo previsto el parque dispondrá de 10 aerogeneradores de 5 MW cada uno. La configuración elegida será en “tresbolillo”o malla offshore como indica la figura. Constará de dos filas manteniendo las mismas separaciones: 7 diámetros de rotor entre las dos filas y 4 diámetros de rotor entre cada aerogenerador de una misma fila.



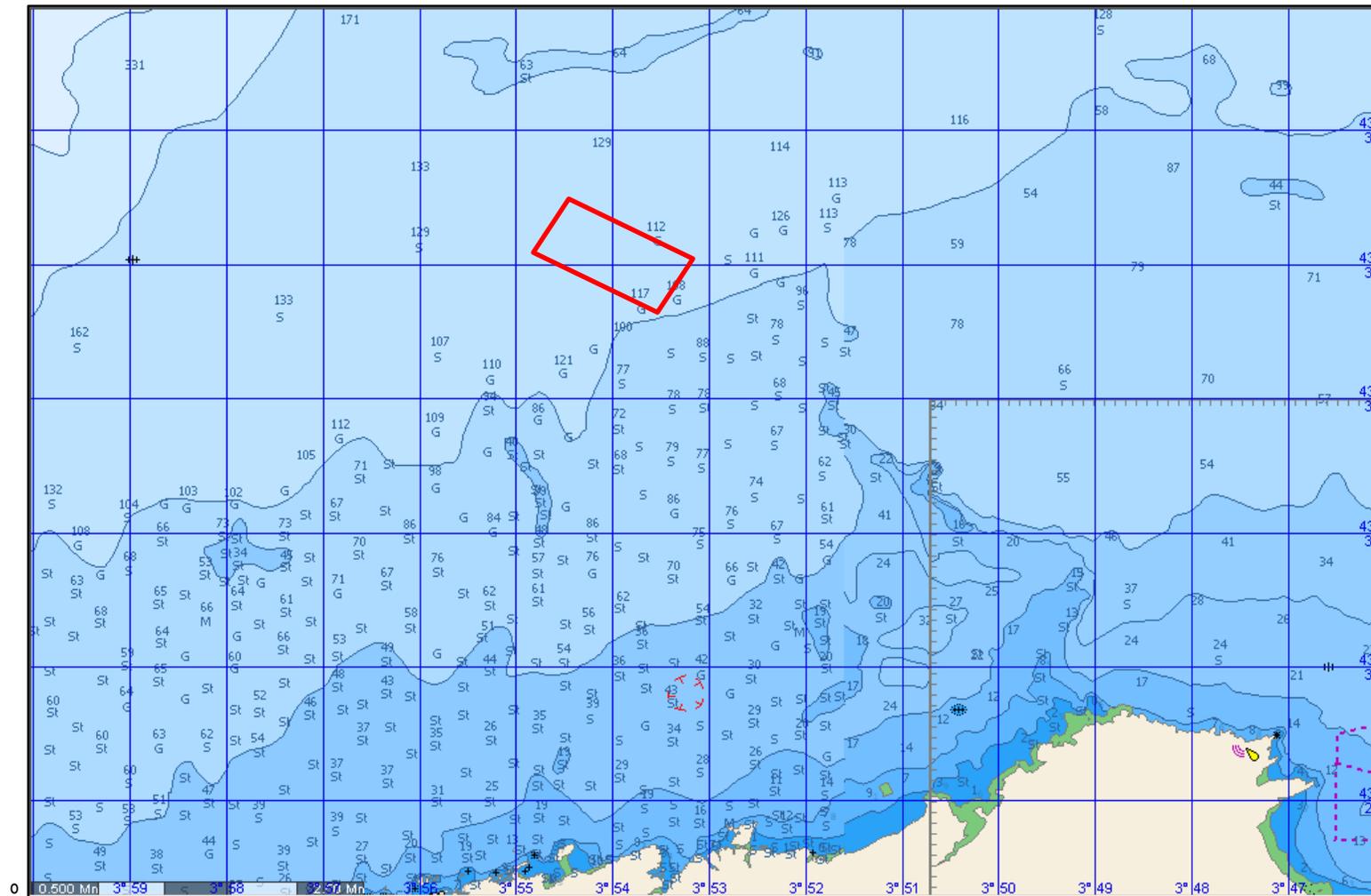
Malla offshore (Creus A., 2008)

La configuración real de nuestro parque está representada en el plano incluido en el anexo V, donde se puede ver la vista en planta de la disposición de las plataformas instaladas. Se señalarán las distancias entre turbinas de una misma fila y de diferente fila teniendo en cuenta que el tamaño de rotor utilizado es de 126 m.

La situación del emplazamiento escogido en la carta quedaría de la siguiente forma³⁹ (téngase en cuenta que las distancias verticales de los recuadros corresponden con 1 mn):

³⁹ Las dimensiones se han hecho respecto a las dimensiones indicadas en el plano del anexo V y a la escala indicada en el margen inferior izquierdo de la carta

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore



Emplazamiento final del parque

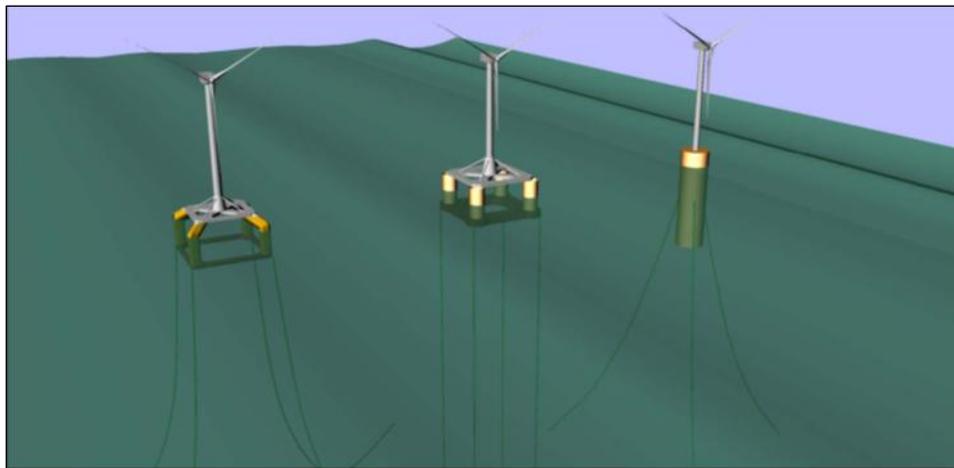
11.3.4 Elección del tipo de cimentación

La primera decisión que hay que tomar es el tipo de tecnología a utilizar: fija o flotante. Indirectamente esta decisión ya ha sido tomada. Puesto que la batimetría del terreno no nos permite la instalación a menos de 50 m de profundidad la opción viable para el proyecto es la tecnología flotante. Hay multitud de tipos de plataformas flotantes que, aunque estén aun en fases experimentales, son el futuro de la *offshore*.

En el apartado dedicado al estudio de las alternativas al monopilote y a las cimentaciones fijas se hizo una síntesis del estado actual de los diferentes tipos de diseños de la tecnología flotante, sus líneas de amarre y su anclaje al fondo.

Además después de la información recopilada en la bibliografía consultada podemos concluir que los prototipos más testados hasta el momento y que presentan una mayor perspectiva de instalación a corto plazo son:

- plataformas semisumergibles → e.g. WINDFLOAT
- TLP de cuatro flotadores → e.g. BLUE H
- Spar → e.g. Hywind



Diseños de las plataformas más desarrolladas (Couñago B. et al, 2010)

Como el objetivo de este estudio no es el diseño de las plataformas flotantes, se hará una recopilación de la información encontrada que nos permita escoger uno de los tipos existentes de plataforma semisumergible, TLP o spar que recoja mejores

prestaciones y compatibilidad con nuestro parque. Para ello enumeramos sus características principales que han sido recopiladas de varias fuentes:

- la semisumergible y TLP operan en rangos de mayor profundidad que la Spar
- La tipología TLP por su propio diseño de líneas de amarre tensionadas restringe los movimientos de arfada, cabeceo y balance, por lo que resulta muy estable. El sistema de fondeo por catenaria, que utilizarán las otras dos construcciones permitirá un mayor movimiento en los 6 grados de libertad. Sin embargo la semisumergible, al ser una plataforma estabilizada por su propia flotabilidad, tiende a corregir el momento escorante gracias a la inercia en flotación, por lo que también resulta un sistema estable
- La construcción de semisumergible y TLP es relativamente sencilla y tan solo algunos elementos estructurales presentan dificultades
- El proceso de instalación de la semisumergible es el más simple y menos costoso, con lo que la ventana de tiempo de instalación supone mayores ventajas frente a una instalación complicada y de larga duración
- Semisumergibles y TLP permiten el montaje del aerogenerador en el astillero, en tierra, mientras que la Spar, por su propia concepción debería hacerse a posteriori en altamar, con un buque específico y, por tanto con mayores costes
- Los cables de evacuación eléctrica sufrirán menores esfuerzos y se moverán en menor medida en diseños TLP
- El sistema de amarres tensionados de la TLP, aunque dota de una gran estabilidad al sistema es muy costoso y complicado de aplicar en relación con la variación de las mareas y otros factores ambientales
- El mantenimiento de la Spar es el más complejo pues requiere de su realización “in situ”. Sin embargo la TLP y la semisumergible pueden ser reflotadas a dique manteniendo el sistema intacto, con las ventajas que supone poder trabajar en tierra. En el caso de las semisumergible esta operación sería más sencilla, debido a su amarre por catenaria en vez de tensionado

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

- En el caso del anclaje la TLP sólo permite elementos que soporten los esfuerzos verticales, con lo que quedan excluidas las anclas. Por su parte Spar y semisumergible podrán anclarse con cualquiera que soporte tanto esfuerzos verticales como horizontales (muertos, anclas, torpedos, pilotes, cubos o pilotes de succión)
-

ELECCIÓN

Los criterios que seguiremos para la elección, en orden, serán los siguientes:

- Costes
- Profundidad
- Montaje y construcción → amplitud de la ventana temporal de instalación
- Estabilidad
- Sistema de anclaje
- Estado de los prototipos en estudio → tiempo para su posible implementación
- Criterios de impacto acústico⁴⁰

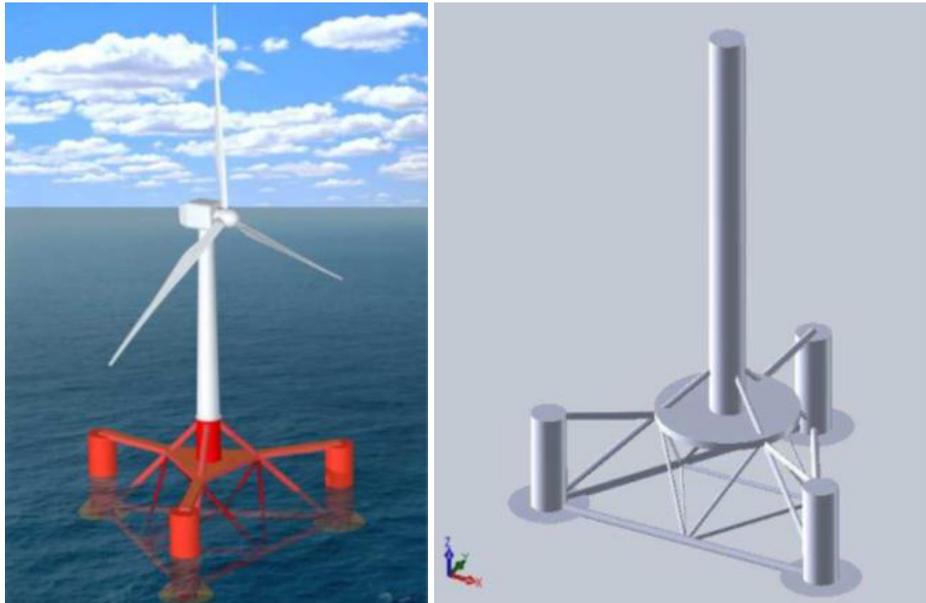
Conforme a las características de nuestro parque tendremos:

- Presupuesto limitado y necesidad de instalación a medio plazo
- Profundidad > 100 m
- Necesidad de construcción y montaje en tierra. Este factor hace que influya menos la ventana temporal, lo cual es un factor muy importante debido al estado de la mar en determinadas épocas del año en Santander. Además si escogemos una plataforma cuyo calado sea < 14 m (aproximadamente), será viable la logística en el Puerto de Santander, ya que como dijimos, el calado de “La canal” es de 11.5 m y aumenta 4.5 m con coeficientes normales de marea
- Estabilidad → muy necesario por las grandes olas que caracterizan el cantábrico en determinadas épocas del año

⁴⁰ Tal como indicamos en la parte correspondiente a evaluación de impactos acústicos en la instalación, estamos teniendo en cuenta el factor ruido como un añadido a los criterios de toma de decisión

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore

- Criterios acústicos: Existe la posibilidad de que el sistema de anclaje escogido fuera mediante pilotes. Esto requeriría del hincado mediante martillos hidráulicos. Sin embargo, debido a la dimensión de dichos pilotes no se considerará como un impacto potencialmente importante
 - De los tres sistemas existen modelos en pruebas. Sin embargo el sistema semisumergible está siendo probado en las costas de Açucadoura, norte de Portugal , con éxito, a lo que cabe sumar que la característica del estado de mar es similar a la del cantábrico
- ➔ **CONCLUSIÓN:** nuestra elección por tanto es la plataforma semisumergible y, de entre los modelos existentes, la plataforma semisumergible con aerogenerador centrado



Plataforma semisumergible con aerogenerador centrado (Ferreño S. et al, 2011)

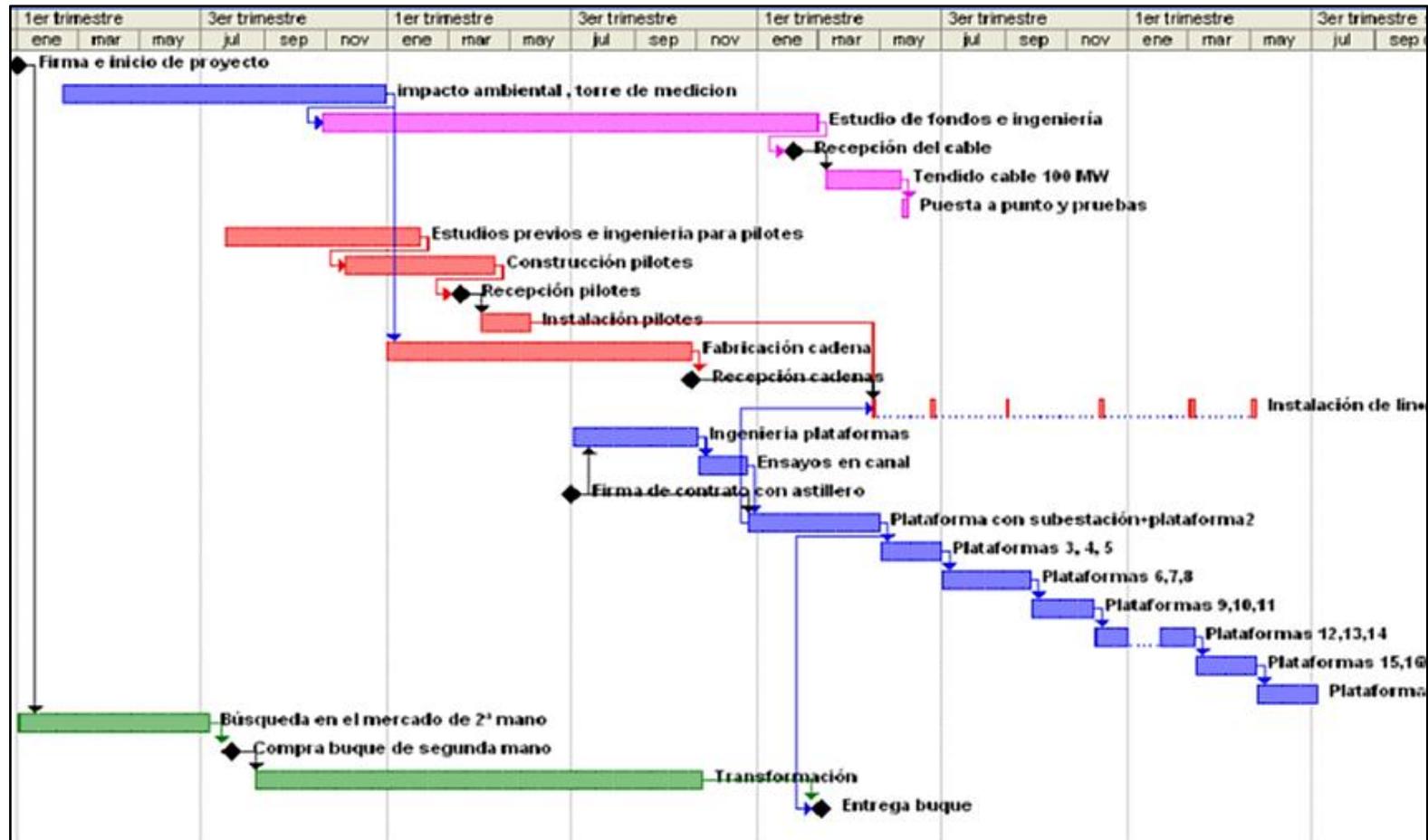
Características principales

Sistema de amarre	6 líneas en catenaria de cable y cadena
Eslora característica	68 m
Altura de la plataforma sin torre	24 m
Calado	12 m
Diámetro de las columnas	8 m
Peso de la plataforma	2440 T
Altura metacéntrica	28.10 m
Altura del centro de gravedad	27.60 m
Momento adrizante (para una escora de 1 ^o)	1196.61 Tm
Área en flotación	150.80 m ²

11.4 IMPACTO AMBIENTAL

Una vez finalizado el proceso inicial de selección de la mejor alternativa se deberá analizar si es medioambientalmente viable, que es donde tendrá cabida la aplicación de la metodología. En el cronograma ejemplo podemos ver en qué fase del proyecto nos encontramos:

Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore



(Couñago B., Barturen R., y Díaz I., 2010)

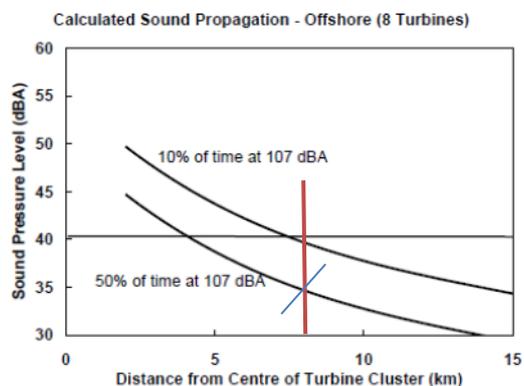
11.5 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

Será aquí cuando tenga lugar el estudio de impacto acústico que, de ser necesario, implicará una modificación o una serie de medidas a tener en cuenta respecto a los factores ya seleccionados. Además, constará de una planificación para asegurar un impacto mínimo durante la instalación, un inventario ambiental en la que se registren las especies susceptibles de ser afectadas por el ruido y en caso de ser necesario, las medidas para evitarlo y un control o vigilancia ambiental durante la fase de explotación.

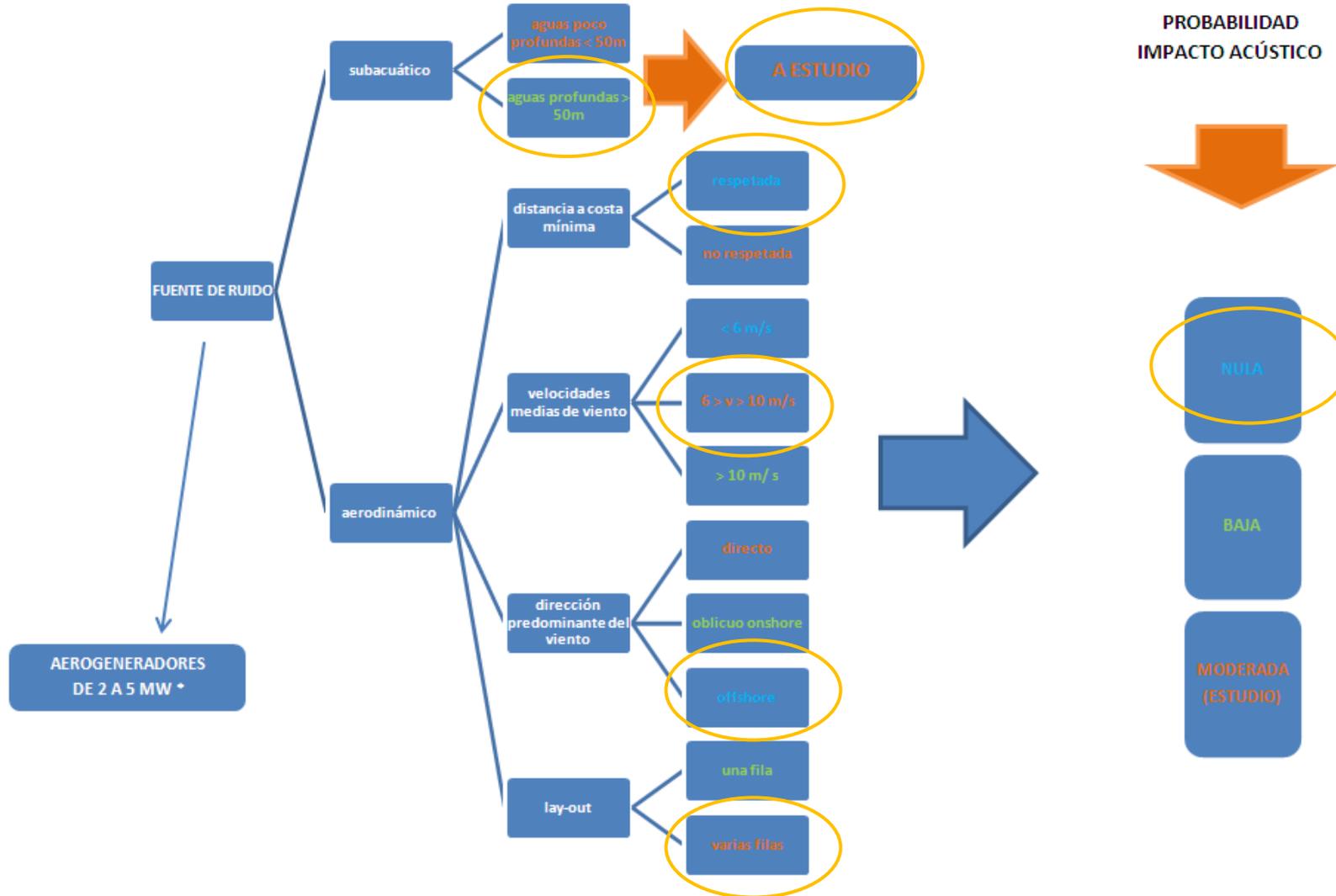
En primer lugar para analizar los aspectos referentes al ruido que están directamente relacionados con la selección del emplazamiento se aplicará el esquema realizado en la metodología. Definiremos las variables de entrada para saber si nuestro parque tiene probabilidades de contaminar acústicamente:

- Aguas muy profundas → > 100 m
- Distancia a costa mínima * → 8 km → respetada
- Vientos predominantes de 6 a 10 m/s
- Dirección predominante del viento → SSO → OFFSHORE
- Dos filas de aerogeneradores
- Aerogeneradores de 5 MW

* Se ha considerado que la distancia a costa es respetada, por las explicaciones dadas en el capítulo dedicado a la propagación del ruido aéreo. Recordamos que tomamos como distancias mínimas de referencia las expresadas en el estudio de Harrison J. (2012). Según el gráfico para 8 turbinas (que consideramos válido para 10) tendremos la siguiente distancia mínima a respetar:



Metodología para la evaluación del impacto acústico en parques eólicos offshore



- Por lo expuesto en la metodología habrá que realizar un estudio de impacto acústico para el ruido subacuático
- Puesto que la distancia mínima a costa es respetada con un margen amplio la probabilidad de impacto acústico será nula o baja por lo explicado en la metodología. Analicemos entonces los “inputs”. El rango predominante de velocidad de vientos es precisamente el más crítico en la generación de ruido aéreo. Esto podrá suponer un problema solamente cuanto el viento no coincida con la dirección principal. Con los datos de la rosa de frecuencias anual podemos afirmar que la mayor parte del tiempo el viento tiene componente de dirección offshore, por lo que no afectará. Sin embargo podría hacerse un estudio específico para los meses de verano, ya que como muestra la rosa de frecuencias estacional, es probable una dirección onshore. Para ello se hará un estudio del ruido ambiente de la zona afectada y del ruido total generado por el parque según los datos del fabricante, que dependerán principalmente del perfil aerodinámico de la pala y sus velocidades de punta de pala.

Nuestra configuración en planta estará integrada por dos filas. Ya que éstas se han colocado en tresbolillo, el efecto “suma” tendrá lugar cuando el viento sople de una dirección distinta a la predominante y, por tanto, un menor número de veces, por lo que este factor tomaría un carácter de mucha menor influencia en el ruido total generado por el parque

➔ **CONCLUSIÓN:** la distancia mínima a tierra de 8 km resultará apropiada de acuerdo con los conocimientos recopilados y supone un margen suficiente para que en los meses de verano sea muy poco probable la afección a las zonas costeras, por tanto determinamos que la probabilidad del impacto acústico del parque sobre tierra será nulo

Aspectos a tener en cuenta en la construcción del parque

Aunque hemos determinado que el impacto durante la instalación será prácticamente nulo, existe la fase de hincado, por lo que se pueden adoptar una serie de medidas expuestas en el capítulo de “medidas correctoras”:

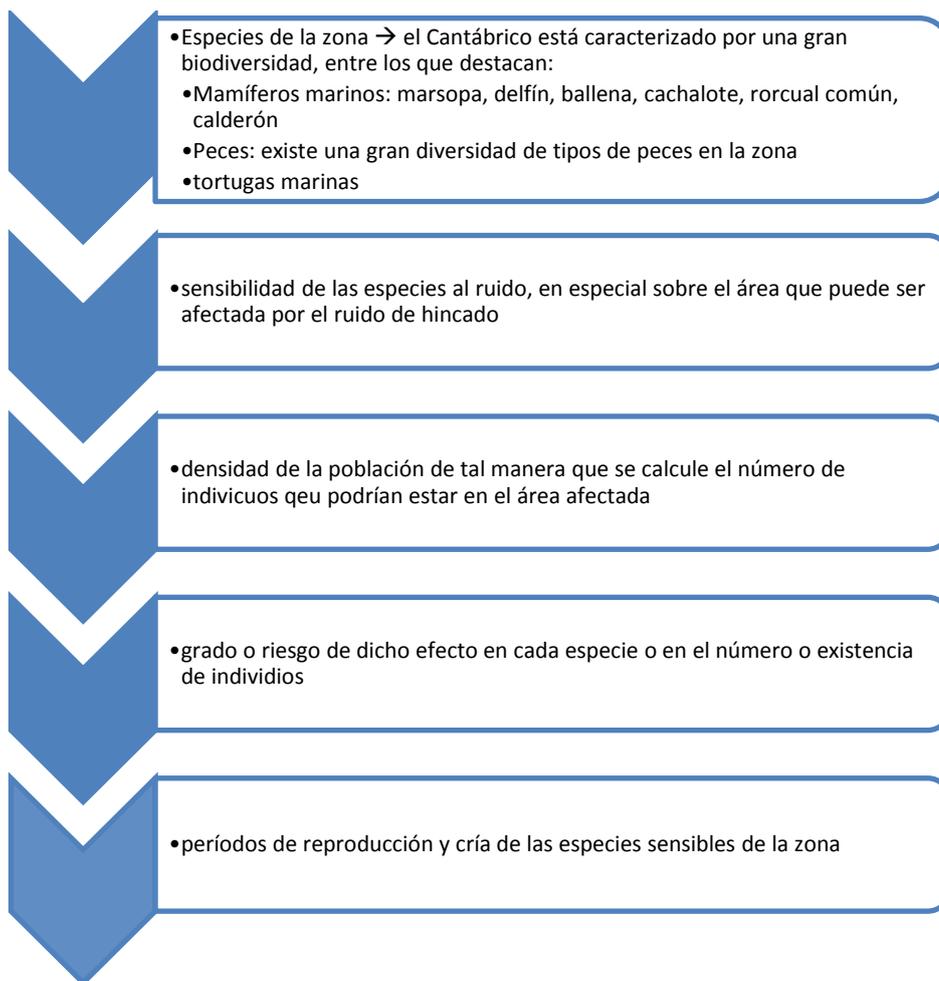
- “inicio suave”
- Estudiar una posible sustitución de los pilotes de hincado por pilotes de succión
- Fondeo integral que permita dos líneas de amarre por cada anclaje y de esta forma disminuir el número de golpes necesarios para su instalación

Además se debe tener en los períodos de reproducción y cría de las especies más sensibles recogidos en el inventario ambiental, debido a que el tráfico continuo que supone la instalación del parque podría llegar a perturbar dichas funciones.

Respecto a la interacción con las actividades económicas de la zona se evitará construir el parque en períodos importantes para la pesca, ya que es una actividad fundamental para la economía local y en períodos de verano, puesto que es el período de mayor afluencia de turismo en la región.

Inventario ambiental

Para tener un correcto control sobre la evaluación de los efectos sobre la comunidad marina la metodología marca que deberá hacerse un estudio que incluya las siguientes cuestiones:



Vigilancia ambiental

El impacto durante la instalación será prácticamente nulo por sus características. Sin embargo se debe asegurar que durante la etapa de funcionamiento no habrán impactos. Esto principalmente estará dirigido a evitar un desequilibrio en el entorno, en especial en cuanto a los mamíferos marinos. También se debe asegurar que durante esta etapa la estimación inicial de una probabilidad nula continúe. Todo ello se conseguirá mediante la vigilancia ambiental. Se aplicarán las medidas explicadas en el capítulo referente a “vigilancia ambiental” y que serán las siguientes:

- monitoreo de ruido mediante mediciones aéreas y submarinas
- seguimiento de las comunidades de mamíferos marinos y comunidades piscícolas, sobre todo las de importancia para la economía local

Destacamos algunos aspectos positivos del parque respecto a la fauna y flora marina:

- se crea un arrecife artificial en la base de los aerogeneradores ⁴¹
- las profundidades de instalación > 100 m serán menos peligrosas para la flora marina local puesto que a esta profundidad no existe la misma riqueza vegetal que en el piso batimétrico anterior, caracterizada por la abundancia de la comunidad bentónica. A estas profundidades son características algunas algas microscópicas y calcáreas (MMC⁴²)

11.5.1 CONCLUSIONES IMPACTO ACÚSTICO

Aunque se haya determinado una probabilidad de impacto mínimo se deberá seguir un control de las emisiones acústicas de cada aerogenerador puesto que, factores como desequilibrios en el mecanismo o el paso del tiempo pueden modificar el estado aerodinámico inicial del mismo y, por tanto, su emisión de ruido.

Además, la etapa de vigilancia ambiental cobra especial importancia certificar que el parque ha sido naturalizado por las especies marinas y por tanto certificar que existe un equilibrio con el entorno.

En caso de una posible “repotenciación” del parque, añadiendo más filas, se deberán tener en cuenta los aspectos comentados de forma que los 8 km sigan siendo suficientes, ya que de esta forma sí existiría “efecto suma” por el posicionamiento del lay-out y el nivel de potencia sonora total del parque aumentará.

A continuación haremos una lista de los posibles beneficios que podría traer a la Comunidad de Santander una instalación de estas características:

- aumento de la actividad de todo el sector relacionado con su construcción y vida útil: astilleros, fabricantes de componentes, (...) → aumento de la creación de empleo

⁴¹ Hay disparidad de opiniones respecto a esto, pues algunos consideran que un crecimiento de las dimensiones de la subestructura condicionaría las cargas para las que fue diseñada

⁴² Museo Marítimo del Cantábrico

Metodología para la evaluación del impacto acústico en la energía eólica offshore

- las dimensiones del parque y el hecho de que sean flotantes repercutirán de una menor forma en el litoral y en la formación de las olas, como dijimos, tan importantes para la zona seleccionada
- parque eólico como atractivo turístico → en las proximidades de parques *onshore* se han creado centros de visitantes o centros de interpretación, donde se explica su funcionamiento, contribución al cuidado del medioambiente (ahorros de emisiones de CO₂), contribución a la cobertura de demanda ...
- aumento del grado de autoabastecimiento
- liderazgo a nivel nacional en este tipo de energía
- atracción del mercado internacional. El hecho de que la Comunidad sea pionera en i+D permitiría a los promotores reducir la carga financiera y logística asociada a la localización de emplazamientos idóneos, caracterización del recurso, estudios geológicos, etc. Así constituiría un recurso atractivo para los interesados en la explotación de este sector
- imagen de Comunidad “libre de emisiones”

Bibliografía:

BIBLIOGRAFÍA

- (2012) “Ventajas; la eólica como apuesta estratégica para España” en *Reve, revista eólica y del vehículo eléctrico* [en línea], disponible en <http://www.evwind.com/sobre-la-eolica/ventajas/> [consultado el 17 de octubre de 2012]
- “Protocolo de Kyoto y clima global” en *Educarchile, portal de la educación*. [En línea]. Chile, disponible en: <http://www.educarchile.cl/Portal.Base/Web/VerContenido.aspx?ID=96810>
- Airicole (2003) *Utgrunden off-shore wind farm. Measurements of underwater noise*. Göteborg, Suecia
- André M. et al (2011) *Sea observatories and acoustic events: towards a global monitoring of ocean noise*. Laboratory of Applied Bioacoustics, Technical University of Catalonia (UPC). España
- Antonio Barrero F. (2012). “España, 5ª potencia mundial exportadora de tecnología eólica” en *Energías renovables. El periodismo de las energías limpia*. [en línea], disponible en <http://www.energias-renovables.com/articulo/espana-quinta-potencia-mundial-exportadora-de-tecnologia>
- Bailey H. et al (2010) “Assessing underwater noise levels during pile-driving at an offshore windfarm and its potential effects on marine mammals” en *Marine Pollution Bulletin*. Disponible en www.elsevier.com/locate/marpolbul. pp. 888-897
- Bartí R. (2010) *Acústica Medioambiental*. Volumen I. Alicante. Editorial San Vicente del Raspeig

- Betke K. (2006) *Measurement of underwater noise emitted by an offshore wind turbine at Horns Rev*. ITAP. Alemania
- Blaaderen E. (2012) *Self-installing wind turbine*. SPT Offshore y VolkerWessels company
- Ceballos I. (2011) *Análisis técnico-económico de parques eólicos offshore. Guía para procedimiento de implantación*. Proyecto fin de máster
- CIBEL. Ingeniería en proyectos acústicos (2008) *Declaración de impacto acústico. Proyecto Parque eólico Laguna Verde*. Santiago
- Couñago B. et al (2010) *Estudio técnico-financiero sobre la construcción de un parque eólico marino flotante en el litoral español*
- Creus A. (2008) *Aerogeneradores*. Edición de Cano Pina
- Elmer K. (2012) *Sound Solutions*
- Elmer K. et al (2006) *Measurement and Reduction of Offshore Wind Turbine Construction Noise*. DEWEK 2006 Conference. Bremen
- Elmer Karl-Heinz (2010) *Pile Driving Noise Reduction Using New HydroSound Dampers*. Informe
- Esteban M. (2009) *Propuesta de una metodología para la implantación de parques eólicos offshore*. Tesis doctoral. Madrid. Universidad politécnica – E.T.S. Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos

- Ferreño S. et al (2011) “ Estudio, caracterización y comparación de tipologías de plataformas para soporte de aerogeneradores en alta mar”. 50º Congreso de Ingeniería Naval e Industria Marítima “Cádiz y el mar en el siglo XXI “. 26, 27 y 28 de Octubre 2011. Cádiz
- Fischer R.W. () *Designing “quiet” into offshore projects*. Billerica (USA)
- Grau N. (2011) *Efecto de un campo de aerogeneradores en la energía del oleaje*. Proyecto o tesina de especialidad. Universidad politécnica de Cataluña. Escuela técnica superior de ingenieros de caminos canales y puertos de Barcelona
- Green Peace (2003) *Sea Wind Europe*
- Greenpeace (2003) *Viento en popa. La necesidad de un plan eólico marino en España*. Madrid
- Guanche R. et al (2012) *IDERMAR METEO. Offshore wind assessment at high and very high water depths*. Environmental Hydraulics Institute “IH Cantabria”, Universidad de Cantabria. España
- Harrison J. (2012) *Soun propagation from offshore wind turbine arrays*
- Henderson A.R. et al (2004) *Floating wind farms for shallow offshore sites*. Proceedings of The Fourteenth (2004) International Offshore and Polar Engineering Conference. Toulon (Francia)
- Hubbard H. y Shepherd K. (1990) *Wind turbine acoustics*. U.S. Department of Energy Wind/Hydro/Ocean Technologies Division. NASA

- Iberdrola Ingeniería Consultoría (2003) *Methodological Guidelines For The Environmental And Socio Economic Impact Assessment Of Offshore Windfarms In Touristic Areas*. Informe. Unidad de consultoría medioambiental (MEDA)
- IDAE (2011) *PLAN DE AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA. 2º Plan de acción nacional de eficiencia energética en España 2011-2020*
- IDEA (2011) *Plan de energías renovables 2011-2020*. Madrid
- Ignacio Cruz en Avances tecnológicos y perspectivas de la energía eólica, 2012 CIEMAT. Fuente: Mytia
- IHC Hydrohammers (2011) [Online]. Disponible en <http://www.ihchydrohammer.com/about-ihc-hydrohammer/brochures/>
- Illingworth & Rodkin (2010) *Underwater Sound Levels Associated with Driving Steel Piles for the State Route 520 Bridge Replacement*
- Kinsler et al (1990) *Fundamentos de acústica*. México
- Köller J. et al (ed.) *Offshore wind energy. Research on environmental impacts*. Springer. Berlin University of Technology. Berlin (Alemania)
- Lindeboom H.J. et al (2011) “Short term ecological effects of an offshore wind farm in the Dutch coastal zone; a compilation” en *IOPscience*. Disponible en <http://iopscience.iop.org/1748-9326/6/3/035101> [Accesado el 18 de Diciembre de 2012]

- Losada I. (2008) *La energía eólica marina. Conceptos y retos tecnológicos*. Seminario de gestión ambiental. IH Cantabria y Universidad de Cantabria
- Luedeke J., (2012) *Is a british harbour porpoise much more robust than a german? mandatory measures of mitigation and thresholds for the protection of phocoena phocoena in germany, denmark and uk: need for international standardization*. Proceedings of the 11th European Conference on Underwater Acoustics. Universidad técnica de Berlín. Alemania
- Lundorf H. (2012) *Universal Foundation*
- *Matuschek Rainer and Betke Klaus (2009) Measurements of Construction Noise during PileDriving of Offshore Research Platforms and Wind Farms. [Journal]. - 2009*
- Ministerio de agricultura, alimentacion y medio ambiente (2012) *DOCUMENTO TÉCNICO SOBRE IMPACTOS Y MITIGACIÓN DE LA CONTAMINACIÓN ACÚSTICA MARINA*. Madrid
- Ministerio de Industria Turismo y Comercio e IDAE (2010) *PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES DE ESPAÑA (PANER) 2011 – 2020*
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, el Ministerio de Medio Ambiente, y el Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación (2009) *ESTUDIO ESTRATÉGICO AMBIENTAL DEL LITORAL ESPAÑOL PARA LA INSTALACIÓN DE PARQUES EÓLICOS MARINOS*
- Nedwell J. et al (2003) *Assessment of sub-sea acoustic noise and vibration from offshore wind turbines and its impact on marine wildlife; initial*

measurements of underwater noise during construction of offshore windfarms, and comparison with background noise. COWRIE

- Nedwell J. et al (2007) *Measurement and interpretation of underwater noise during construction and operation of offshore windfarms in UK waters. COWRIE*
- Nedwell J. y Parvin (2007) *Update on underwater noise and offshore wind farms. COWRIE*
- Nehls G. et al (2007) *Assessment and costs of potential engineering solutions for the mitigation of the impacts of underwater noise arising from the construction of offshore windfarms. COWRIE*
- Nehls y Pehlke (2012) *Large bubblescreen. BioConsult SH. Alemania*
- Newborough, D., Goodson, A.D. and Woodward, B., "Beacon Mode Deterrents for Gill Nets", *11th Annual Conference of the European Cetacean Society, II, P. Evans, E. Parsons and S. Clark, Kiel University, Stralsund, Germany, pp 34-36. March 1997*
- North Sea Foundation (2012) *Sound Solutions. Informe del congreso Sound Solutions. 10 de Febrero de 2012. Amsterdam*
- Ørgaard A. (2012) *Lo-noise aps. Dewatered cofferdam*
- Park Y. et al (2010) "Noise analysis in offshore wind-farm". *Proceedings of the Ninth (2010) ISOPE Pacific/Asia Offshore Mechanics Symposium. 14 – 17 Noviembre 2010. Busan (Corea)*

- Plan de sostenibilidad energético de Cantabria 2011-2020
- Potty G. et al (2011) *Acoustic radiation for offshore windfarms*. Department of Ocean Engineering, University of Rhode Island, Narragansett, RI 02882, USA y NATO Undersea Research Center, La Spezia, Italy
- Presentation at the Fourth Plenary Meeting of the Advisory Committee on Acoustic Impacts on Marine Mammals, 30 November-2 December 2004, New Orleans, Louisiana.
<http://www.mmc.gov/sound/plenary4/pdf/wartzok.pdf>
- Ramos R. (2012) “Emplazamiento de centrales generadoras offshore para la producción de energía eléctrica” en *Cursos de verano de la Universidad de Cantabria 2012*
- Ranz C. (2008) *Parques eólicos offshore. Factores que determinan en el mar su impacto acústico medioambiental*. Trabajo. Portugal, Universidad de Coimbra
- *REAL DECRETO 1028/2007, de 20 de julio*
- Rodríguez L. et al (2011) *Impactos ambientales de un parque eólico marino. Retos y oportunidades. El caso de Huelva*. Proyecto fin de máster. Escuela Organización Industrial. Sevilla
- Rodríguez L., Pereira I. y Toval N. (2011) *Impactos ambientales de un parque eólico marino. Retos y oportunidades. El caso de Huelva*. Proyecto fin de máster. Sevilla. Escuela de Organización Industrial (EOI).(ci.r.3. proyecto fin de master huelva 2011)

- RTA, (2010) “*RTA. Informe 2010. Desarrollo de las energías renovables marinas: condiciones de éxito en las regiones de la RTA del Arco Atlántico*”
- Saleem Z. (2011) *Alternatives and modifications of Monopile foundation or its installation technique for noise mitigation*. North Sea Foundation
- Søndergaard y Plovsing (2005) *Noise from offshore wind turbines*. Danish ministry of the environment. Environmental protection agency. Proyecto medioambiental
- Sun X. et al (2012) “The current state of offshore wind energy technology development” en *Energy*
- Talayero A. y Telmo E. (coordinadores); Bayod A. et al (2008) *Energías renovables. Energía eólica*. Zaragoza. Editorial: Prensas Universitarias de Zaragoza
- Talisman Energy (2006) *Beatrice Wind Farm Demonstrator Project. Environmental statement*. UK
- Thomsen Frank et al. (2006) *Effects of offshore wind farm noise on marine mammals and fish*. COWRIE
- Tougaard J. et al (2008) “Underwater noise from construction and operation of offshore wind farms” en *Bioacoustics: The International Journal of Animal Sound and its Recording*. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.1080/09524622.2008.9753795> [Accesado el 13 de Febrero de 2013]
- Twidell y Gaudiosi (ed.) (2009) *Offshore wind power*. Brentwood (UK)

- UNE-EN-61400-11:2002
- Universidad de Cantabria y la Consejería de Medio Ambiente (2002) *Caracterización de aguas costeras*
- URI University of Rhode Island *Discovery of Sound in the Sea [Online]. - 2011. -*
- Verfuß T. y Jülich P. (2012) *Noise mitigation measures and low-noise foundation concepts. State of the art.* Stralsund
- WARTZOK, D. 2004: “Marine Mammal Populations and Ocean Noise: Determining when noise causes biologically significant effects”
- Werner S. (2012) *Recommendation on safety values for noise protection in offshore wind farm construction.* Federal Environment Agency, Department Protection of the Marine Environment. Alemania
- Werner S. (2012) *Determination of noise exposure criteria – the German approach.* Federal Environment Agency. Alemania
- Wilhelmsson D. (ed.) et al (2010) *Greening Blue Energy: Identifying and managing the biodiversity risks and opportunities of offshore renewable energy.* Published by IUCN (International Union for Conservation of Nature). Switzerland
- Würsig, B., Greene, C.R., Jefferson, T.A., 2000. *Development of an air bubble curtain to reduce underwater noise of percussive piling.* Marine Environmental Research 49, 79–93

- Yongsheng Zhao et al (2012) “Preliminary Design of a Multi-Column TLP Foundation for a 5-MW Offshore Wind Turbine” en *energies*. Disponible en www.mdpi.com/journal/energies

Páginas webs

- <http://www.aeeolica.org/>
- <http://www.dosits.org/>
- <http://www.eia.es/>
- <http://www.medioambientecantabria.es/>
- www.eia.es
- www.eolus.es
- www.ree.es

ANEXOS

ANEXO I: NORMATIVA DE APLICACIÓN A PARQUES OFFSHORE

Normativa a nivel comunitario

- Directivas 92/43/CEE de Hábitat y 79/409/CEE de Aves. Crean la red de zonas de importancia comunitaria denominada Red Natura 2000, con el objetivo de asegurar la Biodiversidad mediante la conservación de hábitat naturales, así como de la fauna y la flora silvestres en la UE. El objetivo principal de Natura 2000 es incorporar a su red los lugares más destacados de Europa en cuanto a biodiversidad se refiere, configurándose así como una red ecológica europea de Zonas Especiales de Conservación (ZEC y ZEPA)
- Propuesta (23/01/2008) de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Fija un objetivo global del 20% y objetivos nacionales vinculantes para el año 2020ç
- Directiva 2001/77/CE, sobre la promoción de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad. Pretende garantizar que la parte total de energía renovable empleada para la generación de electricidad aumente del 14% en 2001 al 21% en 2010
- Artículo 45 del Real Decreto 661/2007 del 25 de Mayo, que regula el otorgamiento de la condición de la instalación
- Directiva 2008/56/CE por la que se establece un marco de acción comunitaria para la política del medio marino (Directiva marco sobre la estrategia marina). Esta Directiva cumple un objetivo doble: proteger y restablecer los mares europeos y garantizar la viabilidad ecológica de las actividades económicas relacionadas con el medio marino de aquí al año 2021
- Directiva 2000/60/CE, por la que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas (Directiva Marco del Agua). Tiene por objeto establecer un marco para la protección de las aguas superficiales continentales, las aguas de transición, las aguas costeras y las aguas subterráneas

- Recomendación europea de Gestión Integrada de las Zonas Costeras de 2007 (GIZC).
- Directrices para el establecimiento de la Red Natura 2000 en el medio marino (2007).
- Convenio de Berna sobre Vida Silvestre Europea de 1979, del Consejo de Europa, que incluye la lista de especies de flora y fauna estrictamente protegida y de fauna protegida que se debe gestionar, así como sus hábitats
- Convenio Europeo del Paisaje (2000). Tiene por objeto promover la protección, la gestión y la ordenación de los paisajes europeos y organizar la cooperación europea en ese ámbito

Normativa a nivel nacional

- Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, por la que se hace compatible una política energética basada en la progresiva liberalización del mercado con la consecución de otros objetivos que también le son propios, como la mejora de la eficiencia energética, la reducción del consumo y la protección del medio ambiente
- Ley 48/60, de 21 de julio sobre navegación aérea y Decreto 584/72, de 24 febrero de servidumbres aeronáuticas, modificado por Decreto 2490/74, de 9 de agosto y por Real decreto 1541/2003, de 5 de diciembre, sobre navegación aérea. La ubicación de parques eólicos marinos debe considerar las servidumbres aeronáuticas en territorio nacional, por motivos de seguridad en la navegación aérea y para evitar riesgos para la población y el medio ambiente por colisión del tráfico aéreo
- Ley 16/1985 del Patrimonio Histórico Español (1985). Forman parte del Patrimonio Histórico Español los bienes muebles o inmuebles de carácter histórico, susceptibles de ser estudiados con metodología arqueológica, hayan sido o no extraídos y tanto si se encuentran en la superficie o en el subsuelo, en el mar territorial o en la plataforma continental. La elección de emplazamientos debería

considerar un reconocimiento previo que permita descartar la existencia de yacimientos inéditos que pudieran verse afectados de una u otra manera

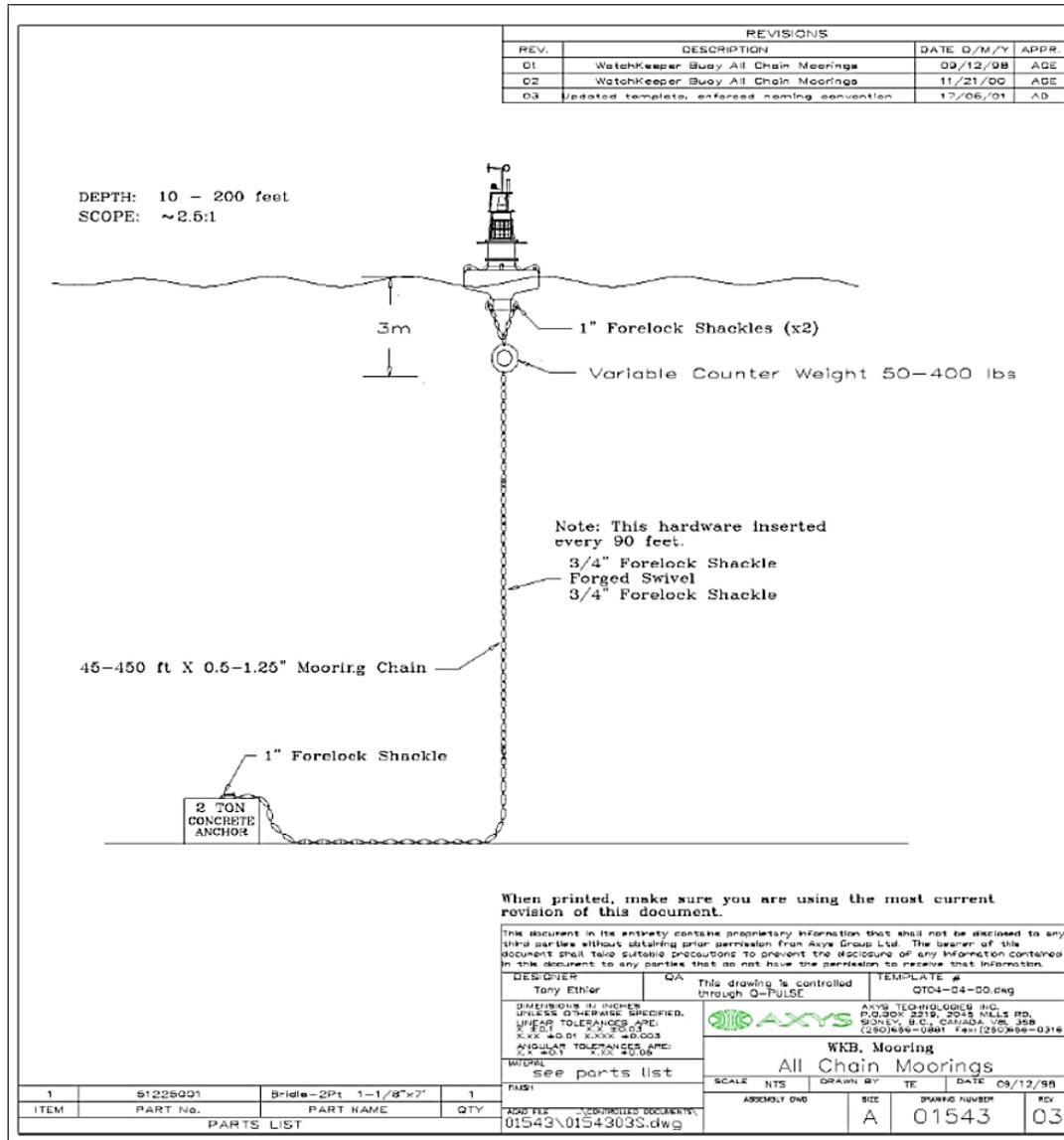
- Real Decreto 439/1990, por el cual se regula el Catálogo Nacional de Especies Amenazadas (1990) y las órdenes ministeriales que lo desarrollan, que contiene las especies de flora y fauna incluidas en las categorías de peligro de extinción, sensibles a la alteración de su hábitat, vulnerable y de interés especial
- Ley 3/2001, de Pesca Marítima del Estado. De acuerdo con el artículo 20 de la citada ley, la instalación de campos de aerogeneradores marinos se debe considerar una actividad susceptible de alterar los recursos pesqueros, y como tal se consideran obras e instalaciones que requieren informes preceptivos del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación y de las Comunidades Autónomas afectadas en materia de pesca marítima a los efectos de protección y conservación de los recursos marinos vivos
- Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas. Tiene por objeto la determinación, protección, utilización y policía del dominio público marítimo-terrestre y especialmente de la ribera del mar, englobando esta última la zona marítimo-terrestre y las playas. Su artículo 2. c) determina que la actuación administrativa sobre el dominio público marítimo-terrestre perseguirá regular la utilización racional de estos bienes en términos acordes con su naturaleza, sus fines y con el respeto al paisaje, al medio ambiente y al patrimonio histórico
- Real Decreto 1997/1995, para contribuir a garantizar la biodiversidad mediante la conservación de hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres. Transpone la Directiva 92/43/CEE relativa a la Conservación de los Hábitat Naturales y de la Fauna y Flora silvestres. Considera que Administraciones competentes deben adoptar específicamente, de manera anticipada, cuantas medidas preventivas sean necesarias para impedir la perturbación de hábitats naturales. Las Administraciones competentes pueden excepcionalmente autorizar un proyecto aun siendo reconocido que afectará de manera adversa a algún lugar de la Red Natura 2000. Pero sólo podrá ser llevado a cabo si previamente se demuestra que no hay soluciones alternativas; si existen razones de interés público de primer orden que lo justifiquen, y tomando

Metodología para la evaluación del impacto acústico en la energía eólica offshore

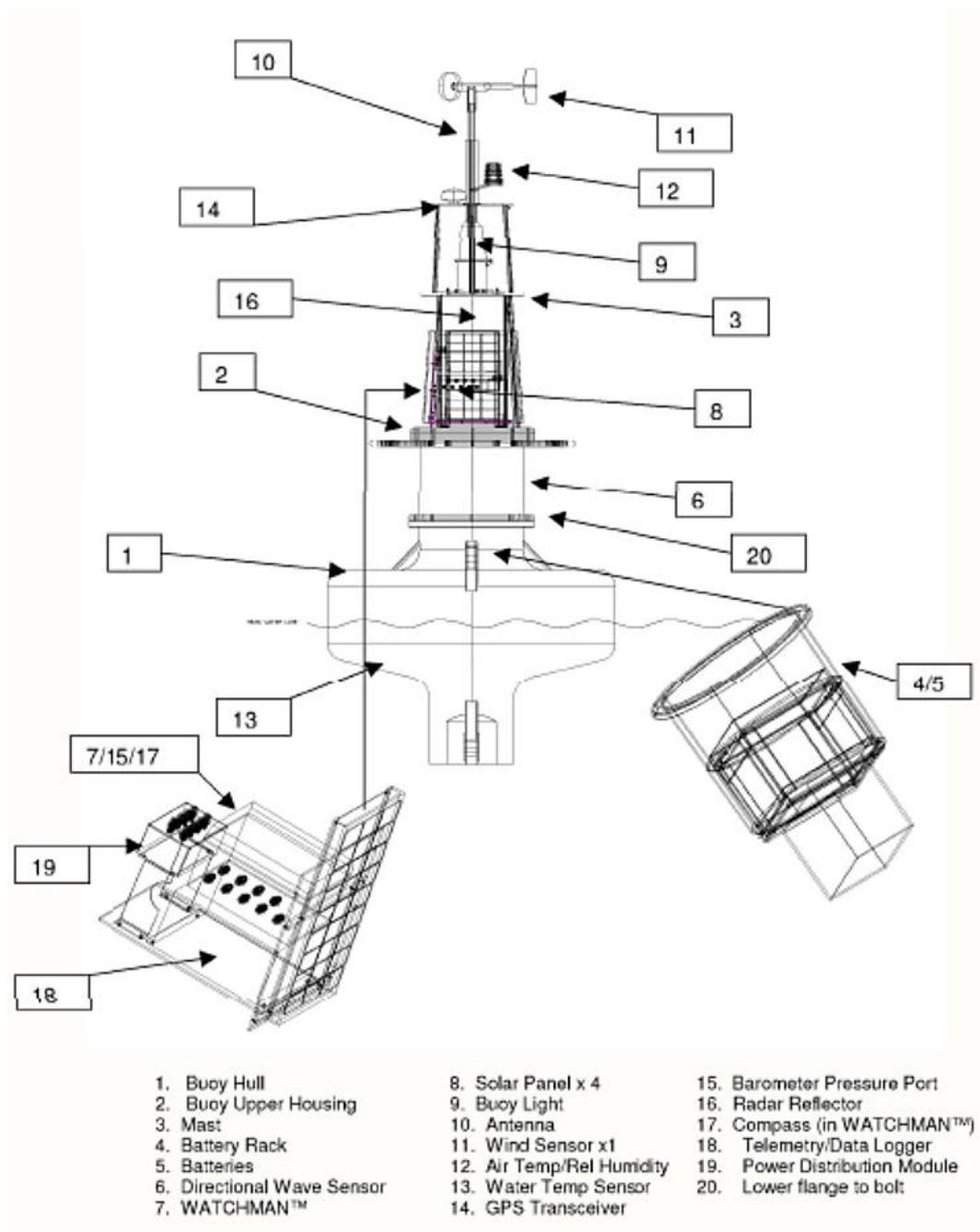
todas las medidas compensatorias que sean necesarias para que se cumplan los objetivos de conservación de la Red Natura 2000

- Ley 42/2007, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad
- Ley de Puertos y Marina Mercante

ANEXO II: CARACTERÍSTICAS BOYA RED VIGÍA



Características del fondeo de Red Vigía (Consejería de Medio Ambiente, Ordenación del Territorio y Urbanismodel Gobierno de Cantabria, 2013)



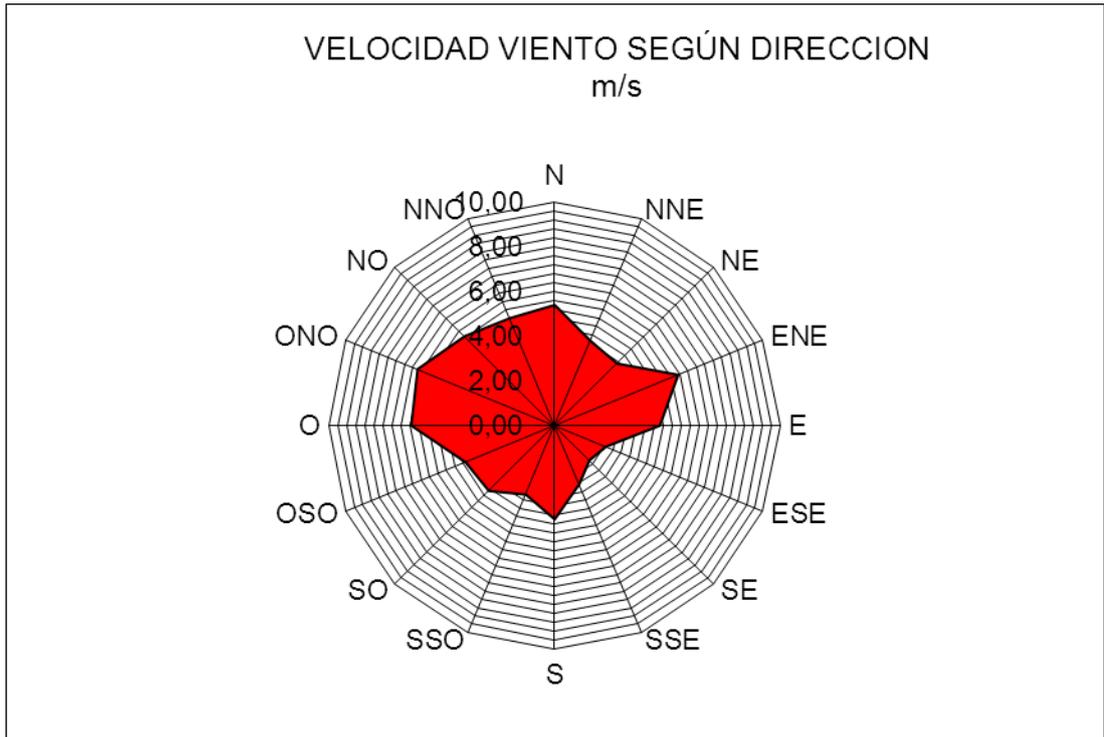
Partes fundamentales de la boya Red Vigía (Consejería de Medio Ambiente, Ordenación del Territorio y Urbanismo del Gobierno de Cantabria)

ANEXO III: ROSAS ESTACIONALES

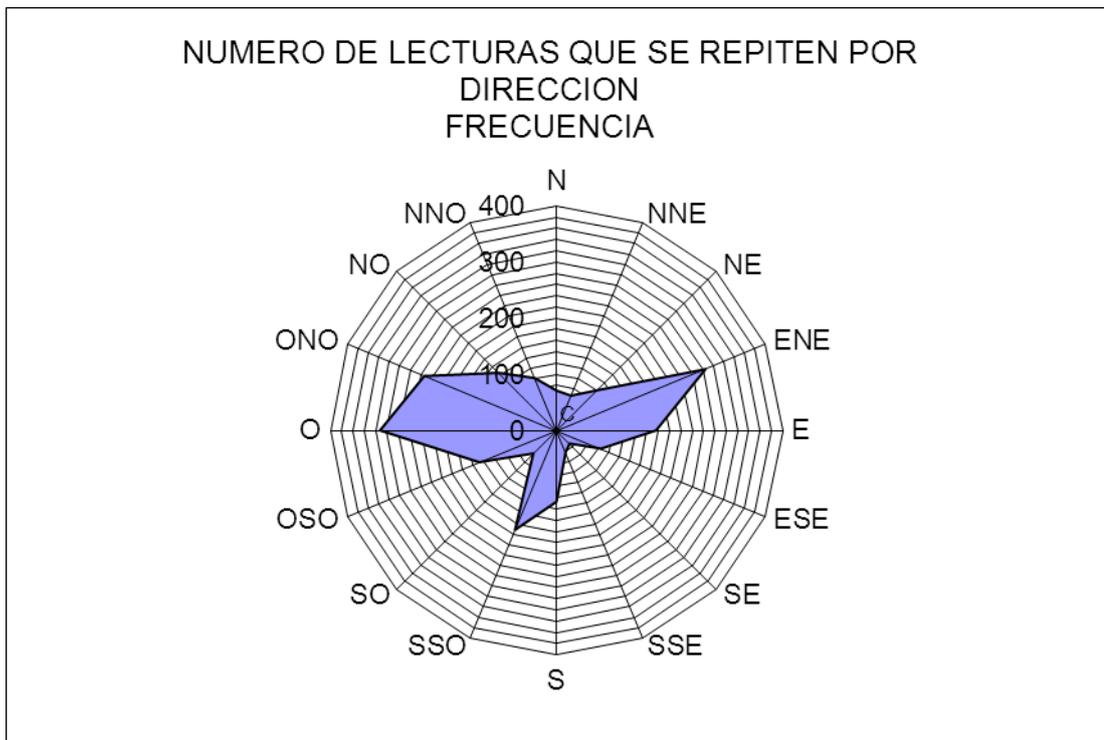
Año 2010

- **Primavera 2010**

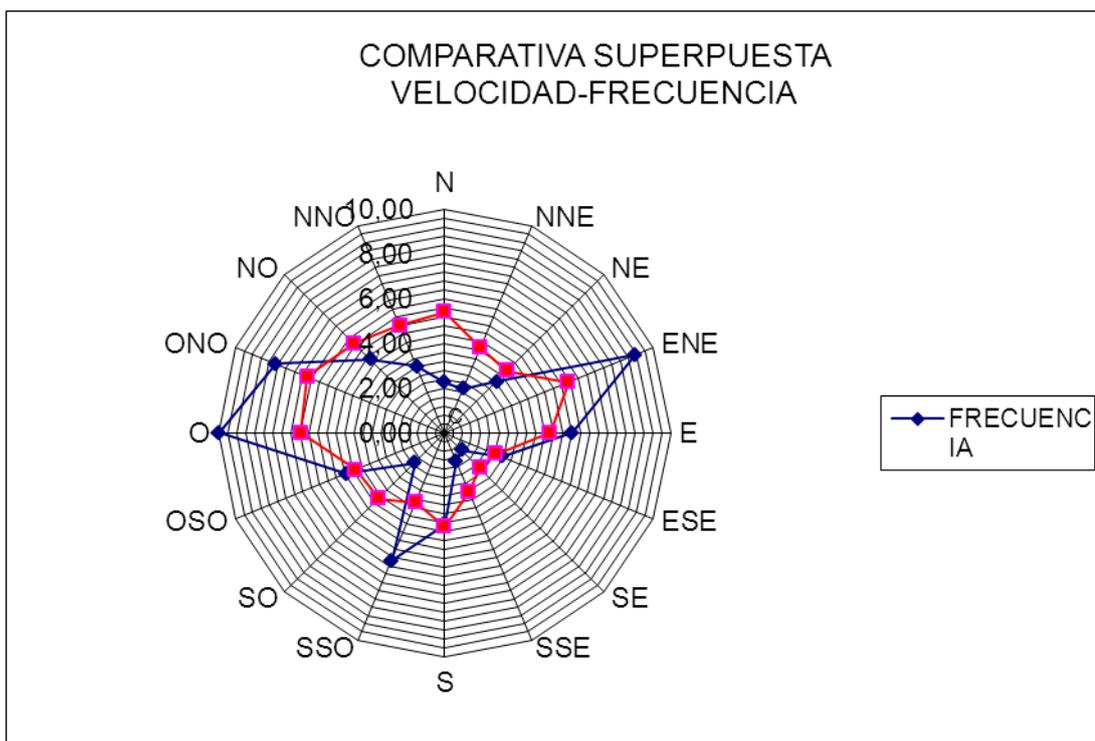
DIRECCION DEL VIENTO	PROMEDIO VELOCIDAD DEL VIENTE SEGÚN DIRECCION	NUMERO VECES QUE SE REPITE LA DIRECCION	AJUSTE DE ESCALA A 10 (COMPARATIVA)
N	5,39	71	2,28
NNE	4,11	67	2,15
NE	3,92	101	3,24
ENE	5,93	285	9,13
E	4,67	176	5,64
ESE	2,46	85	2,72
SE	2,18	33	1,06
SSE	2,84	42	1,35
S	4,19	127	4,07
SSO	3,34	192	6,15
SO	4,13	58	1,86
OSO	4,28	148	4,74
O	6,36	312	10,00
ONO	6,58	253	8,11
NO	5,64	145	4,65
NNO	5,19	101	3,24



Rosa de velocidades de primavera 2010



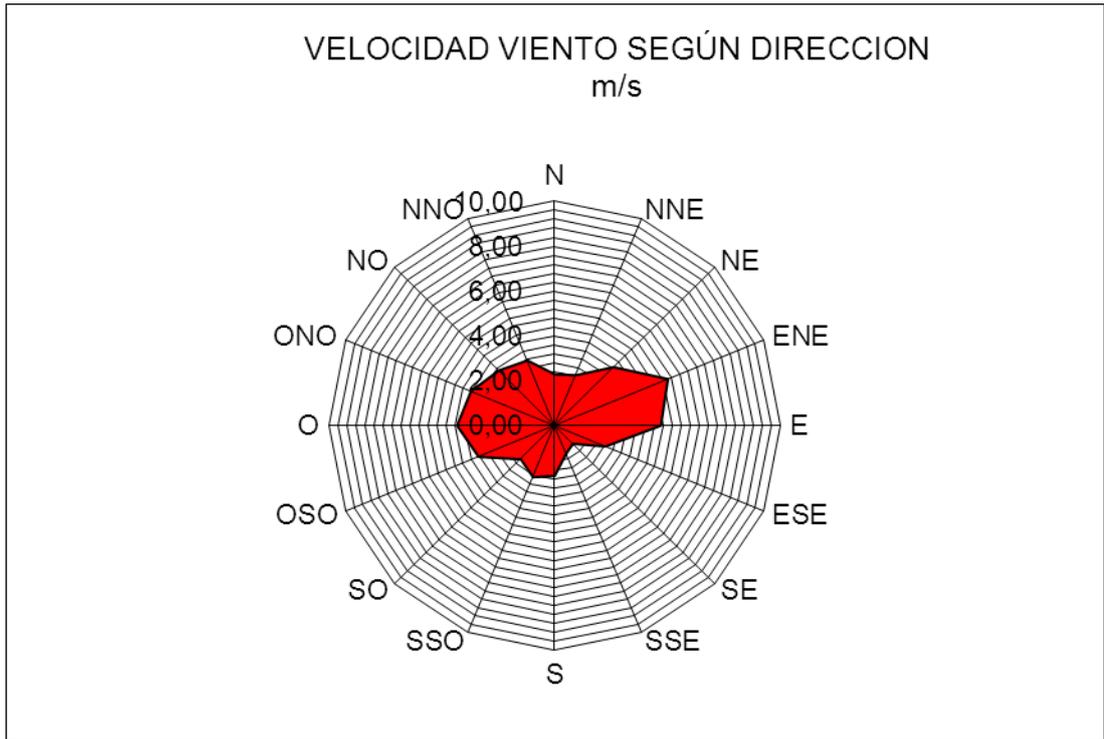
Rosa de frecuencias de primavera 2010



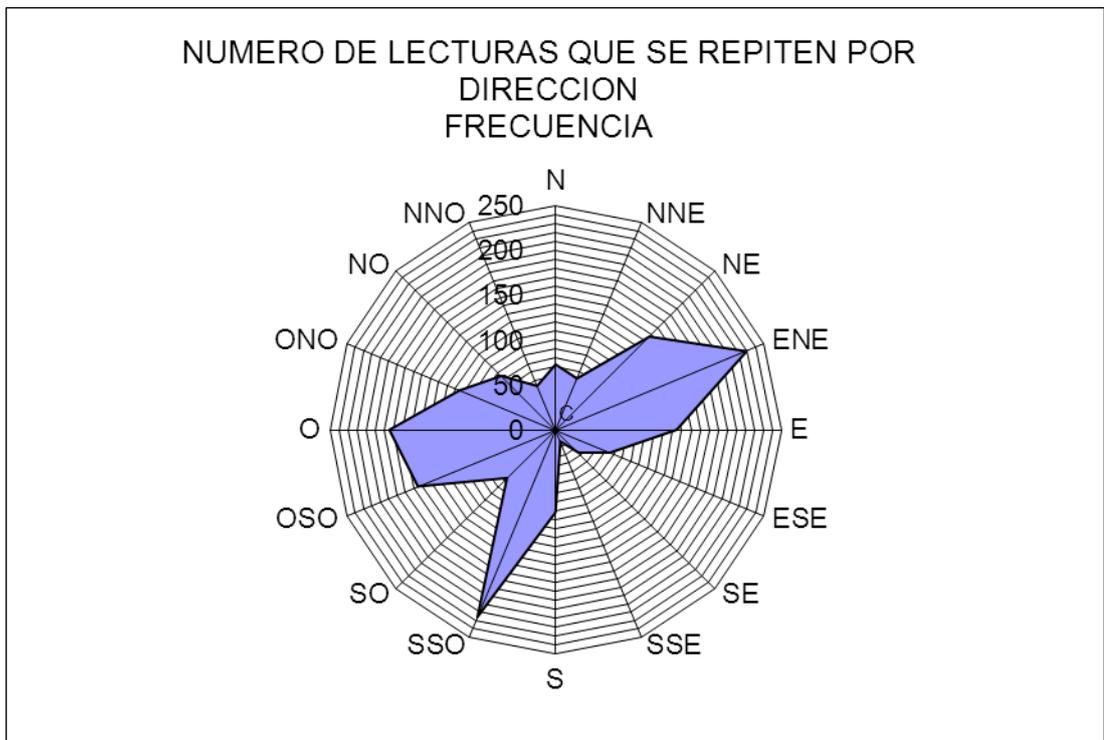
Rosa comparativa velocidad-frecuencia primavera 2010

- Verano 2010

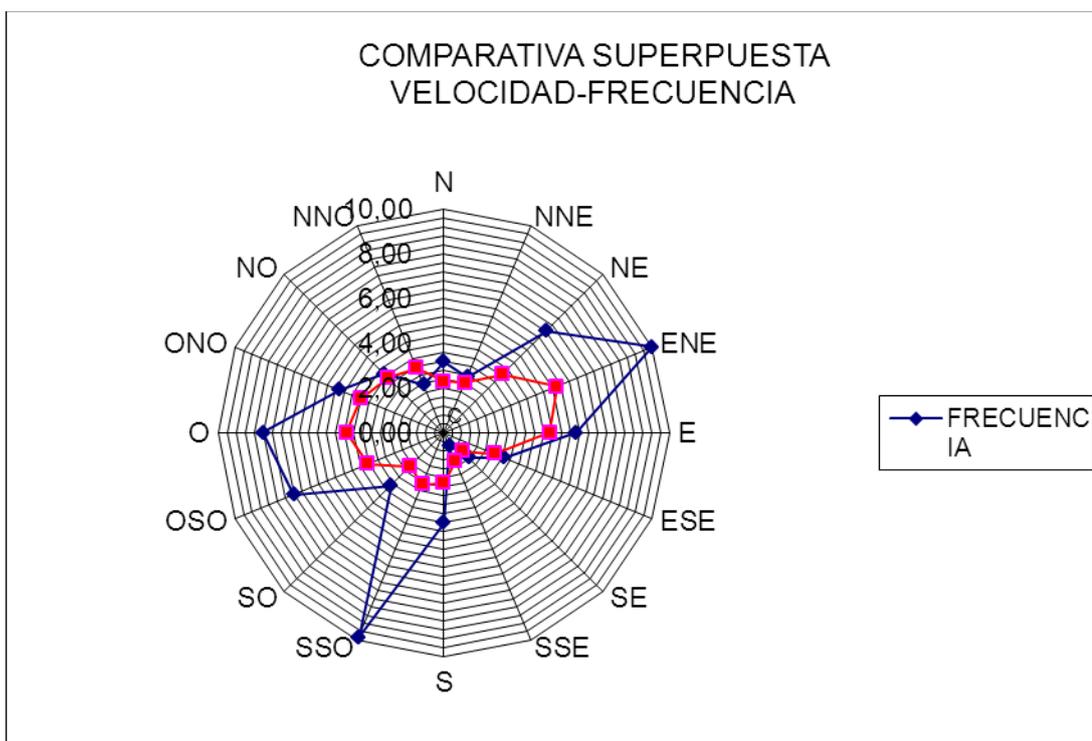
DIRECCION DEL VIENTO	PROMEDIO VELOCIDAD DEL VIENTE SEGÚN DIRECCION	NUMERO VECES QUE SE REPITE LA DIRECCION	AJUSTE DE ESCALA A 10 (COMPARATIVA)
N	2,29	73	3,19
NNE	2,43	62,00	2,71
NE	3,69	147,00	6,42
ENE	5,42	229,00	10,00
E	4,70	134,00	5,85
ESE	2,43	66,00	2,88
SE	1,14	36,00	1,57
SSE	1,34	14,00	0,61
S	2,24	92,00	4,02
SSO	2,49	226,00	9,87
SO	2,12	76,00	3,32
OSO	3,64	165,00	7,21
O	4,32	184,00	8,03
ONO	4,01	115,00	5,02
NO	3,48	85,00	3,71
NNO	3,14	53,00	2,31



Rosa de velocidades verano 2010



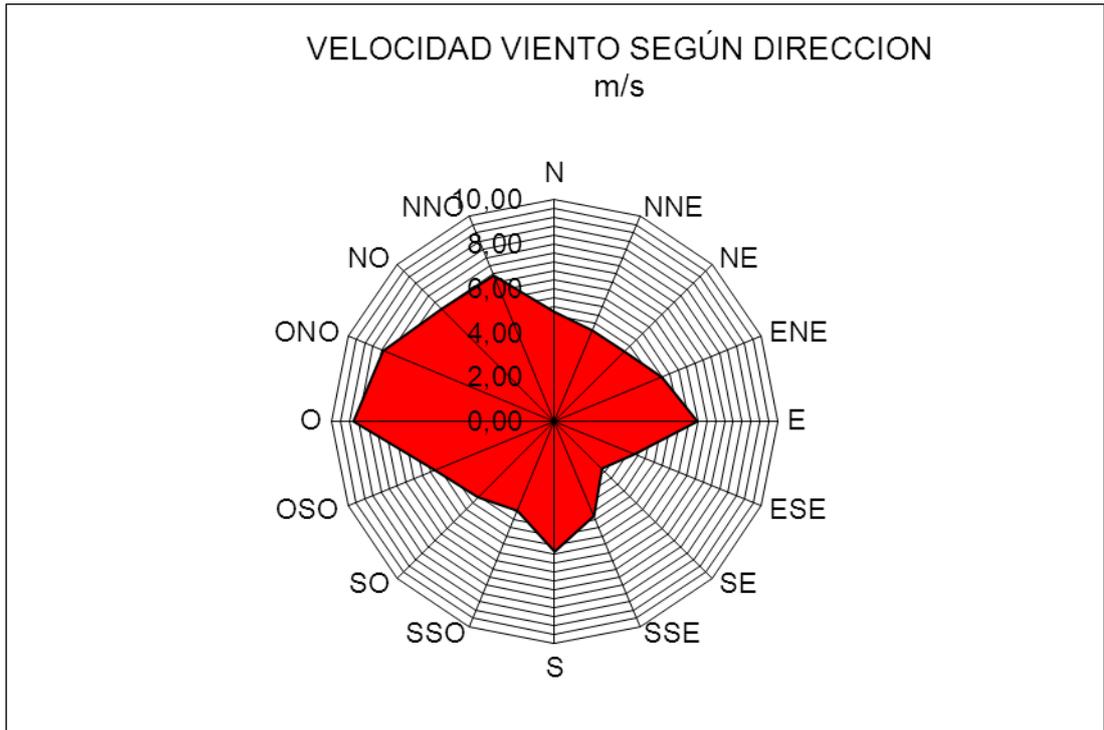
Rosa de velocidades verano 2010



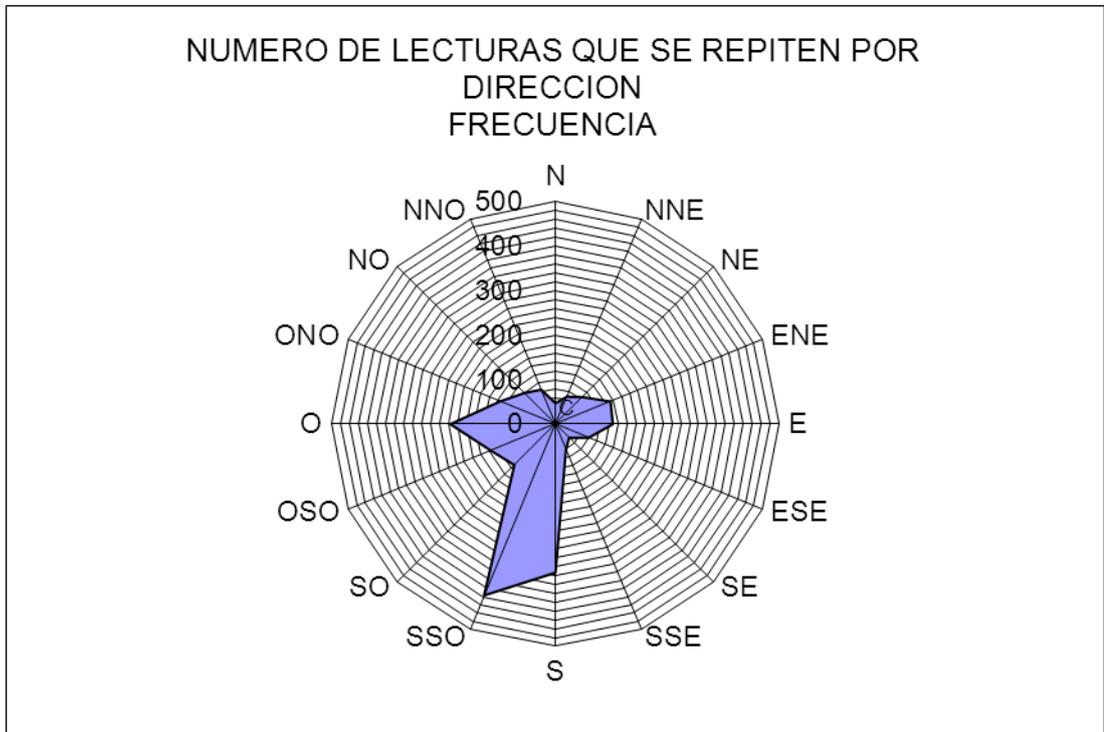
Rosa comparativa velocidad-frecuencia verano 2010

- **Otoño 2010**

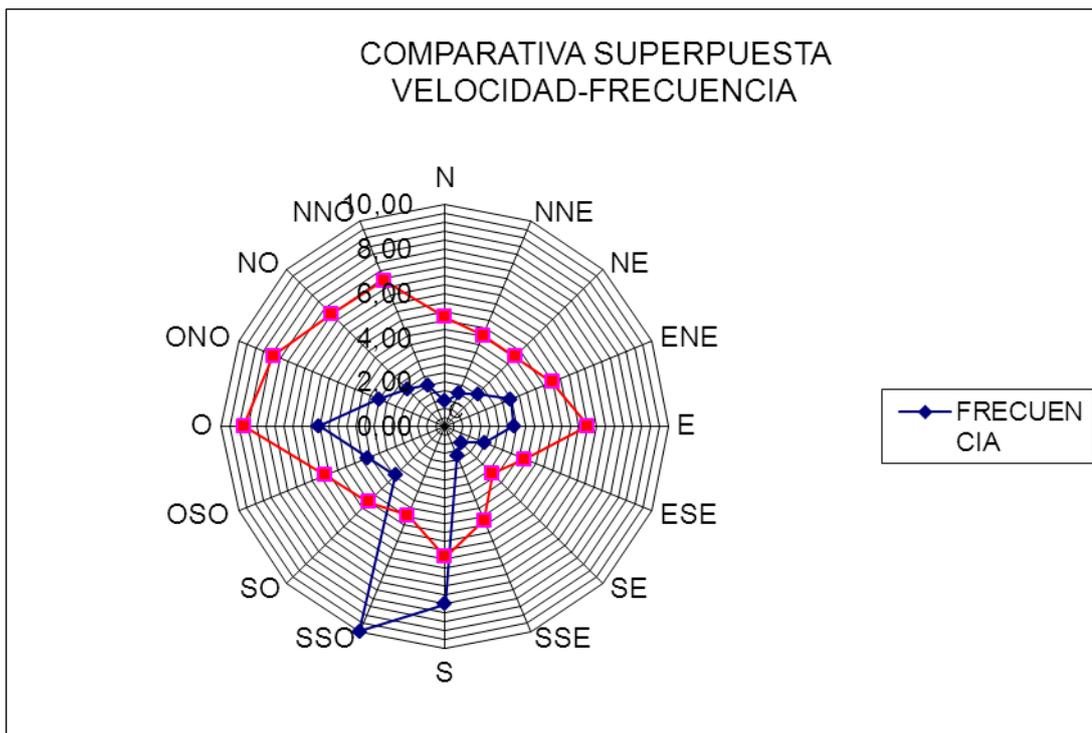
DIRECCION DEL VIENTO	PROMEDIO VELOCIDAD DEL VIENTE SEGÚN DIRECCION	NUMERO VECES QUE SE REPITE LA DIRECCION	AJUSTE DE ESCALA A 10 (COMPARATIVA)
N	4,94	47	1,13
NNE	4,44	67,00	1,61
NE	4,44	86,00	2,06
ENE	5,20	133,00	3,19
E	6,39	128,00	3,07
ESE	3,87	80,00	1,92
SE	3,00	43,00	1,03
SSE	4,61	61,00	1,46
S	5,88	334,00	8,01
SSO	4,36	417,00	10,00
SO	4,84	130,00	3,12
OSO	5,78	156,00	3,74
O	9,00	235,00	5,64
ONO	8,31	134,00	3,21
NO	7,17	99,00	2,37
NNO	7,12	84,00	2,01



Rosa de velocidades otoño 2010



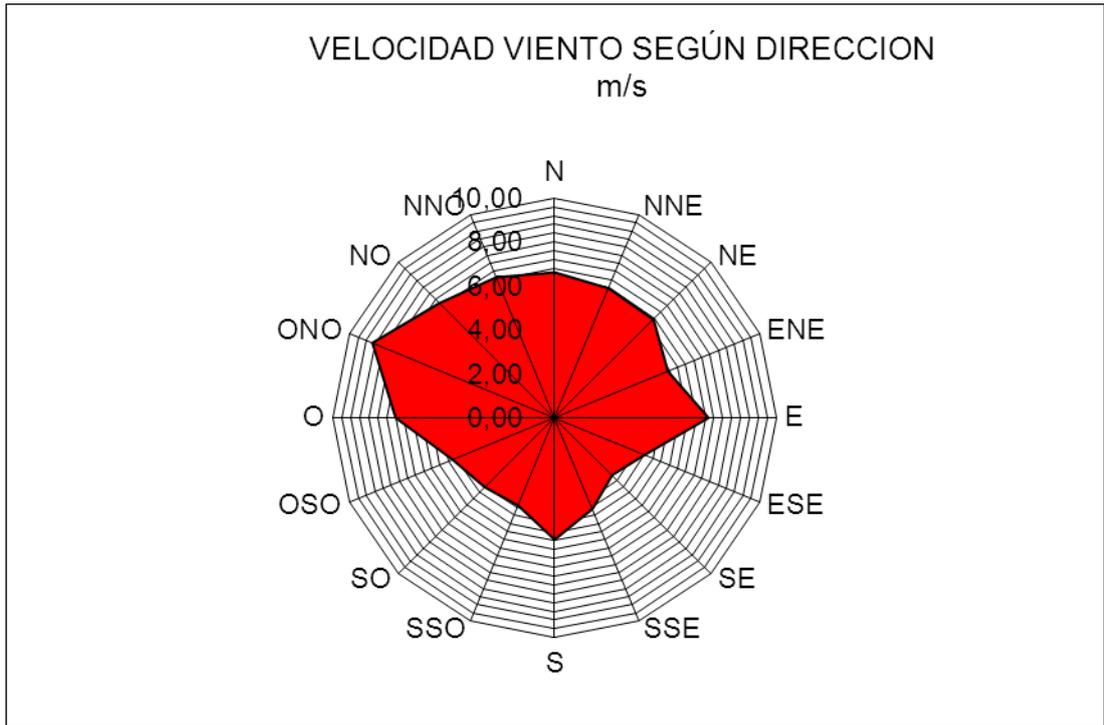
Rosa de frecuencias otoño 2010



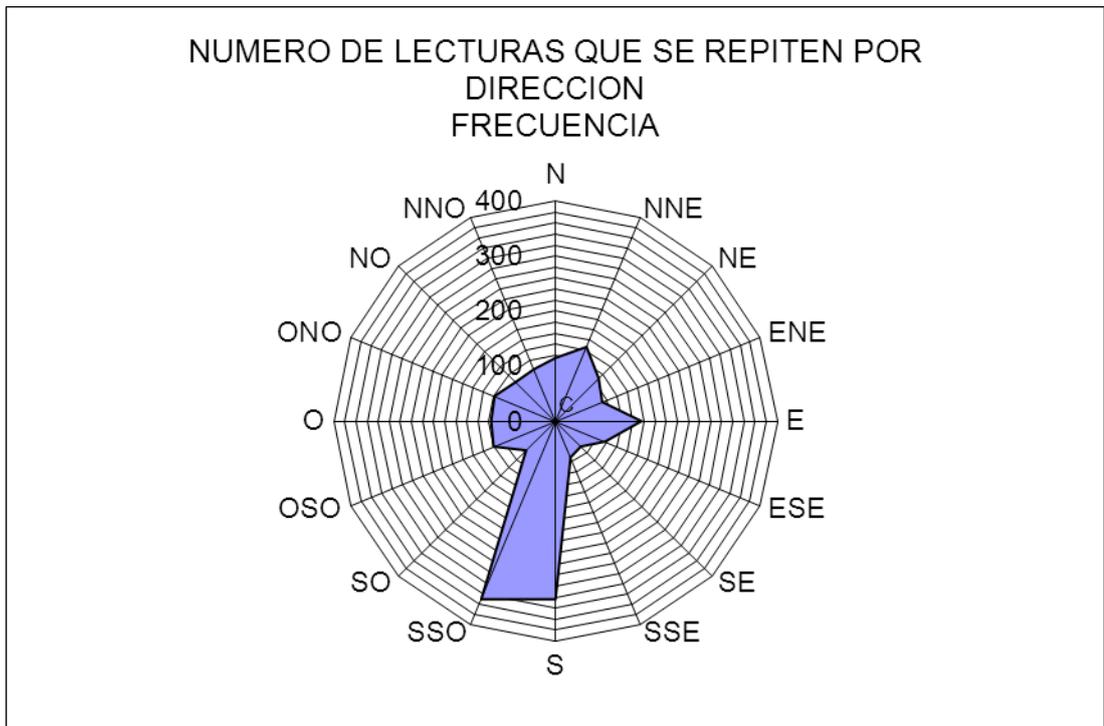
Rosa comparativa velocidad-frecuencia otoño 2010

- **Invierno 2010**

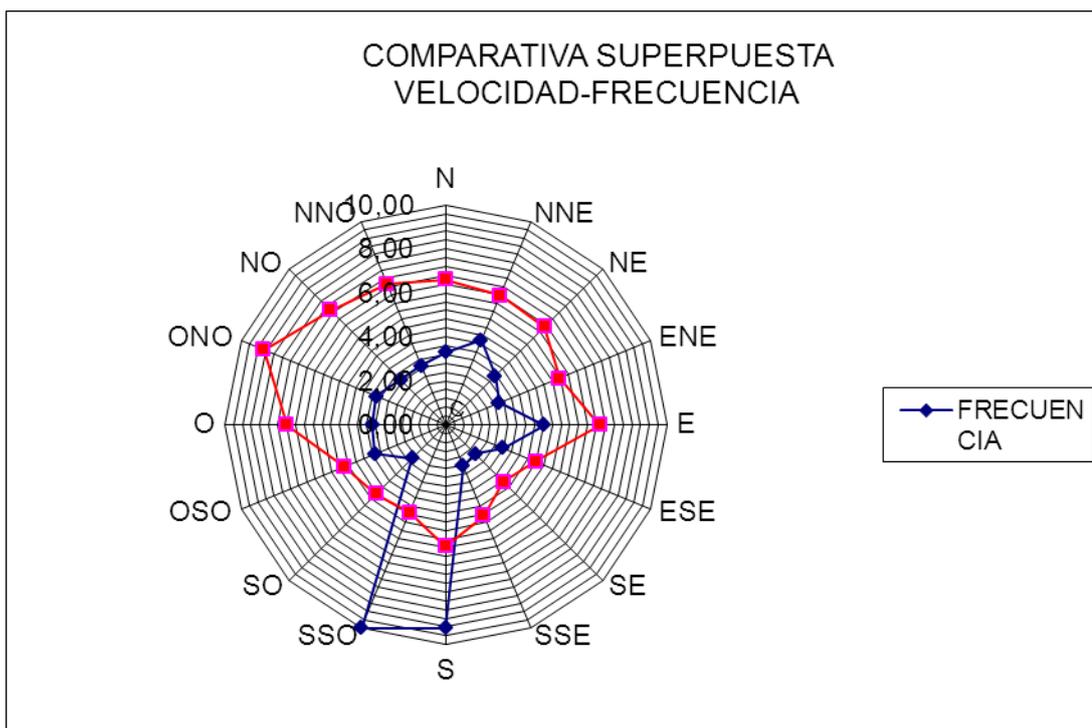
DIRECCION DEL VIENTO	PROMEDIO VELOCIDAD DEL VIENTE SEGÚN DIRECCION	NUMERO VECES QUE SE REPITE LA DIRECCION	AJUSTE DE ESCALA A 10 (COMPARATIVA)
N	6,62	115	3,29
NNE	6,38	146,00	4,17
NE	6,32	110,00	3,14
ENE	5,53	91,00	2,60
E	6,95	155,00	4,43
ESE	4,40	97,00	2,77
SE	3,68	65,00	1,86
SSE	4,47	71,00	2,03
S	5,54	324,00	9,26
SSO	4,32	350,00	10,00
SO	4,46	75,00	2,14
OSO	4,98	121,00	3,46
O	7,18	116,00	3,31
ONO	8,91	119,00	3,40
NO	7,37	101,00	2,89
NNO	6,92	102,00	2,91



Rosa de velocidades invierno 2010



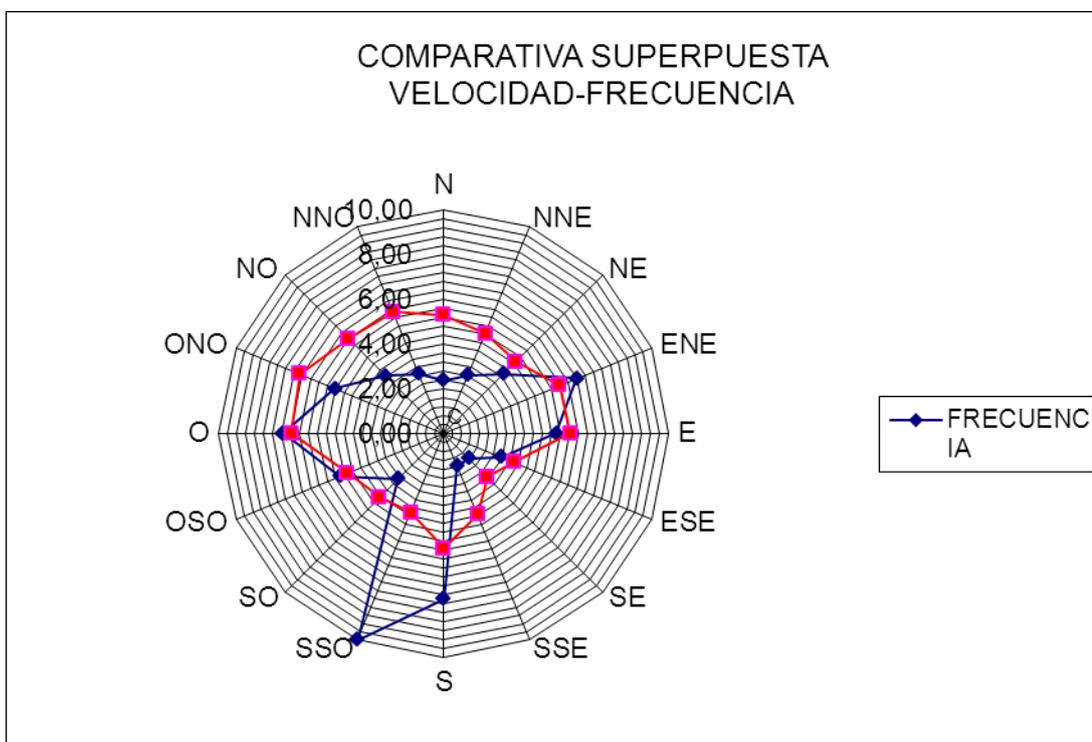
Rosa de frecuencias invierno 2010



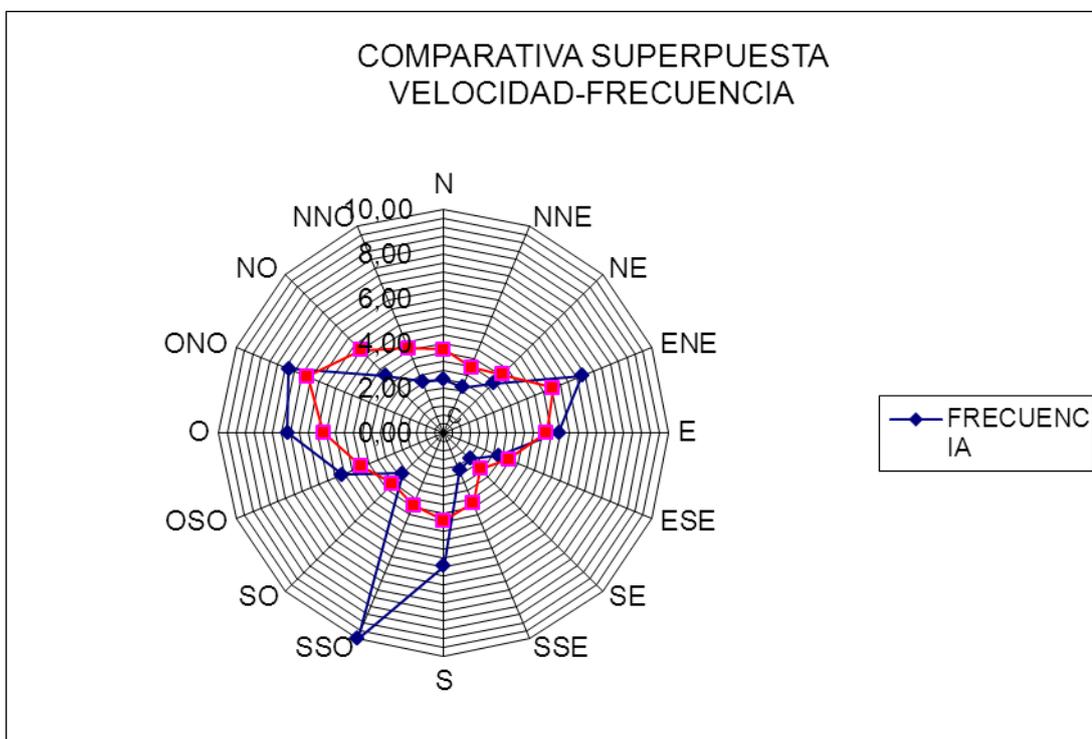
Rosa comparativa velocidad-frecuencia invierno 2010

ANEXO IV: ROSAS COMPARATIVAS: SUPERPOSICIÓN DE VELOCIDADES Y FRECUENCIAS

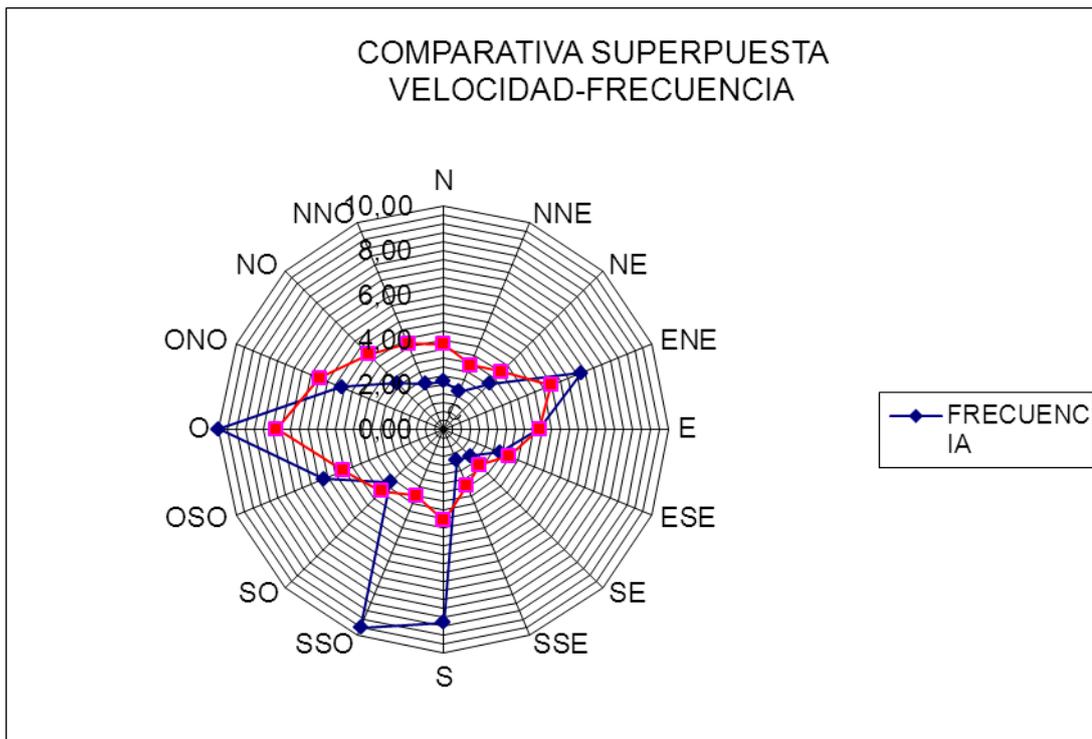
• Año 2010



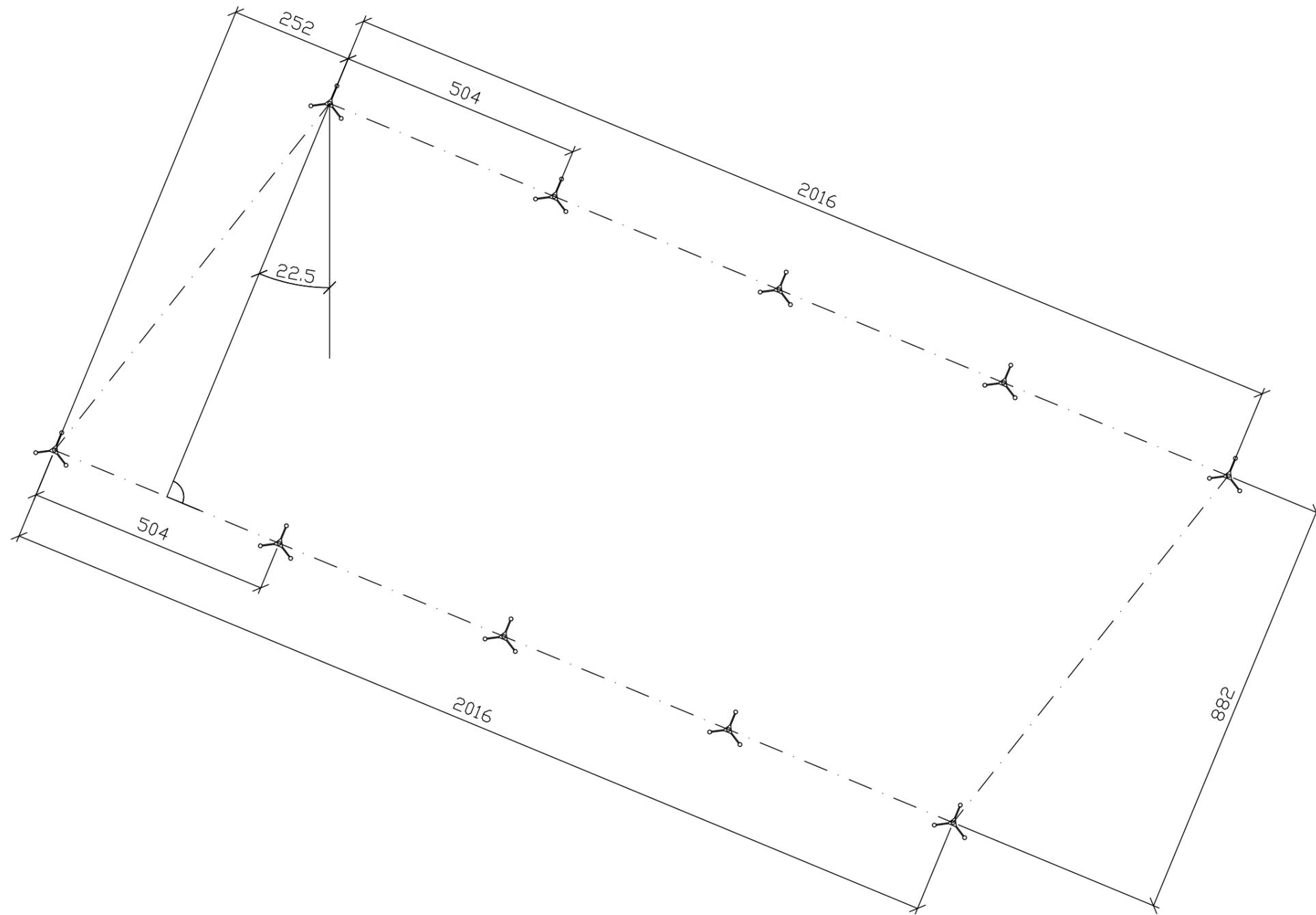
• Año 2011



- **Año 2012**



ANEXO V: PLANO DE LA DISTRIBUCIÓN DE LAS PLATAFORMAS



METODOLOGIA PARA LA EVALUACION DEL IMPACTO ACUSTICO EN PARQUES EOLICOS OFFSHORE. APLICACION AL CASO DE CANTABRIA	
DISTRIBUCION DE PLATAFORMAS. VISTA EN PLANTA	N° PLANO 1/1
INGENIEROS TECNICOS INDUSTRIALES ESPECIALIDAD EN MECANICA	ESCALA 1/10.000
DIBUJADO EVA GONZALEZ MOUJIR	COMPROBADO EVA GONZALEZ MOUJIR