

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Proyecto / Trabajo Fin de Carrera

**ESTUDIO DE VIABILIDAD DEL
SISTEMA ELÉCTRICO DE
EVACUACIÓN DE POTENCIA DE UN
PARQUE EÓLICO OFFSHORE DE
300MW**

**(Feasibility study of the electrical power
evacuation system in a 300 MW Offshore Wind
Farm)**

Para acceder al Título de

INGENIERO INDUSTRIAL

Autor: José Luis Alonso Gómez

Abril - 2013



José Luis Alonso Gómez
Estudio de viabilidad del sistema eléctrico de evacuación de potencia
de un parque eólico offshore de 300 MW





Documentos del Proyecto

Documento N° 1: Memoria Descriptiva

Documento N° 2: Anejos a la Memoria

Documento N° 3: Planos

Documento N° 4: Estudio de Impacto Ambiental

Documento N° 5: Conclusiones

Documento N° 6: Referencias Bibliográficas



Documento Nº 1: Memoria descriptiva

Índice del Documento

1 Historia y estado actual de la energía eólica.....	1
1.1 Introducción	1
1.2 Energía eólica.....	2
1.2.1 Antecedentes históricos: evolución del aprovechamiento de la energía eólica.....	2
1.2.2 Ventajas e inconvenientes de la energía eólica	8
1.3 Necesidad de desarrollo de una tecnología eólica offshore.....	9
1.3.1 Introducción.....	9
1.3.2 Antecedentes históricos del aprovechamiento de la energía eólica offshore	11
1.3.3 Presente y futuro de la energía eólica offshore	18
1.3.4 Ventajas e inconvenientes de la energía eólica offshore en comparación con la energía eólica onshore	25
2 Descripción y ámbito del problema.....	28
3 Motivación y objetivos.....	30
4 Condicionantes para la implantación de un parque eólico offshore	32
4.1 Introducción	32
4.2 Factores extrínsecos	34
4.2.1 Factores ambientales	34
4.2.2 Factores socio-económicos	42
4.3 Factores intrínsecos	51
4.3.1 Torre meteorológica	52
4.3.2 Aerogenerador	56
4.3.3 Conexión eléctrica.....	61
4.3.4 Subestructura	68
4.4 Factores mixtos	80
4.4.1 Logística.....	80
4.4.2 Evaluación económica	83
5 Procedimiento para el estudio de la viabilidad eléctrica	84
5.1 Introducción	84



5.2 Generación de alternativas.....	86
5.3 Viabilidad de alternativas.....	87
5.4 Valoración de alternativas y toma de decisiones	87
5.5 Diseño eléctrico en detalle	87
6 Conexión eléctrica para la evacuación de potencia eléctrica	88
6.1 Introducción	88
6.2 Línea de evacuación a tierra	93
6.2.1 Introducción.....	93
6.2.2 Evacuación en AC al nivel de tensión del parque (MVAC)	95
6.2.3 Evacuación en AC con subestación transformadora offshore (HVAC).....	96
6.2.4 Evacuación en DC con subestación transformadora- convertidora offshore (HVDC).....	99
6.2.5 Subestación offshore	100
6.2.6 Comparación.....	105
6.3 Sistema de recolección de potencia dentro del parque.....	109
6.3.1 Introducción.....	109
6.3.2 Opciones básicas de configuración del esquema del parque.....	110
6.3.3 Fiabilidad y redundancia	117
6.4 Infraestructura eléctrica de un aerogenerador	119
6.4.1 Introducción.....	119
6.4.2 Especificaciones del generador	120
6.4.3 Corriente por fase	120
6.4.4 Transformador.....	121
6.4.5 Switchgear o equipo de conexión/desconexión	124
6.5 Cables eléctricos de potencia para aplicaciones offshore.....	128
6.5.1 Introducción.....	128
6.5.2 Estructura general de los cables submarinos	130
6.5.3 Configuraciones genéricas.....	149
7 Herramientas de análisis	155
7.1 Herramientas de simulación de sistemas eléctricos de potencia	155



7.2 Herramientas de simulación del comportamiento eléctrico y térmico de cables de potencia	157
--	-----

Índice de Figuras

Figura 1 Crecimiento acumulado onshore (1995-2005) y acumulado previsto offshore (2010-2020) [2].....	2
Figura 2 Fresco del templo de Edfu mostrando un barco egipcio impulsado por el viento datado en el V milenio a.C. [3].....	3
Figura 3 Vista exterior y funcionamiento interno del molino de viento para el drenado de polders [5]	4
Figura 4 Detalle de la cola de milano [6]	5
Figura 5 Aerogenerador de Askov [7]	6
Figura 6 Rotores tipo Savonius (izq.) y Darrieus (dcha.).....	7
Figura 7 Evolución histórica de potencia y altura de buje [9]	7
Figura 8 Primer aerogenerador offshore. Nogersund, Suecia.....	12
Figura 9 Primer parque eólico offshore comercial. Vindeby, Dinamarca.....	13
Figura 10 Parque eólico offshore. Lely, Holanda.....	14
Figura 11 Parque eólico offshore. Blyth, Reino Unido.....	15
Figura 12 Parque eólico offshore de Middelgrunden. Copenhague, Dinamarca.....	16
Figura 13 Parques eólicos offshore de Utgrunden (izq.) y Yttre Stengrund (dcha.)	16
Figura 14 Parque eólico offshore de Horns Rev. I. Dinamarca	17
Figura 15 Energía eólica offshore instalada anualmente [2]	18
Figura 16 Capacidad eólica offshore y onshore instaladas anualmente en Europa [2]	19
Figura 17 Capacidad eólica offshore instalada en Europa en 2010 [2]	20
Figura 18 Porcentaje de potencia acumulada hasta comienzos de 2012. Elaboración propia.....	21
Figura 19 Crecimiento previsto en la capacidad eólica europea por países [17]	22
Figura 20 Relación entre el diámetro del rotor y la potencia media de los aerogeneradores offshore [16].....	23



Figura 21 Distancia a costa y profundidad para parques eólicos offshore construidos, en construcción y autorizados [13].....	24
Figura 22 Distancia y profundidad prevista para futuros parques offshore [13].....	24
Figura 23 Perfil genérico del viento con la altura [18].....	26
Figura 24 Comparación de costes entre parques eólicos onshore y offshore [10].....	27
Figura 25 Efecto estela de un aerogenerador offshore Dinamarca	28
Figura 26 Esquema elemental de un parque eólico offshore	29
Figura 27 Algunos posibles escenarios ambientales afectando a una instalación eólica offshore [21]	34
Figura 28 Muestras obtenidas mediante el empleo de saca testigos [22].....	36
Figura 29 Topografía y batimetría europea [23]	37
Figura 30 Arrecife artificial en los alrededores de una subestación offshore [25].....	41
Figura 31 Conflicto entre aerogenerador y ruta migratoria aviar [26]	42
Figura 32 Rutas marítimas europeas. Datos del radar del satélite europeo Envisat [29].....	44
Figura 33 Avión sobrevolando un aerogenerador [30]	45
Figura 34 Ruido generado por un aerogenerador en función de la distancia [32].....	48
Figura 35 Impacto visual de las turbinas del parque eólico offshore North Hoyle (67 m de altura de buje y situadas a 7.5 Km de la costa). Gales, Reino Unido. [33]	49
Figura 36 Simulación del impacto visual de una turbina ubicada a diferentes distancias de la costa [32].....	50
Figura 37 Esquema de un parque eólico offshore con algunos de los factores intrínsecos que lo componen [10]	51
Figura 38 Atlas eólico europeo para cinco alturas estándar [35].....	53
Figura 39 Ubicación de las torres meteorológicas del proyecto FINO [36].....	54
Figura 40 Torre meteorológica FINO 1 [36].....	55
Figura 41 Detalle de las uniones de los elementos principales del aerogenerador [37]	56



Figura 42 Representación esquematizada de las principales partes de un aerogenerador [38],[39]	57
Figura 42 Vista en detalle del rotor de un aerogenerador offshore [39].....	59
Figura 44 Sistema de protección mediante sacos de arena [42].....	63
Figura 45 Esquema de evacuación directa al nivel de tensión del parque o media tensión (MV) [44]	65
Figura 46 Esquema de evacuación en alta tensión (HV) [45]	66
Figura 47 Izado e instalación de la subestación 1 del parque London Array [48]	67
Figura 48 Opciones actuales de cimentación offshore: monopilote; trípode; jacket; cimentación por gravedad [14].....	69
Figura 49 Tasa de participación de cada cimentación en parques eólicos offshore europeos en funcionamiento en 2011 [13]	70
Figura 50 Esquema de una cimentación monopilote completa [49]	70
Figura 51 Tipos de cimentaciones por gravedad: cilíndrica (izq.) y cónica (dcha.) [19]	71
Figura 52 Recreación de una cimentación tipo trípode [19]	72
Figura 53 Recreación de una cimentación tipo tripilote [2].....	73
Figura 54 Recreación detallada de una cimentación tipo jacket [19]	73
Figura 55 Esquema de las principales subestructuras flotantes [50]	75
Figura 56 Aerogenerador Hywind [49][51].....	76
Figura 57 Estructura flotante tipo TLP con fijación por clavado o succión [52].....	77
Figura 58 Estructura flotante tipo Barge Flotar [53][54].....	78
Figura 59 Pieza de transición para cimentación tipo monopilote [14]	78
Figura 60 Simulación del efecto socavación en torno a una estructura cilíndrica [55].....	79
Figura 61 Detalle de la protección frente a la socavación para un monopilote [55]	80
Figura 62 Opciones logísticas para una instalación eólica offshore [2].....	82
Figura 63 Planificación eléctrica de un parque eólico offshore. Elaboración propia.....	85
Figura 64 Zona de delimitación del Mar del Norte [56].....	90



Figura 65 Aguas territoriales y zona exclusiva económica de Bélgica [24].....	91
Figura 66 Área delimitada por el gobierno belga para la construcción de parques eólicos offshore [24].....	91
Figura 67 Áreas de concesión para diferentes parques eólicos offshore [24].....	92
Figura 68 Batimetría de las aguas territoriales de Bélgica [24]	93
Figura 69 Esquema simplificado de una línea de evacuación de potencia [57]	93
Figura 70 Estructura básica de selección de un sistema de evacuación de energía offshore. Elaboración propia	94
Figura 71 Esquema de conexión en AC al nivel de tensión del parque [57].....	95
Figura 72 Multiconexión vs. Uniconexión en función de la potencia a evacuar [57]	96
Figura 73 Esquema de conexión en AC con subestación offshore [57].....	97
Figura 74 Esquema básico de conexión en DC con subestación offshore.....	99
Figura 75 Modelos de subestaciones offshore: Nysted (izq.) y Lillgrund (dcha.) [10]	101
Figura 76 Comparación de las pérdidas totales y del rendimiento para diferentes tipos de transformadores de 2500 KW trabajando a plena carga [62]	104
Figura 77 Criterios para la elección del sistema de evacuación de potencia [59]	106
Figura 78 Pérdidas de potencia en función de la distancia a costa para un nivel de tensión de 33 KV y de 132 KV [57]	107
Figura 79 Tamaño del punto de recolección común dentro del parque según el sistema de evacuación [57]	107
Figura 80 Comparativa de costes entre los sistemas de evacuación en AC y DC.....	108
Figura 81 Topologías más comúnmente empleadas para el sistema de recolección de potencia dentro del parque [64].....	111
Figura 82 Configuración radial con ruta auxiliar de recolección [64]	112
Figura 83 Configuración en anillo múltiple [64].....	114



Figura 84 Esquema de distribución de aerogeneradores dentro de un parque eólico offshore en función del diámetro de las palas del aerogenerador [40].....	116
Figura 85 Principales componentes eléctricos de un aerogenerador [57].....	119
Figura 86 Modelo de transformador seco encapsulado [66]	122
Figura 87 Equipo de conexión/desconexión de aerogenerador con bajo nivel de selectividad [68].....	125
Figura 88 Equipo de conexión/desconexión de aerogenerador con alto nivel de selectividad [68].....	126
Figura 89 Diferentes módulos de una CGM (izq.) frente a una CGC (dcha.) [69].....	128
Figura 90 Estructura tipo de un cable submarino de potencia [70]	130
Figura 91 Secciones típicas adoptadas por los conductores	132
Figura 92 Conductor de núcleo hueco [73].....	133
Figura 93 Conductor tipo Milliken [74]	134
Figura 94 Máximas longitudes de cable de AC-XLPE y HVDC-Light® [76].....	135
Figura 95 Deformación de la sección por efecto de la presión y el calor en un cable bajo presión de 27.5 bar y 60°C [70].....	136
Figura 96 Cable HVDC con cubierta aislante extruida [73]	137
Figura 97 Relación entre la resistividad efectiva de la envoltura y las pérdidas en la misma en un cable de núcleo simple de 630 mm ² y relleno con fluido	140
Figura 98 Cable submarino trifásico con armadura de doble capa tipo "rock" [86].....	145
Figura 99 Número de conductores por cable: terna de cables de núcleo simple (izq.); cable de triple núcleo (dcha.) [88].....	151
Figura 100 Cable HVDC de doble núcleo y 450 KV para el proyecto NorNed [89].....	154
Figura 101 Uno de los primeros cables bipolar coaxial [91]	154
Figura 102 Herramienta PSCAD/EMTDC para la simulación de sistemas eléctricos de potencia	156
Figura 103 Formulario de definición de propiedades geométricas y físicas de un conductor mediante PSCAD/EMTDC	157
Figura 104 Análisis térmico de un cable complejo mediante FLUX	157



Índice de Tablas

Tabla 1 Principales países europeos implicados en la tecnología eólica offshore [2].....	21
Tabla 2 Relación aproximada entre el diámetro del rotor y la máxima potencia de salida [40],[41]	60
Tabla 3 Tabla comparativa de los diversos tipos de evacuación. Elaboración propia	109
Tabla 4 Comparativa general entre cables HVAC y HVDC [adaptado de 79]	138
Tabla 5 Tabla comparativa de dieléctricos más comúnmente usados en HV [87]	150
Tabla 6 Ventajas e inconvenientes entre terna de cables o cable de triple núcleo.....	153



Documento Nº 2: Anejos a la Memoria

Anejo I: Cálculos Justificativos

Índice del Documento

1 Parámetros de evacuación	1
2 Parámetros de generación.....	1
3 Estructura general del parque	5
4 Cálculos	9
4.1 Cálculo del número de filas y de aerogeneradores en cada fila.....	9
4.2 Cálculo de intensidades en BT	11
4.3 Cálculo de intensidades en AT	12
5 Selección y dimensionamiento de los conductores	12
5.1 Tramo de baja tensión (33 KV): red interna del parque	15
5.1.1 Intensidad máxima admisible en servicio permanente	16
5.1.2 Intensidad máxima admisible en cortocircuito	24
5.1.3 Caída de tensión	25
5.2 Tramo de alta tensión (220 KV): red de evacuación	28
5.2.1 Intensidad máxima admisible en servicio permanente	28
5.2.2 Intensidad máxima admisible en cortocircuito	34
5.2.3 Caída de tensión	35
6 Otras consideraciones	35

Índice de Figuras

Figura 1 Mercado acumulado de aerogeneradores offshore por fabricante a comienzos de 2012 [13].....	2
Figura 2 Curva de potencia del modelo de aerogenerador SWT-3.6-107 [95].....	4
Figura 3 Configuración radial. Aplicación en parques como Horns Rev I, Dinamarca (160 MW)	6
Figura 4 Esquema de distribución de aerogeneradores dentro del parque como función del diámetro del rotor [40]	7



Figura 5 Bosquejo general del parque eólico offshore. Elaboración propia.....	8
Figura 6 Estructura general de un cable submarino con aislamiento XLPE y núcleo simple. Elaboración propia.....	14
Figura 7 Estructura general de un cable submarino tripolar con aislamiento XLPE. Elaboración propia	14
Figura 8 Máxima capacidad de transporte de corriente como función de la profundidad de soterramiento para siete secciones estándar.....	19
Figura 9 Máxima capacidad de transporte de corriente como función de la resistividad térmica del terreno para siete secciones estándar.....	20
Figura 10 Distribución espacial de las diferentes capas que componen la estructura del cable submarino de potencia modelo 2XS2YRAA 18/33 (36) KV [87]	24
Figura 11 Modelo equivalente de una línea corta.....	26
Figura 12 Distribución espacial de las diferentes capas que componen la estructura del cable submarino de núcleo simple y tensión hasta 220 KV	32
Figura 13 Distribución espacial de cable submarino tripolar Cu de 220 KV, aislamiento XLPE y protección radial y longitudinal	33

Índice de Tablas

Tabla 1 Características generales de los modelos de aerogenerador elegidos.....	3
Tabla 2 Combinaciones posibles entre el número de filas y de aerogeneradores por fila como función de las dimensiones del parque. Elaboración propia	10
Tabla 3 Características eléctricas de los aislamientos más comunes en aplicaciones offshore [87]	13
Tabla 4 Aislamientos sólidos. Temperaturas máximas en °C [86].....	15
Tabla 5 Secciones de conductor según intensidad que circula por el mismo en cable submarino tripolar con aislamiento XLPE entre 10-90 KV [86]	16
Tabla 6 Secciones de conductor según intensidad que circula por el mismo en terna de cables submarinos unipolares con aislamiento XLPE entre 10-90 KV [86].....	17



Tabla 7 Factor corrector para profundidad de tendido	18
Tabla 8 Factor corrector por temperatura del fondo marino	18
Tabla 9 Factor corrector por resistividad térmica del fondo marino.....	18
Tabla 10 Resistividad térmica del terreno para diferentes sustratos	21
Tabla 11 Resumen de los factores correctores asociados a las condiciones específicas del emplazamiento. Elaboración propia.....	21
Tabla 12 Redefinición de la sección del conductor para cable tripolar XLPE entre 10 y 90 KV.....	22
Tabla 13 Características constructivas del cable submarino de triple núcleo Cu y 33 KV, asilamiento XLPE y barrera de protección radial y longitudinal [87]	23
Tabla 14 Características eléctricas de cables submarinos de triple núcleo CU y 33 KV, aislamiento XLPE y barrera de protección radial y longitudinal [87]	23
Tabla 15 Corrientes de cortocircuito	25
Tabla 16 Caídas de tensión en el sistema recolector de potencia del parque	28
Tabla 17 Sección de conductor según intensidad que circula por el mismo en cable submarino tripolar con aislamiento XLPE entre 100-300 KV [86]	29
Tabla 18 Sección del conductor según intensidad que circula por el mismo en terna de cables submarinos unipolares con aislamiento XLPE [86]	29
Tabla 19 Redefinición de la sección para cable tripolar XLPE entre 100 y 300 KV	30
Tabla 20 Redefinición de la sección de conductor para terna de cables submarinos de núcleo único XLPE entre 100 y 420 KV	30
Tabla 21 Características de terna de cables submarinos unipolares Cu, 220 KV, aislamiento XLPE y barrera de protección radial y longitudinal [98].....	32
Tabla 22 Características constructivas y eléctricas del cable submarino tripolar Cu de 220 KV, aislamiento XLPE y barrera de protección radial y longitudinal [86].....	33
Tabla 23 Corriente de cortocircuito.....	34
Tabla 24 Caída de tensión en el sistema de evacuación de potencia.....	35



Anejo II: Emplazamiento del Estudio

Índice del Documento

1 Marco legal	1
1.1 Región marítima Belga dentro del Mar del Norte	1
1.2 El Mar Territorial y la Zona Exclusiva Económica Belga	2
1.3 Lugar de Importancia Comunitaria (Directiva Hábitat) y Zonas de Especial Protección (Directiva Aves).....	3
1.4 Humedales de Importancia Internacional bajo la Convención de Ramsar	4
2 Características hidrodinámicas de la Plataforma Continental belga	5
2.1 Batimetría del dominio marítimo Belga.....	5
2.2 Bancos de arena	6
2.3 Las corrientes de marea.....	7
3 Las actividades humanas	8
3.1 Información general de las actividades humanas	8
3.2 Vías fluviales y zonas de anclaje.....	9
3.3 Zonas controladas para la explotación de recursos minerales y zonas limitadas para la extracción de arena	10
3.4 Zonas de dragado, de vertido y de depósito de municiones de guerra	11
3.5 Zonas para prácticas militares.....	12
3.6 Cables de comunicación y gasoductos	13
3.7 Área específica para la explotación energética offshore en Bélgica.....	14
3.8 Parques eólicos offshore: proyectos en curso dentro de la zona designada	15
3.9 Áreas actualmente explotadas dentro de la región energética offshore belga.....	15
3.10 Zona elegida para la realización del parque eólico offshore objeto de proyecto	16
3.11 Batimetría de la región de desarrollo del parque eólico offshore objeto de proyecto	16
3.12 Maricultura: zonas designadas.....	17



3.13 Pecios con valor ecológico	17
3.14 Puntos de referencia usados para el control aéreo sobre la pesca y la contaminación.....	18

Índice de Figuras

Figura 1 Reparto del Mar del Norte entre los países implicados	1
Figura 2 Delimitación de la región belga del Mar del Norte	2
Figura 4 Humedales dentro de la región belga del Mar del Norte bajo la Convención Ramsar	4
Figura 5 Batimetría de la región belga del Mar del Norte	5
Figura 6 Principales arenas de explotación en la región belga del Mar del Norte.....	6
Figura 7 Dirección predominante de corrientes bajo condiciones meteorológicas estables en la región belga del Mar del Norte.....	7
Figura 8 Mapa general de las principales actividades humanas llevadas a cabo dentro de la jurisdicción marítima belga	8
Figura 9 Principales vías fluviales y zonas de varado de embarcaciones	9
Figura 10 Zonas delimitadas para la explotación mineral en la región belga del Mar del Norte	10
Figura 11 Principales zonas de dragado y vertido de residuos en función del tipo de residuo dentro de las aguas belgas	11
Figura 12 Zonas delimitadas por el gobierno belga para la realización de prácticas militares dentro de su jurisdicción.....	12
Figura 13 Mapa de las principales líneas de comunicación y gasoductos submarinos bajo las aguas belgas del Mar del Norte.....	13
Figura 14 Zona asignada por el gobierno belga para la explotación de los recursos energéticos renovables dentro de sus aguas.....	14
Figura 15 Reparto de la región delimitada para la explotación energética offshore.....	15
Figura 16 Áreas actualmente explotadas mediante parques eólicos offshore: C - POWER (izq.) y Belwind (dcha.).....	15



Figura 17 Porción elegida para la explotación eólica offshore objeto de proyecto	16
Figura 18 Batimetría del fondo marino bajo la zona de explotación objeto de proyecto	16
Figura 19 Zonas bajo decreto ministerial belga para su explotación a través de la maricultura	17
Figura 20 Regiones submarinas con interés arqueológico y ecológico	17
Figura 21 Boyas establecidas para el control aéreo de las actividades marítimas.....	18
Figura 22 Boyas fijadas en el mar para el control aéreo de la contaminación	18



Anejo III: Parques Eólicos Offshore

Índice del Documento

1 Parques eólicos offshore instalados, aprobados y bajo construcción [10]	1
2 Parques eólicos offshore en el Mar del Norte	2
3 Los 25 mayores parques offshore operativos por capacidad de potencia [102]	3
4 Los 10 mayores parques eólicos offshore actualmente en construcción [102]	4



Anejo IV: Tipos de Cimentaciones

Índice del Documento

1 Características de los principales tipos de cimentación	1
---	---



Documento Nº 3: Planos

Índice del Documento

1 Diagrama unifilar del parque eólico offshore	1
2 Esquema del parque eólico offshore.....	2
3 Detalle de la conexión de los aerogeneradores.....	3



Documento Nº 4: Estudio de Impacto Ambiental

Índice del Documento

1 Mar del norte en datos	1
2 Parte belga del Mar del Norte en datos	1
3 Aproximación al régimen jurídico sobre los parques eólicos marinos y su impacto ambiental.....	4
3.1 Introducción	4
3.2 El derecho internacional y regional del mar, los espacios marítimos y la instalación de parques eólicos marinos.....	4
3.3 Legislación sobre evaluación ambiental y otras normas que inciden sobre el uso de los espacios marinos	7
3.3.1 El Derecho comunitario sobre la energía y el fomento de las energías renovables.....	7
3.3.2 Las exigencias del Derecho ambiental comunitario como presupuesto y delimitación de las instalaciones marinas de energía eólica	9
4 Zonificación de la región de estudio	10
4.1 Introducción	10
4.2 Estudios previos	11
4.3 Plan de ordenamiento del espacio marítimo	12
5 Vectores de impacto	15
5.1 Fase de construcción	15
5.2 Fase de operación.....	16
5.3 Fase de desmantelamiento	17
6 Análisis de los posibles efectos potenciales sobre el medio ambiente.....	19
6.1 Efectos potenciales sobre el medio físico	19
6.1.1 Efectos potenciales sobre la geología, geomorfología y alteración del lecho marino	19
6.1.2 Efectos potenciales sobre el agua	20
6.1.3 Efectos principales sobre la atmosfera	21
6.1.4 Efectos potenciales sobre el paisaje.....	22
6.2 Efectos potenciales sobre el medio biótico	23



6.2.1 Efectos potenciales sobre el ecosistema	23
6.2.2 Efectos potenciales sobre la flora	23
6.2.3 Efectos potenciales sobre la fauna	24
6.3 Efectos potenciales sobre el medio socio-económico.....	25
6.3.1 Efectos potenciales sobre la navegación marítima y aérea	25
6.3.2 Efectos potenciales sobre la población.....	26
6.3.3 Efectos potenciales sobre el patrimonio arqueológico- cultural sumergido.....	26
6.3.4 Efectos sobre otros interés y usos del mar	27
7 Medidas correctoras, protectoras y compensatorias	27
7.1 Medidas protectoras	28
7.1.1 Para reducir la incidencia sobre el suelo	28
7.1.2 Para evitar impactos en la hidrografía, las corrientes marinas y la calidad del agua	29
7.1.3 Para reducir la incidencia sobre el bentos	29
7.1.4 Para reducir la incidencia sobre las comunidades piscícolas	29
7.1.5 Para reducir la incidencia sobre los mamíferos marinos	30
7.1.6 Para reducir la incidencia sobre las aves.....	30
7.1.7 Para evitar incidencias sobre la navegación	30
7.1.8 Para evitar incidencias sobre el turismo	31
7.1.9 Para evitar incidencias sobre la pesca.....	31
7.2 Medidas correctoras	31
7.3 Medidas compensatorias.....	32

Índice de Figuras

Figura 1 Mapa y coordenadas geodésicas de la región belga del Mar del Norte.....	2
Figura 2 Zonificación de la región objeto de proyecto dentro del dominio marítimo belga.....	12



Índice de Tablas

Tabla 1 Información general sobre el Mar del Norte	1
Tabla 2 Información general de la parte belga del Mar del Norte.....	1
Tabla 3 Matriz de impacto ambiental	18



Documento Nº 5: Conclusiones

Índice del Documento

1 Conclusiones	1
1.1 Consideraciones finales	1
1.2 Trabajos futuros.....	3

Índice de Figuras

Figura 1 Flujograma de los principales factores que influyen sobre el equipo de conexión a costa.....	2
--	---



José Luis Alonso Gómez
Estudio de viabilidad del sistema eléctrico de evacuación de potencia
de un parque eólico offshore de 300 MW





Documento N° 1:

Memoria descriptiva



1 Historia y estado actual de la energía eólica

1.1 Introducción

El término eólico viene del latín Aeolicus, perteneciente o relativo a Eolo, dios de los vientos en la mitología griega. Según cuenta la leyenda, Eolo tenía encerrados en una isla, dentro de una cueva, a los vientos y los dejaba salir a su antojo.

La energía eólica es uno de los recursos energéticos más antiguos explotados por el hombre. Se sabe que los egipcios ya la usaban desde aproximadamente el 3.600 a.C., y es que, desde que el hombre es hombre, el recurso del viento ha sido utilizado por éste para el desarrollo de sus actividades económicas, que históricamente han abarcado su empleo en la navegación a vela, el riego, la molienda del grano, etc. [1]

No obstante, aunque no es hasta finales del siglo XIX cuando se realiza el diseño de una máquina que podría ser considerada como la precursora de los modernos aerogeneradores eléctricos, el verdadero desarrollo del concepto de aprovechamiento de la energía eólica para la producción de energía eléctrica coincide en el tiempo dentro del marco de la crisis del petróleo de 1973 y el posterior Protocolo de Kioto de 1997.

Estos hechos han supuesto un gran impulso para la energía eólica y su industria asociada, convirtiendo a ambas en el sector con mayor crecimiento dentro de las energías renovables.

Aunque en sus orígenes modernos el principal desarrollo de esta clase de energía renovable se ha llevado a cabo mediante la implantación de parques eólicos terrestres (onshore) como consecuencia de una menor complejidad técnica y de unos menores costes económicos, siendo su



desarrollo en el mar (offshore) bastante más escaso, esta tendencia está revirtiéndose, experimentando en la actualidad la energía eólica offshore un crecimiento similar al experimentado por el sector eólico onshore en sus orígenes.

La siguiente gráfica muestra como el crecimiento actual y previsto para la energía eólica offshore es prácticamente idéntico al desarrollado por la energía eólica onshore dentro de un periodo de tiempo diferente, pero que se corresponde con un mismo nivel de desarrollo de su industria.

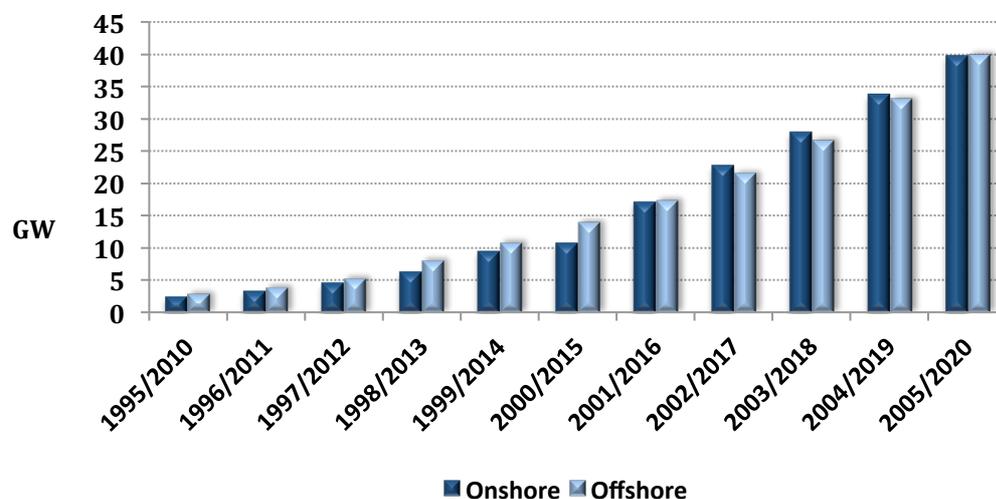


Figura 1 Crecimiento acumulado onshore (1995-2005) y acumulado previsto offshore (2010-2020) [2]

1.2 Energía eólica

1.2.1 Antecedentes históricos: evolución del aprovechamiento de la energía eólica

Hasta que la aparición de la maquina de vapor, allá por el siglo XVII, trajo consigo la primera revolución industrial, las principales fuerzas empleadas por el hombre habían sido de tipo físico, ya sea humana o animal, o las resultantes de aprovechar la energía del viento y del agua.

No obstante, los esfuerzos realizados por el ser humano desde sus orígenes con el objeto de sustituir la fuerza física por el empleo de otras



fuerzas de la naturaleza, más eficientes productiva y energéticamente hablando, han traído consigo un continua y lenta serie de transformaciones.

Como mencionamos en la introducción, el empleo de la energía contenida en el viento viene de mucho tiempo atrás, casi tanto como la civilización. Las referencias muestran que ya los egipcios hacia el IV milenio a.C. le encontraron la primera aplicación práctica al viento, siendo ésta la de mover sus embarcaciones, aunque no fueron los únicos, ya que otros pueblos como los fenicios o los romanos también se sirvieron del viento para desarrollar su comercio marítimo.



Figura 2 Fresco del templo de Edfu mostrando un barco egipcio impulsado por el viento datado en el V milenio a.C. [3]

A pesar del temprano desarrollo de la energía eólica dentro del ámbito de la navegación, el aprovechamiento de la misma in situ se demoró bastante más, ya que, aunque los molinos de viento son bastante antiguos, no lo son tanto como los molinos hidráulicos.

Las primeras referencias que dan fe de la constancia de molinos de viento en Europa datan del siglo XII en Francia e Inglaterra, adquiriendo su mayor auge en el Medievo con su empleo para la molienda del grano. [4]



Ya en la época renacentista, se introdujeron importantes mejoras técnicas, destacando el papel de Holanda en el perfeccionamiento de los molinos de viento para el drenaje de sus *polders*.

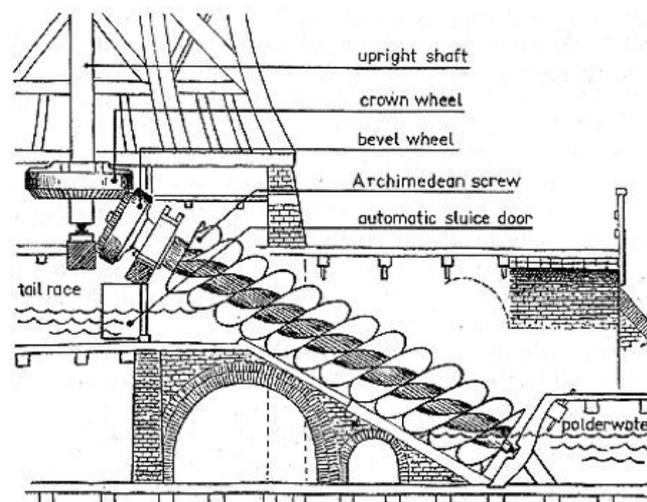


Figura 3 Vista exterior y funcionamiento interno del molino de viento para el drenado de polders [5]

Es en el siglo XVIII cuando tuvo lugar, entre otros, el desarrollo de la denominada *cola de molino o veleta*, un dispositivo que permitía orientar automáticamente la posición de los molinos en la dirección perpendicular al viento, logrando así maximizar en todo momento la energía transportada por éste.

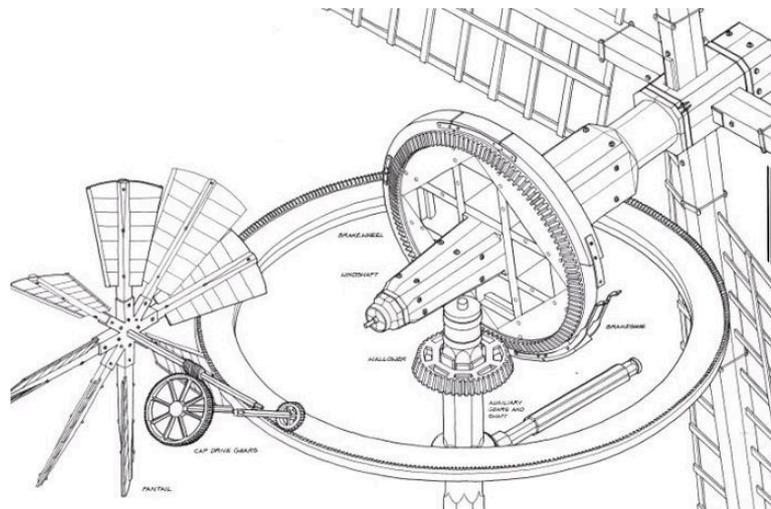


Figura 4 Detalle de la cola de milano [6]

Otra importante mejora de este siglo fue la introducción del hierro fundido como sustituto de la madera para la fabricación de los engranajes. Lamentablemente, muchas de las mejoras tecnológicas llegaron a los molinos de viento demasiado tarde. A finales del siglo XVIII y comienzos del siglo XIX, casi al mismo tiempo que estas innovaciones aparecían, el aprovechamiento de la energía eólica en la industria empezó a decaer como consecuencia de la aparición de la máquina de vapor. Hacia 1850, los molinos movidos a vapor se hicieron comunes y la importancia de los molinos de viento comenzó a disminuir.

Esta tendencia a la baja continuó hasta que a finales del siglo XIX y comienzos del siglo XX el aprovechamiento de la energía eólica se centró en la producción de energía eléctrica en vez de en la producción de energía mecánica, como había ocurrido hasta entonces.

Fue en 1885, en Dinamarca, cuando el meteorólogo Poul la Cour transformó un antiguo molino de madera situado en el colegio mayor de Askov en el primer aerogenerador de la historia, capaz de producir la suficiente energía eléctrica como para satisfacer la demanda de la escuela.



Figura 5 Aerogenerador de Askov [7]

Ya en las primeras décadas del siglo XX, científicos como Prandtl, Betz y Sabinin entre otros, aplicando la mecánica de fluidos, permitieron comprender las fuerzas que se ejercían en torno a las palas, mejorando así los criterios de diseño de las mismas y estableciendo los criterios básicos en los que se iban a sustentar las nuevas generaciones de turbinas eólicas.

A pesar de los importantes avances realizados a lo largo de la historia en el campo del aprovechamiento de la energía eólica, el auge y caída de las aplicaciones energéticas basadas en este recurso natural a lo largo del siglo XX, ha estado siempre supeditado al devenir de los acontecimientos bélicos vividos.

Es en los periodos de entreguerra comprendidos entre la Primera Guerra Mundial y la Segunda Guerra Mundial, y entre la Segunda Guerra Mundial y las Crisis del petróleo de 1973 y 1979 cuando tienen lugar las aportaciones más importantes de este siglo, entre las que caben destacar el empleo por primera vez de materiales plásticos para la creación de las palas, el desarrollo por parte del holandés A.J. Dekker del primer rotor con secciones

de pala aerodinámicas, la creación de los aerogeneradores de eje vertical de Savonius y Darreius y la demostración por parte de Betz de que el máximo rendimiento que se puede obtener del viento está en torno al 60%, entre muchos otros avances. [8]

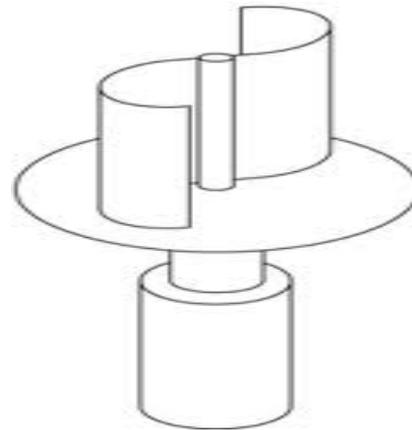


Figura 6 Rotores tipo Savonius (izq.) y Darreius (dcha.)

A partir de los años 80, la evolución experimentada por los aerogeneradores se ha caracterizado principalmente por el aumento gradual tanto de la potencia nominal como de la altura del buje y el diámetro de las palas, encontrándonos en la actualidad con turbinas en funcionamiento que van desde los 2 MW a los 7,5 MW de potencia nominal, como es el caso de la empresa Enercón.

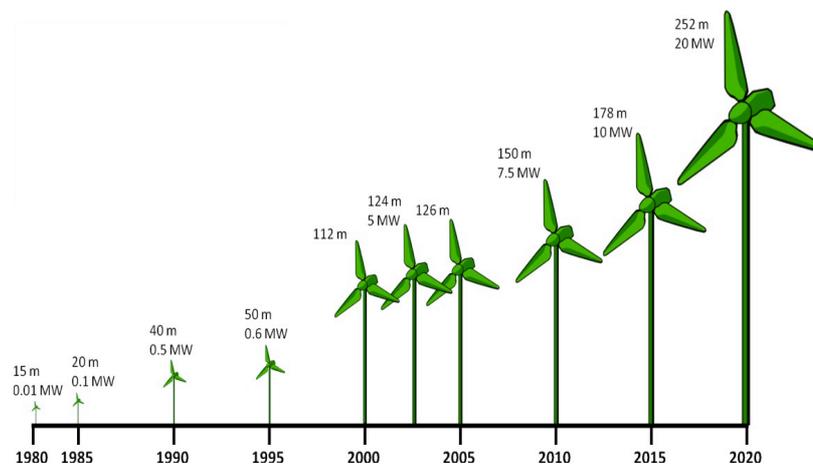


Figura 7 Evolución histórica de potencia y altura de buje [9]



1.2.2 Ventajas e inconvenientes de la energía eólica

Ventajas [10],[11],[12]:

- Proviene, de manera indirecta, de una fuente inagotable de energía como es el Sol.
- El aprovechamiento de este tipo de energía no supone de manera directa una forma de contaminación, ya que no produce emisiones de gases nocivos (dióxidos de azufre y de carbono y óxidos de nitrógeno entre otros) y tampoco produce radiaciones ni residuos radiactivos.
- Al ser considerada como una energía global, existente en mayor o menor intensidad en todo el planeta, tiene la virtud de poder permitir reducir la dependencia energética del exterior, lo que supone una ventaja en épocas de crisis.
- Un estudio minucioso que conduzca a la determinación más adecuada tanto del emplazamiento como del diseño de la instalación, nos llevará, no solamente a maximizar la instalación sino también a ser respetuosos con el medio ambiente y el resto de actividades que en él se realizan, tales como la caza, pesca, agricultura, ocio, etc.).
- La implantación de este tipo de energía trae consigo puestos de trabajo y beneficio para las poblaciones locales.

Inconvenientes [10],[11],[12]:

- La dependencia a la que se ve sometida la energía eólica por los regímenes de viento implica que la producción de energía sea altamente variable. Por ello, este tipo de forma de obtención de energía no puede considerarse de momento como la base para la satisfacción de la demanda energética de una región o país, sino mas bien como complemento a las formas clásicas de obtención



de energía eléctrica. Además, la predicción exacta de la producción energética de una instalación eólica es muy difícil de llevar a cabo, lo que genera problemas e incertidumbres en la planificación de la misma.

- La explotación de este tipo de energías, las denominadas energías renovables dentro de las cuales se engloba la energía eólica, en la actualidad no es rentable por si misma y necesita de las ayudas e incentivos de las administraciones públicas para centrar la atención de los inversores privados y de su capital.
- De forma indirecta, el aprovechamiento de la energía del viento mediante aerogeneradores trae consigo un problema de contaminación acústica que ha de ser tenido en consideración. No obstante, ya se han desarrollado estudios orientados a la determinación de la distancia mínima de implantación de un parque eólico respecto de las poblaciones vecinas para evitar molestias por ruido.
- Estéticamente hablando, la implantación de un parque eólico supone un impacto visual sobre el entorno que debe ser tenido en cuenta y minimizado al máximo.
- Los proyectos de instalaciones eólicas están sujetos a un lento proceso de tramitación. Desde el momento en que se decide que se va a implantar un parque eólico hasta que se obtienen la totalidad de los permisos necesarios, puede transcurrir mucho tiempo y hay muchas empresas que no están dispuestas a correr un riesgo tan elevado a tan largo plazo.

1.3 Necesidad de desarrollo de una tecnología eólica offshore

1.3.1 Introducción

La energía eólica ha demostrado ser una de las energías con mayor potencial de desarrollo dentro del ámbito de las energías renovables, sin



embargo, su sector principal de progreso ha sido en tierra firme, mediante parques onshore, habiéndose desarrollado muy pocos megavatios dentro del mar.

Entre los muchos países que han apostado por el viento como recurso energético, podemos distinguir dos tipos; por un lado están aquellos países que habiendo desarrollado una intensa actividad onshore, se están dando cuenta de que su superficie útil en tierra, eólicamente hablando, se está saturando, resultándoles cada vez más difícil encontrar lugares en donde tanto el recurso energético del viento como los condicionantes medioambientales y gubernamentales favorezcan la nueva construcción, y por el otro lado están los países que por sus limitaciones orográficas y geomorfológicas, como resulta en los casos de Holanda y Dinamarca entre otros, cuya superficie terrestre se encuentra prácticamente al nivel del mar o incluso en algunas zonas por debajo del mismo, apenas pueden explotar este recurso renovable sobre tierra.

En cualquiera de las dos situaciones mencionadas, se hace preciso que para poder seguir extendiendo la producción energética del viento sea necesario apoyarse en el desarrollo de una incipiente industria eólica offshore.

La Unión Europea es líder a nivel mundial en el desarrollo de la energía eólica offshore con 4 GW de potencia ya instalados a comienzos del año 2012, otros 6 GW en periodo de construcción y 17 GW más que han obtenido el consentimiento y los permisos necesarios por parte de los estados miembros de la Unión [2]. Sin embargo, esto representa únicamente el comienzo de un mercado mucho más amplio, que debe contribuir a alcanzar los objetivos planteados por la Unión Europea en materia tanto de seguridad energética como de reducción de gases de efecto invernadero y situar a Europa en el centro del desarrollo de este tipo de tecnología, permitiendo a sus empresas convertirse en pioneras dentro del sector.



En una época ésta en la cual la Unión Europea se encuentra en un cruce de caminos en lo que al ámbito energético se refiere, la energía eólica offshore puede suponer una poderosa herramienta para afrontar las cuestiones de la dependencia del suministro energético exterior y del cambio climático. No obstante, nada de esto será posible si no existe una predisposición por parte de sus estados miembros para el desarrollo de programas tanto a nivel nacional como europeo que permitan la edificación de unos sólidos cimientos para el desarrollo de este mercado.

Según las estimaciones de la Agencia Europea para la Energía Eólica (EWEA), la potencia eólica offshore alcanzada en esta década será de aproximadamente unos 40 GW, lo que supondría una producción anual de 148 TWh, es decir, el 4% de la demanda eléctrica europea, evitando la emisión a la atmosfera de 87 millones de toneladas de CO₂, mientras que para la década que va desde 2020 a 2030, el crecimiento previsto será aún mayor, añadiendo al final de la misma al parque eólico offshore ya existente una potencia adicional de 110 GW, haciendo un total de 150 GW de potencia acumulada, lo que representaría una producción eléctrica anual de 562 TWh, es decir, el 14% de la demanda eléctrica europea, evitando la emisión a la atmosfera de 315 millones de toneladas de CO₂. [2],[13]

Estos datos, facilitados por la EWEA, nos hacen pensar que el mercado eólico offshore, actualmente en estado emergente y por lo tanto tecnológicamente inmaduro, evolucionará rápidamente hasta alcanzar una posición clave dentro del mercado energético europeo, atrayendo la participación de nuevos inversores y fomentando la creación de nuevos puestos de trabajo.

1.3.2 Antecedentes históricos del aprovechamiento de la energía eólica offshore

El germen a partir del cual surgiría el pensamiento de poder ubicar aerogeneradores en el mar tuvo lugar allá por 1930, cuando se tuvo la idea



de poder situar a estos sobre pilares. Aunque esta idea no fue desarrollada en su época, supuso la base para que en 1990, la compañía *World Wide* desarrollara e instalara el primer aerogenerador offshore.

Este primer aerogenerador marino se puso en funcionamiento en aguas suecas del Mar Báltico, en 1990. Se construyó para estudiar los impactos sobre las aves, la fauna marina y la pesca, el mantenimiento y los efectos del viento y el hielo en los cimientos y también para analizar la opinión pública. Se instaló frente a las costas de la localidad pesquera y turística de Nogersund, al sur de Suecia, a 250 metros mar adentro y a una profundidad de 6 metros. El aerogenerador tripala tenía 250 kW de potencia nominal y con el buje a 37,5 metros de altura sobre el nivel del mar.



Figura 8 Primer aerogenerador offshore. Nogersund, Suecia

Un año mas tarde, en 1991, la empresa DONG Energy construye en Vindeby, Dinamarca, el primer parque eólico offshore, el cual contaba con una potencia nominal de 5 MW, obtenida mediante el empleo de 11 turbinas eólicas de 450 KW de potencia nominal unitaria, conectadas de forma radial a una subestación onshore y con conexión en corriente alterna (AC) al nivel de tensión del parque. Además, este parque se caracteriza por estar situado



entre 1.5 y 3 kilómetros mar adentro, a una profundidad de entre 2 y 4 metros y suministrar una producción eléctrica anual de 12 GWh, un 20% más de la esperada para un parque eólico onshore de las mismas características.



Figura 9 Primer parque eólico offshore comercial. Vindeby, Dinamarca

Es a partir de este momento cuando otros países Europeos, entre los que se encuentran Holanda y Gran Bretaña, van participando progresivamente en el fomento del desarrollo de este nuevo tipo de energía. Desde entonces, se observa como la tendencia a profundidades cada vez mayores, distancias a costa cada vez más lejanas y mayores potencias unitarias de los generadores, va aumentando paulatinamente según se va adquiriendo un mayor conocimiento y experiencia.

En 1994, Holanda empieza su incursión en este campo mediante la implantación de dos parques eólicos, que si bien no son offshore por no estar ubicados en un entorno marino, si se encuentran ubicados en el agua, dentro del lago IJsselmeer.

El primero de ellos, conocido con el nombre de Lely, está situado a una profundidad de entre 3 y 4 metros y consta de 4 aerogeneradores de 500 KW cada uno produciendo una potencia total de 2 MW, mientras que el



segundo, llamado Irene Vorrink y construido dos años después, consta de 28 aerogeneradores de 600 KW generando una potencia total de 16.8 MW.



Figura 10 Parque eólico offshore. Lely, Holanda

En la fotografía superior podemos observar como el primero de estos dos parques sirvió también a modo de test para el estudio de aerogeneradores bipala en condiciones marinas.

En 1995, Dinamarca construyó su segundo parque eólico offshore en Tuno Knob, situado a 6 kilómetros de la costa y a una profundidad comprendida entre los 2 y los 6 metros, el cual suministra una potencia nominal de 5 MW y una producción eléctrica anual de 16 GWh, obtenida mediante el empleo de 10 turbinas eólicas de 500 KW de potencia nominal unitaria.

En 1998, ocho años después de la instalación del primer aerogenerador offshore, Suecia por fin se lanza a la construcción de su primer parque offshore. Situado a 3 Kilómetros al norte de la isla de Gotland y a una profundidad media de 6 metros, este parque está formado por 5 turbinas de 500 KW de potencia nominal que proporcionan 2.5 MW.



Dos años mas tarde, en 2000, Gran Bretaña se une al exclusivo grupo de productores de energía eólica offshore mediante la construcción de un parque compuesto por 2 turbinas de 2 MW cada una, a 1.1 kilómetros al suroeste de Inglaterra, en el puerto de Blyth, y a una profundidad media de entre 6 y 11 metros.



Figura 11 Parque eólico offshore. Blyth, Reino Unido

Es entonces cuando se introducen por primera vez aerogeneradores multimegavatio y la experiencia adquirida mediante los parques eólicos offshore anima a los países a invertir en la construcción de grandes parques comerciales offshore.

El primero en lanzarse fue Dinamarca con la construcción en el año 2000 del primer parque eólico comercial offshore, situado en el puerto de Copenhague, a 4.7 Kilómetros de la costa y a una profundidad de entre 3 y 6 metros. Este parque se caracteriza por contar con 20 turbinas de 2 MW cada una que producen una potencia total de 40 MW.



Figura 12 Parque eólico offshore de Middelgrunden. Copenhague, Dinamarca

Entre los años 2000 y 2001, se construyeron en Suecia dos nuevos parques eólicos marinos. El primero de ellos fue el de Utgrunden, situado entre la isla de Öland y la costa sueca, y que se caracterizó por utilizar 7 turbinas eólicas con una potencia nominal unitaria de 1.5 MW, situadas a 8 km de la costa y a una profundidad de entre 6 y 15 metros. El segundo es el de Yttre Stengrund, al norte de la isla de Öland, situado a una distancia de 5 km de la costa y a una profundidad de entre 6 y 8 metros, que incluye 5 aerogeneradores de 2 MW cada uno. [14]



Figura 13 Parques eólicos offshore de Utgrunden (izq.) y Yttre Stengrund (dcha.)



A continuación, entre los años 2003 y 2004 se finalizaron las labores de construcción de tres nuevos parques eólicos offshore en Dinamarca. El primero es el de Frederikshavn, situado a 3.2 Kilómetros de la costa y a una profundidad de entre 1 y 4 metros, cuenta con una potencia nominal de 10.6 MW gracias a 4 aerogeneradores de 2.3 MW cada uno. El segundo es el conocido como Horns Rev. I que, situado a una distancia aproximada de la costa de 18 Kilómetros y a una profundidad de entre 6 y 11 metros, cuenta con una producción total de energía de 160 MW gracias a que incluye 80 aerogeneradores de 2 MW cada uno. Y el tercero es el de Nysted, también conocido como Rodsand, que se caracteriza por estar situado a 11 Kilómetros de la costa, a una profundidad media de 8 metros y suministrar 165.6 MW gracias a sus 70 turbinas de 2.3 MW de potencia nominal unitaria.



Figura 14 Parque eólico offshore de Horns Rev. I. Dinamarca

Estas dos últimas instalaciones, Horns Rev. I y Nysted, supusieron la confirmación de la adaptación de este tipo de instalaciones al medio marino, además de haber pasado a la historia como las primeras instalaciones que incluyeron una subestación transformadora offshore. [15]

Es a partir de entonces cuando otros muchos países, no solamente en Europa como es el caso de Alemania, Irlanda, Bélgica, Portugal, Noruega...etc., sino también, aunque en bastante menor medida, en el resto del mundo, se lanzan al desarrollo de sus propios parques eólicos offshore,



y para ello, algunos países como es el caso de Alemania y Gran Bretaña entre otros, llegan incluso a desarrollar una legislación específica que favorezca, facilite y haga más atractiva la inversión en este tipo de instalaciones.

1.3.3 Presente y futuro de la energía eólica offshore

En el año 2001, diez años después de la creación del primer parque eólico marino en Vindeby, la potencia eólica offshore acumulada en Europa era de aproximadamente unos 50 MW, lo cual apenas representaba el 1% de la potencia eólica total instalada en Europa ese mismo año. Para el año 2010 esa cifra aumentó, habiéndose instalado solamente durante ese año 883 MW, que suponían una tasa dentro del mercado eólico europeo anual del 9%.

La siguiente gráfica muestra la evolución seguida por la energía eólica offshore durante sus dos primeras décadas de desarrollo.

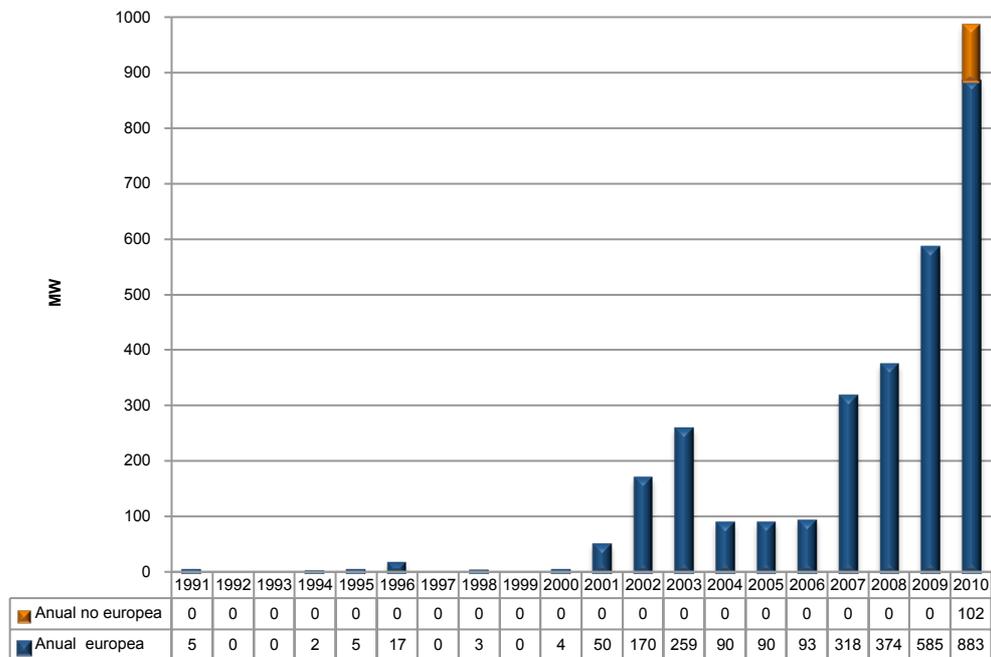


Figura 15 Energía eólica offshore instalada anualmente [2]



En ella se observa también que, hasta 2010 los países no pertenecientes a la Unión Europea no comienzan a producir energía eólica offshore, lo cual resulta bastante chocante, sobretodo en los casos de China y Estados Unidos, ya que son los dos países con mayor mercado de energía eólica onshore. No obstante, la única energía eólica offshore producida en el año 2010 fuera de Europa corresponde a China, quedando Estados Unidos todavía al margen de esa tecnología. Por este motivo, todos los datos presentados en este proyecto estarán basados en bibliografía mayoritariamente europea.

En el caso de esta segunda gráfica, la idea que se pretende mostrar es cómo esta nueva fuente de energía va haciéndose año tras año y poco a poco un hueco dentro del mercado eólico europeo.

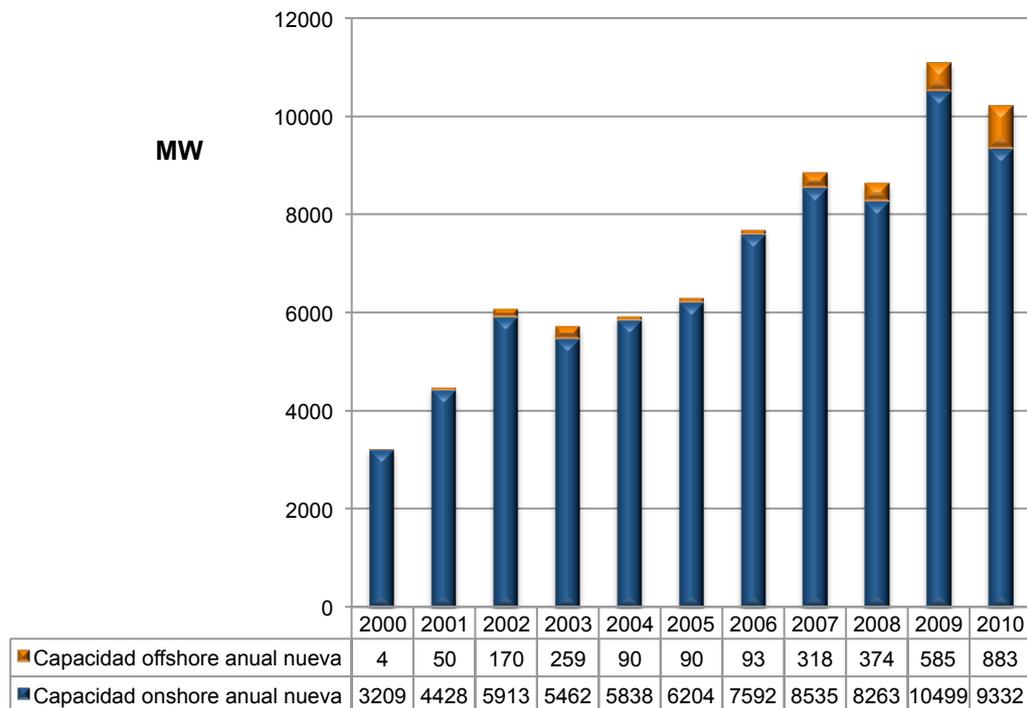


Figura 16 Capacidad eólica offshore y onshore instaladas anualmente en Europa [2]

En el año 2010 se conectaron al sistema eléctrico 308 turbinas eólicas offshore, distribuidas en 9 parques y capaces de suministrar una potencia de



883 MW, lo que supuso un incremento del 51% respecto al año anterior, aumentando así la potencia eólica offshore acumulada hasta valores en torno a los 2.9 GW. Este reparto de 883 MW se realizó mayoritariamente entre cuatro países europeos como se muestra en la siguiente gráfica, a pesar de que por esta época el mercado de la energía eólica offshore en Europa estaba integrado por ocho países: Suecia, Dinamarca, Holanda, Gran Bretaña, Irlanda, Bélgica, Alemania, y Finlandia.

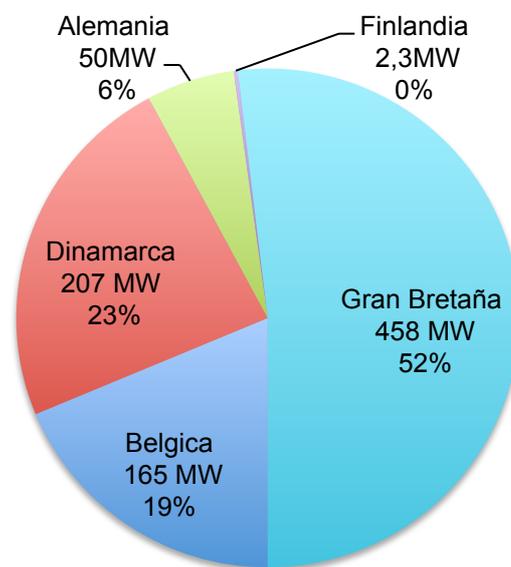


Figura 17 Capacidad eólica offshore instalada en Europa en 2010 [2]

Durante el transcurso del año 2011, 235 nuevos aerogeneradores offshore, capaces de producir 866 MW, fueron totalmente instalados y conectados en ocho nuevos parques en Europa, proporcionando una potencia total acumulada de 3.8 GW y haciendo un total de 1371 turbinas repartidas en 53 parques.

La siguiente tabla nos muestra, de forma global, el grado de participación que cada uno de los países europeos implicados en el mercado eólico offshore ha alcanzado a comienzos del año 2012.



Tabla 1 Principales países europeos implicados en la tecnología eólica offshore [2]

País	UK	DK	NL	DE	BE	SE	FI	IE	NO	PT	Total
Nº parques	18	13	4	6	2	5	2	1	1	1	53
Nº turbinas	636	401	128	52	61	75	9	7	1	1	1371
Potencia instalada (MW)	2094	857	247	200	195	163,7	26,3	25,2	2,3	2	3813

Obsérvese también como en este año dos nuevos países, Portugal y Noruega, irrumpen aunque aún de manera muy discreta en el mercado offshore. El siguiente grafico nos muestra de forma más visual la implicación que cada uno de los países productores de energía eólica offshore ha alcanzado a comienzos del año 2012.

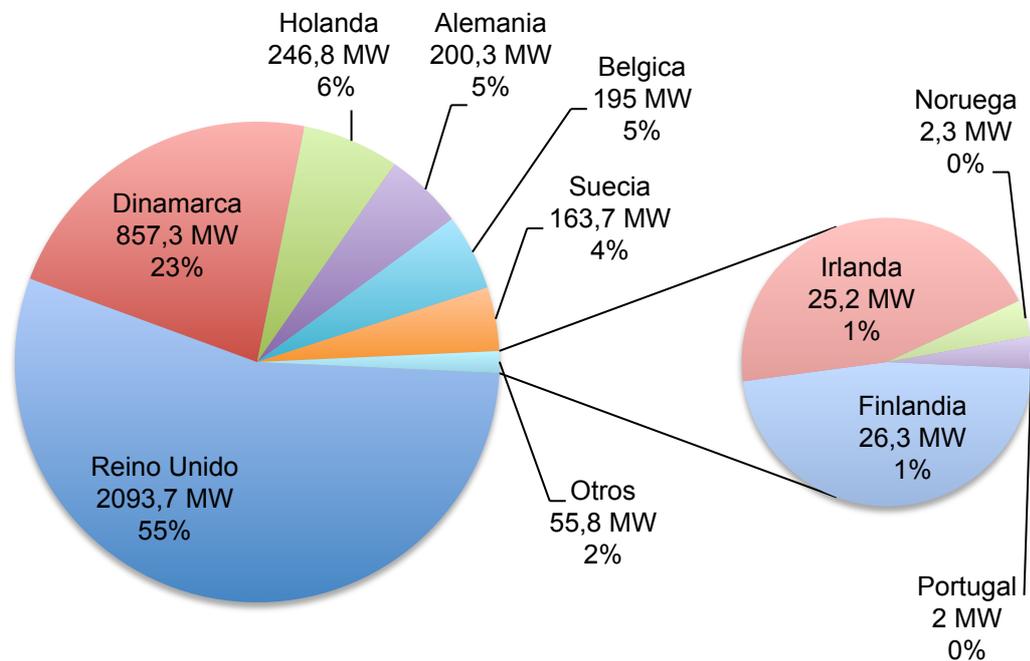


Figura 18 Porcentaje de potencia acumulada hasta comienzos de 2012. Elaboración propia

El siguiente gráfico muestra el grado de participación eólica offshore prevista durante esta década para los países europeos implicados.

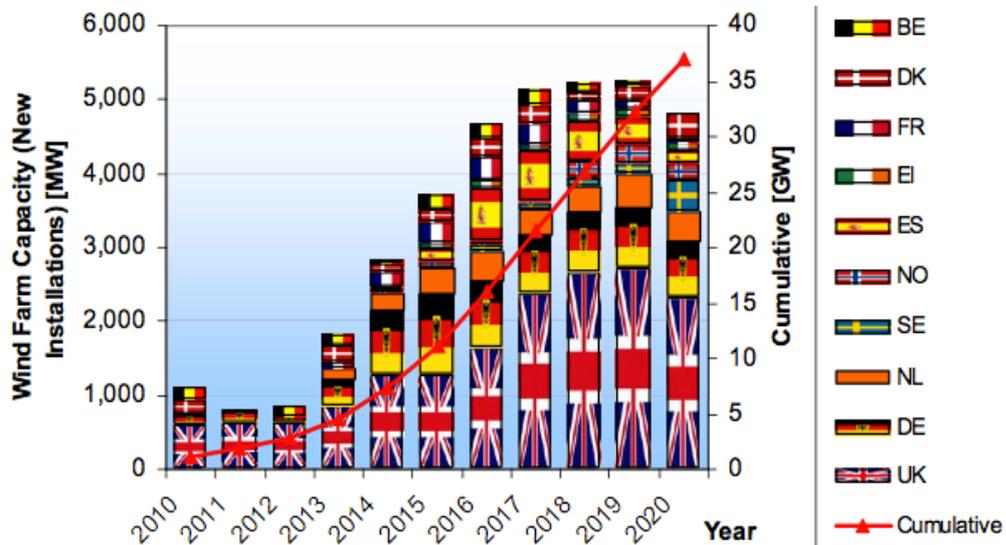


Figura 19 Crecimiento previsto en la capacidad eólica europea por países [17]

En un futuro a corto y medio plazo, el desarrollo de esta tecnología no solamente se extenderá a muchos otros países alrededor del mundo, sino que la experiencia ganada por los países pioneros permitirá también que los parques eólicos offshore se construyan cada vez más lejos, a mayores profundidades, empleando aerogeneradores de mayor potencia unitaria y generando una mayor potencia total dentro del parque.

En cuanto a la potencia media de las turbinas, hemos visto como éstas han ido aumentando, pasando de unos pocos KW como fue el caso de la primera turbina situada dentro del mar allá por 1990, de 250 KW, hasta los valores más comunes instalados hoy en día, que oscilan entre los 3 y los 3.6 MW dependiendo del modelo, sin olvidar parques como el de Beatrice en Reino Unido, de tipo experimental, que cuenta con dos turbinas de 5 MW cada una.

No obstante, aunque hay fabricantes que están diseñando e incluso instalando experimentalmente modelos de 5, 6 y hasta 7 MW, y que su práctica se acabará imponiendo, el uso de generadores de 3 y 3.6 MW seguirá manteniéndose durante cierto tiempo.

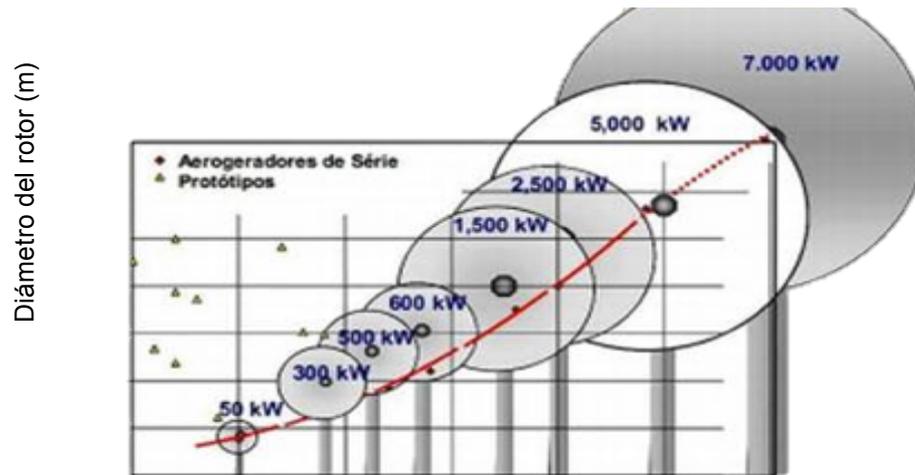


Figura 20 Relación entre el diámetro del rotor y la potencia media de los aerogeneradores offshore [16]

La capacidad media de los parques eólicos offshore ha ido incrementándose paulatinamente, alcanzando durante el año 2011 un valor medio que oscila entre los 200 y los 300 MW, como son los casos de Thanet en Reino Unido con 300 MW o de Rødsand II en Dinamarca con 207 MW, lo cual se debe principalmente a las limitaciones impuestas tanto por los factores extrínsecos al parque como por los factores intrínsecos y los factores compuestos, todos ellos expuestos y desarrollados en el apartado cuarto dentro de esta memoria.

Por la información analizada de parques que están en la actualidad en periodo de construcción, como es London Array en Reino Unido con 630 MW planeados, o que cuentan con la autorización del proyecto para su construcción, como ocurre con el parque Wikingen en Alemania de 400 MW, se espera que esta tendencia continúe al alza e incluso, que experimente una aceleración favorecida por la mejora de la tecnología y de la técnica.



En lo referente a la profundidad del mar y a la distancia a costa, los desarrollos tecnológicos y la experiencia ganada harán que las granjas eólicas se ubiquen cada vez más alejadas de la costa y en aguas cada vez más profundas. En la actualidad los parques marinos están situados mayoritariamente en la denominada zona 20x20 (hasta 20 metros de profundidad y hasta 20 kilómetros de costa).

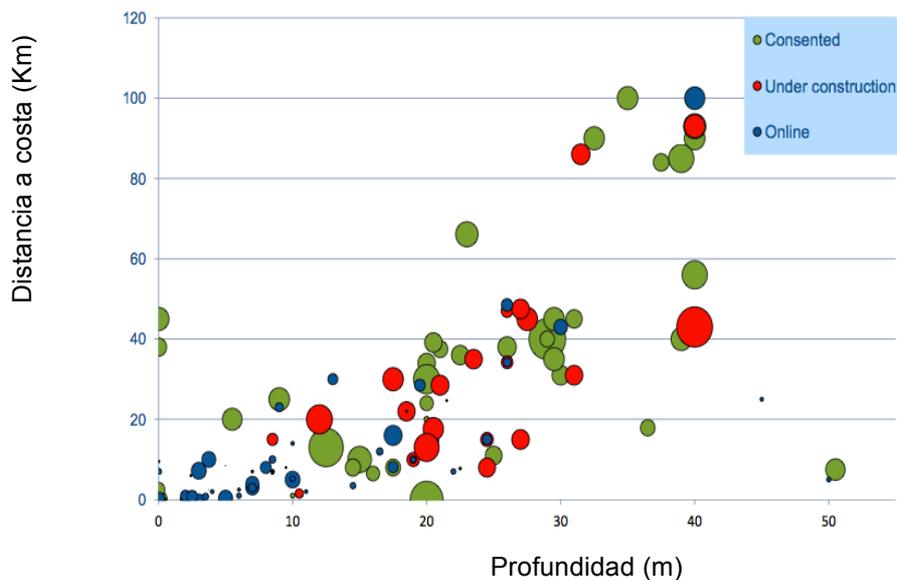


Figura 21 Distancia a costa y profundidad para parques eólicos offshore construidos, en construcción y autorizados [13]

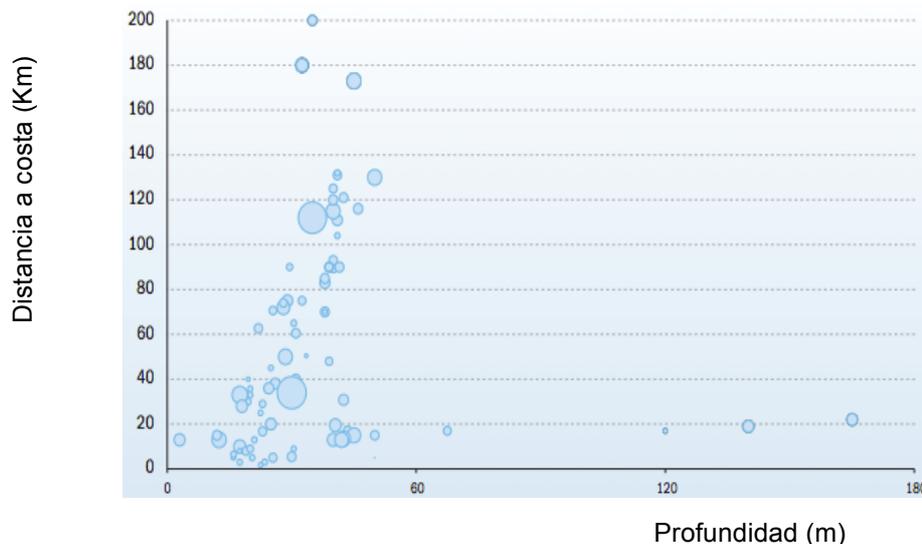


Figura 22 Distancia y profundidad prevista para futuros parques offshore [13]



1.3.4 Ventajas e inconvenientes de la energía eólica offshore en comparación con la energía eólica onshore

Como es evidente, la principal diferencia entre una explotación eólica onshore y otra offshore es el medio físico dentro del cual se lleva a cabo ésta, resultando el entorno marino bastante más complejo que el terrestre por la multitud de incertidumbres que surgen en cualquiera de sus principales etapas:

- Construcción.
- Operación y mantenimiento.
- Desmantelación.

A continuación enunciaré las que a mi juicio son algunas de las principales ventajas e inconvenientes de las instalaciones offshore frente a las instalaciones onshore.

Ventajas [10],[19],[20]:

- El mar se caracteriza por ofrecer una mayor calidad del recurso eólico, entre otras cosas porque sobre su superficie el viento es menos turbulento, lo que permite que las instalaciones y demás componentes offshore puedan tener una vida superior a aquellas en tierra como consecuencia de que las cargas de fatiga son menores y por lo tanto el ciclo de vida mayor.
- Otra ventaja es la mayor velocidad del viento en el mar, y dado que la potencia contenida en éste aumenta con el cubo de su velocidad, resulta evidente que cuanto mayor sea la velocidad del viento mayor será la potencia que podamos extraer de él.
- Otro motivo importante que favorece la creación de parque eólicos offshore viene impuesto por la rugosidad que presenta la superficie

del mar. Es fácilmente observable como la superficie marina aumenta su rugosidad con el aumento de la velocidad del viento, ya que parte de la energía transportada se consume en la generación de olas, pero si comparamos con la superficie terrestre, resulta obvio que la rugosidad es menor, lo que trae consigo que se necesite una menor altura para conseguir la misma velocidad del viento que en tierra, o lo que es lo mismo, que para una misma altura de buje la velocidad del viento sea mayor en el mar.

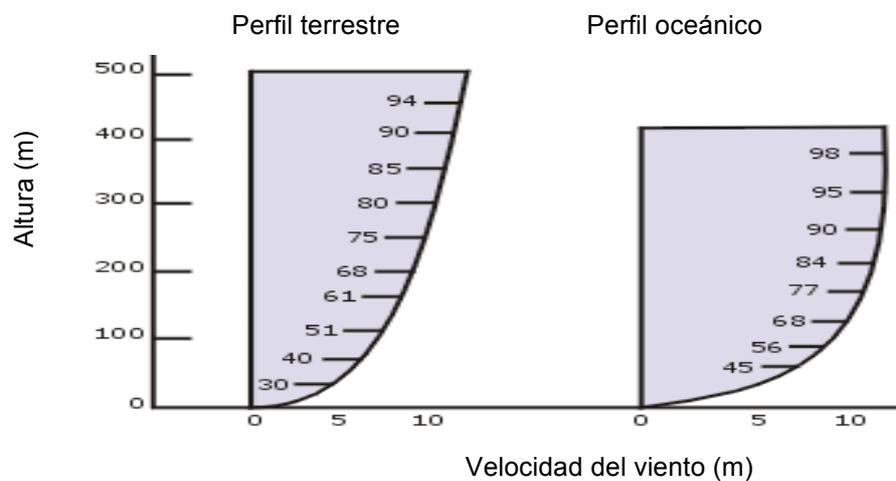


Figura 23 Perfil genérico del viento con la altura [18]

- La superficie, libre a priori, que el mar nos ofrece para la disposición de la instalación permite que el tamaño de ésta pueda ser mucha más grande que en tierra firme.
- Su ubicación, alejada de entornos habitados, suaviza el impacto visual que los aerogeneradores provocarían y permite rebajar las exigencias impuestas por las administraciones en cuanto a emisiones de ruido y vibraciones, permitiendo aumentar la velocidad de punta de pala, directamente relacionada con la emisión de ruido.
- El desarrollo eólico offshore ayuda a alcanzar los objetivos medioambientales tanto a nivel local como nacional, reducir la polución y cumplir con las regulaciones en materia de emisiones

de gases de efecto invernadero impuestas por las autoridades correspondientes.

Desventajas [10],[19],[20]:

- La primera y principal de todas es la económica, ya que el coste de la energía eólica offshore es muy superior al coste onshore, y no solamente en lo que se refiere a las labores de construcción y operación, sino también en lo concerniente a los estudios previos de ingeniería. Como muestra el siguiente gráfico, los dos principales parámetros responsables del encarecimiento son los costes asociados con la subestructura y los costes asociados con los sistemas eléctricos de recolección y evacuación.

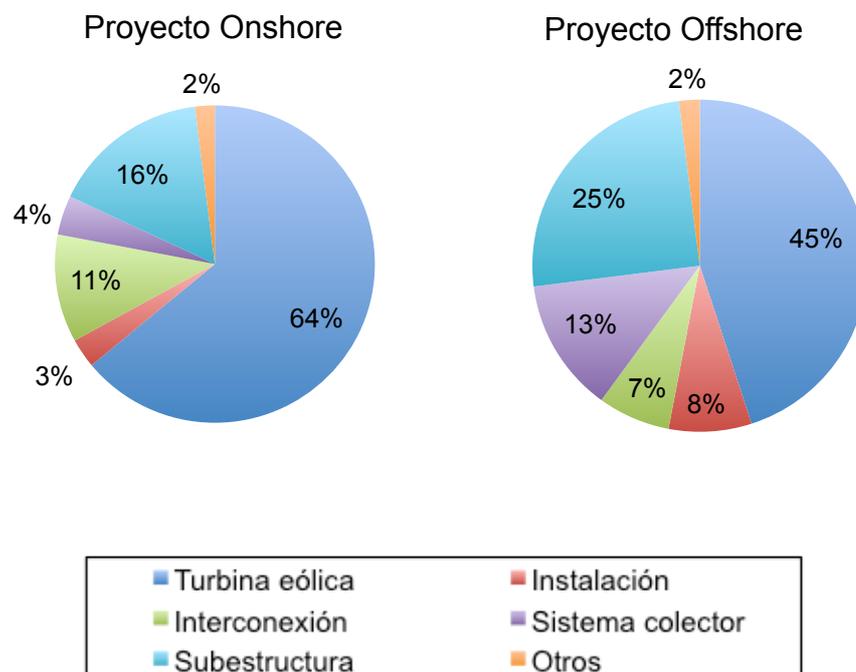


Figura 24 Comparación de costes entre parques eólicos onshore y offshore [10]

- Otro inconveniente de la implantación de parques eólicos offshore resulta tanto de la poca experiencia previa que se tiene en este

sector en lo referente a la búsqueda de asentamientos idóneos, obtención de los permisos necesarios, labores de construcción y operación, basada principalmente en las instalaciones petroleras y gasísticas offshore, como también de la falta de tecnología específica, la cual resulta ser más exigente que la onshore.

- Esta desventaja resulta ser la contrapartida que supone la ventaja de tener una menor rugosidad en el mar, ya que esto provoca que la propagación de la turbulencia una vez ha sido turbinado el aire, es decir, la estela del aerogenerador, sea mayor que en tierra, lo que influye negativamente en el ciclo de vida de las turbinas.



Figura 25 Efecto estela de un aerogenerador offshore Dinamarca

- El medio ambiente marino hace que factores como las cargas hidrodinámicas de las corrientes, la profundidad del agua, los conflictos con la biodiversidad marina y con las actividades humanas, la logística, etc. sean problemas únicos y característicos asociados con un entorno offshore.

2 Descripción y ámbito del problema

El concepto de parque eólico offshore es relativamente nuevo. Como ya dijimos en la introducción, esta tecnología tiene apenas 20 años y no fue básicamente hasta comienzos del siglo XXI cuando su desarrollo a gran escala tuvo lugar. De hecho, hoy en día, las dos potencias mundiales más

importantes en el ámbito de la energía eólica onshore, como son China y Estados Unidos, se encuentran aún en pañales en cuanto a eólica offshore se refiere.

Muchos aspectos de esta tecnología están en la actualidad en plena fase de evolución con el fin de garantizar un mejor futuro. Por ejemplo, mientras que para la instalación de las subestructuras que soportarán a los aerogeneradores en aguas marinas, gran parte del conocimiento y de la experiencia que se utiliza provienen de las plantas petrolíferas y gasísticas offshore, la tarea de conectar entre si a estas turbinas apenas cuenta con la experiencia necesaria y por lo tanto no existe aún un conocimiento firme sobre las implicaciones que puede traer consigo cada una de las diferentes configuraciones posibles.

Un parque eólico offshore consiste básicamente en un conjunto de aerogeneradores situados en el mar, apoyados sobre unas subestructuras de tamaño y peso considerables y conectados entre si de alguna forma posible, con el objetivo de concentrar la energía producida dentro del parque y evacuarla hasta un punto en la costa donde esa energía pueda ser introducida dentro del sistema público de flujo de potencia.

A continuación se muestra un esquema que ilustra bastante bien en que consiste un parque eólico offshore:

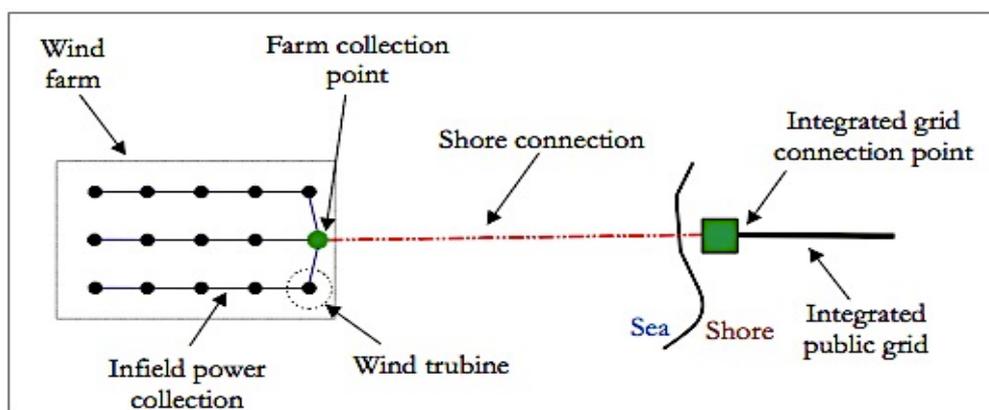


Figura 26 Esquema elemental de un parque eólico offshore



Evidentemente, un primer análisis básico debe dar paso a un estudio mucho más profundo y detallado de cada uno de los factores que intervienen en la construcción de un proyecto de tal magnitud.

En el ámbito de este proyecto, un parque eólico offshore implica un gran número de conexiones eléctricas, llevadas a cabo mediante el uso de cables de potencia específicamente diseñados para realizar de la manera más efectiva posible su labor en un entorno marino.

Estas cuantiosas conexiones, que principalmente tienen lugar dentro del propio parque para llevar a cabo la recolección de la energía generada, van a tener una gran influencia, no solamente durante las etapas de instalación y operación de las mismas, sino también sobre la producción anual de potencia, ya que deben garantizar un nivel elevado de fiabilidad y selectividad (conceptos éstos que explicaremos más adelante pero que están relacionados con la seguridad), ya que las operaciones de mantenimiento en alta mar están condicionadas por las inclemencias del tiempo, y un posible fallo, acompañado de condiciones climatológicas adversas, podría detener el funcionamiento total o parcial del parque durante un largo periodo de tiempo.

Por lo tanto, la compleja naturaleza de un parque eólico offshore exige que se lleven a cabo unas cuidadosas tareas previas de viabilidad y planificación para mitigar en la medida de lo posible los contratiempos asociados a la falta de conocimiento y experiencia.

3 Motivación y objetivos

Al igual que ocurre en cualquier otro proyecto, el desarrollo de un parque eólico offshore es una tarea compleja que requiere, no solo un gran esfuerzo sino también la búsqueda de muchísima información y una cierta habilidad para la intuición sobre cada detalle que pueda afectar al desarrollo del proyecto.



La mayor parte de la información necesaria para determinar cual puede ser el lugar más preciso para la ubicación de un parque eólico offshore, tal como la batimetría, los mapas eólicos, las condiciones climatológicas, mareas, etc., se encuentra diseminada entre una gran multitud de organismos, algunos públicos y otros privados, lo que hace que, de manera general, sea bastante complicado el acceso libre a la misma.

Conjuntamente con esto, existe una gran variedad de iniciativas técnicas posibles para cada uno de los ámbitos en los que se descompone el proyecto, lo que provoca que la búsqueda y el establecimiento de la más correcta solución de entre las posibles se torne una decisión tremendamente difícil.

Todas estas razones lastran la capacidad de poder realizar un estudio de viabilidad más preciso de un proyecto de tamaño magnitud.

El principal objetivo de este proyecto descansa sobre el intento de mostrar, analizar y comparar las diversas posibilidades que existen dentro de cada una de las diferentes acciones que se requieren para llevar a cabo el desarrollo de la conexión eléctrica de un parque eólico offshore, centrandose principalmente la atención en el sistema de recolección de la potencia eléctrica generada dentro del parque y en la conexión entre el parque offshore y el nudo de conexión común en la costa, así como en los procedimientos actuales llevados a cabo para realizar la conexión de las turbinas.

Para poder llevar a buen puerto esta misión, ha sido necesario hacer acopio de toda la información posible al respecto.

Antes de progresar en el estudio de viabilidad, me gustaría hacer notar que este trabajo no pretende ser un análisis en profundidad de todos los aspectos relacionados con la construcción de un parque eólico offshore en



aguas poco profundas, sino tratar de facilitar unas pinceladas y líneas básicas para todo aquel que desee lanzarse a tal empresa.

4 Condicionantes para la implantación de un parque eólico offshore

4.1 Introducción

El objetivo del presente capítulo ambiciona ofrecer una lista de los principales factores que interfieren, en mayor o menor medida, dentro de las diferentes etapas que se han de superar a la hora de llevar a cabo el diseño de un parque eólico offshore, así como describir la influencia que cada uno de ellos tiene.

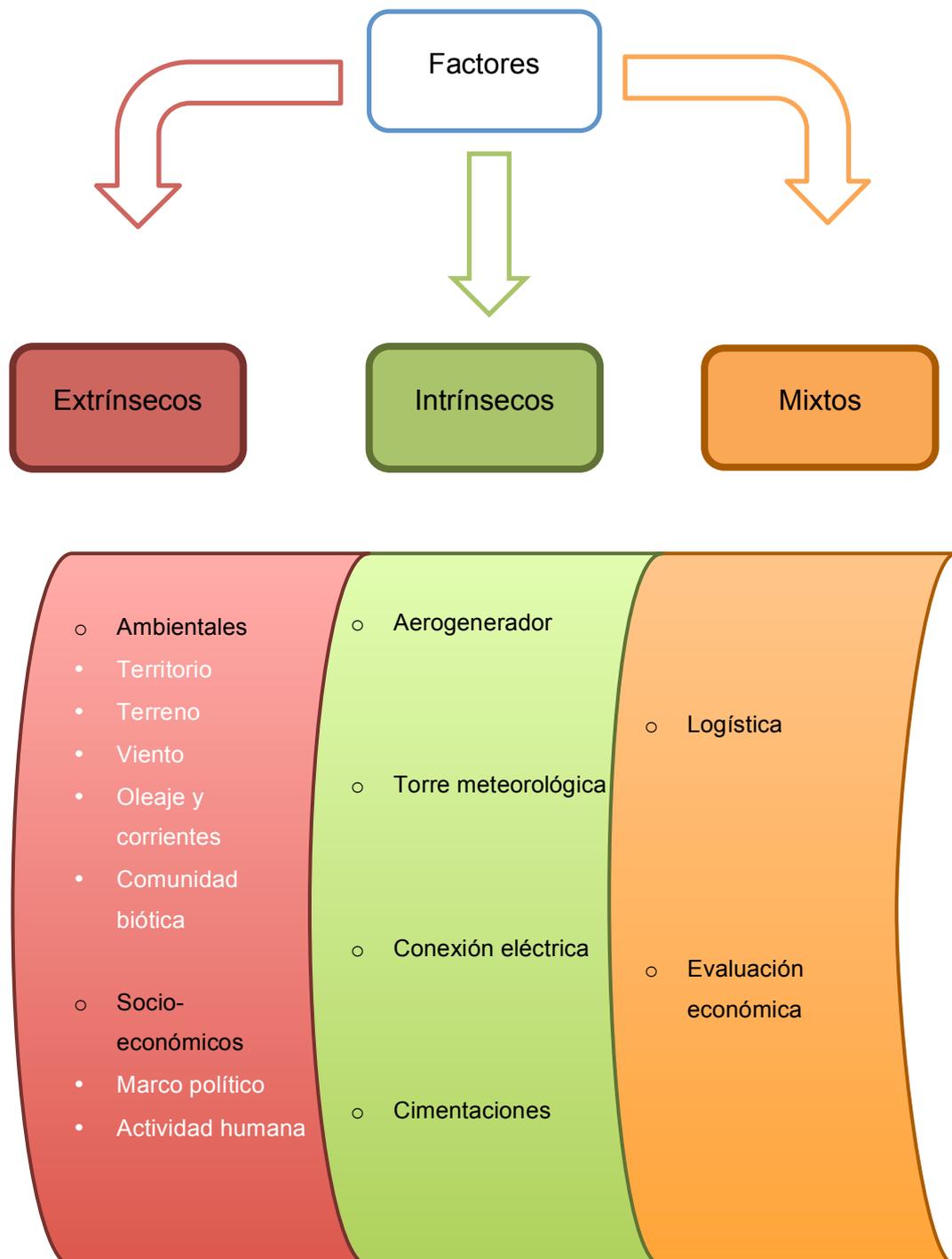
Existen una gran variedad de factores, los cuales pueden ser agrupados dentro de alguno de los tres grandes grupos siguientes:

- Factores extrínsecos.
- Factores intrínsecos.
- Factores compuestos.

Debido a que este proyecto gira principalmente en torno al diseño de la parte eléctrica de un parque eólico offshore, nos centraremos sobretodo en el desarrollo de los factores de tipo intrínseco, y mas concretamente en la conexión eléctrica, cayendo muchos de los factores que se mencionarán a continuación fuera del ámbito primordial del proyecto.

No obstante, aunque no sean tratados con el rigor que merecen y que simplemente se proporcionen unas pautas básicas y fundamentales que sirvan para procurar una imagen de la influencia que ejercen en el diseño del parque, me ha parecido buena idea realizar un breve análisis de los mismos debido a que a la hora de concretarse un proyecto de este tipo,

ningún factor puede ser tratado de forma aislada sino que debe realizarse una gestión integral de los mismos.



4.2 Factores extrínsecos

Como se puede observar en el gráfico superior, dentro del conjunto de factores extrínsecos podemos distinguir dos subcategorías, la de los factores ambientales y la de los factores socio-económicos.

4.2.1 Factores ambientales

El diseño de una instalación offshore en general, y eólica en particular, estará condicionada a que una serie de factores ambientales, favorables a la instalación, se cumplan durante el ciclo de vida de ésta, estimado en unos 20 años.

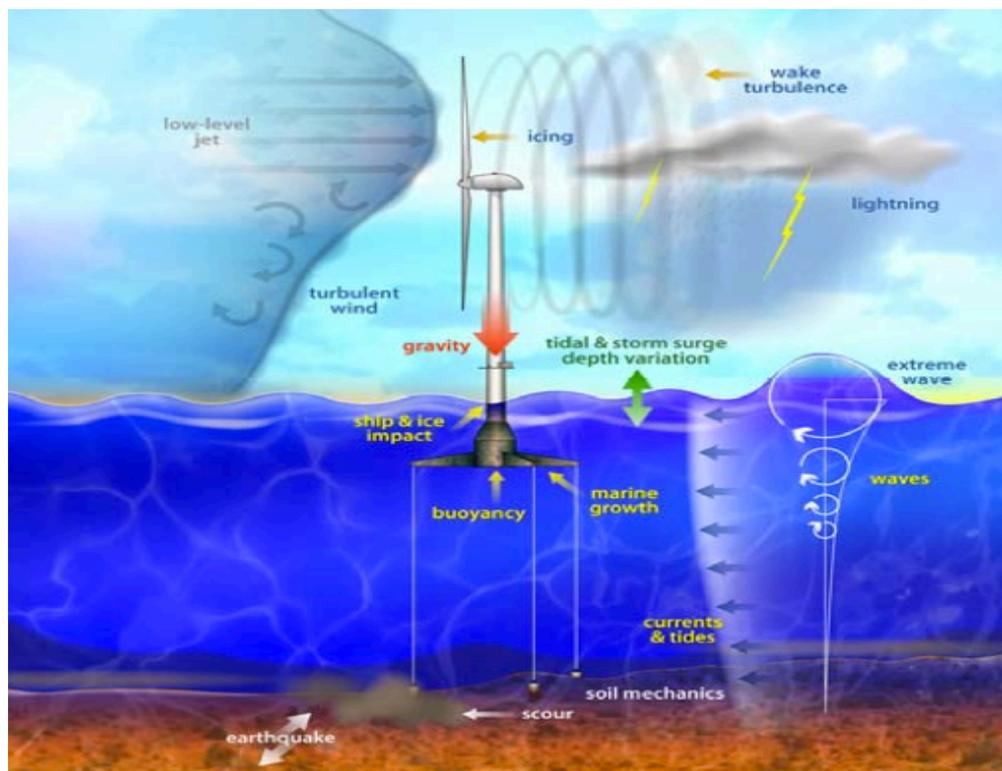


Figura 27 Algunos posibles escenarios ambientales afectando a una instalación eólica offshore [21]



No obstante, no todos los factores ambientales afectan, o al menos no todos lo hacen de la misma manera, a todos y cada uno de los diferentes elementos que componen una instalación eólica offshore, de forma que en las siguientes etapas del proyecto, el diseño particular de cada elemento deberá de ser realizado atendiendo a la influencia que los factores ambientales tienen sobre él.

Estos condicionantes ambientales y su influencia son relatados a continuación.

4.2.1.1 Territorio

El concepto de territorio debe de ser interpretado desde el punto de vista socio-ecológico, y como tal, representa el área, propiedad de un estado o país, formado por las aguas, las tierras, la fauna, la flora y las interacciones sociales que en él tengan lugar.

De esta forma, el territorio marítimo está constituido por el área compuesto por el mar adyacente a las costas continentales, así como por el lecho marino y el subsuelo, sus recursos vivos y minerales y su espacio aéreo asociado.

Este factor influye:

- En la viabilidad de la instalación offshore, ya que mediante un análisis preliminar del medio natural y de sus principales características podemos obtener indicios claros que nos indiquen si descartar cualquier emplazamiento dentro de este territorio, o si por el contrario, profundizar en la búsqueda de la mejor ubicación dentro del mismo.
- En la composición y diseño del parque, ya que éste deberá ser respetuoso con su nuevo entorno.

4.2.1.2 Terreno

El terreno, también conocido como lecho o relieve oceánico, constituye el manto de tierra que se encuentra en el fondo del océano y representa, literalmente, la base sobre la cual se van a levantar las estructuras que servirán de apoyo para el resto de elementos que conforman la instalación, de forma que su estudio resulta de vital importancia.

Se deben conocer de manera exacta las características físicas y químicas del terreno, su composición y las propiedades mecánicas, hidráulicas e ingenieriles de los diferentes sustratos que conforman el lecho oceánico (geotecnia y estratigrafía), así como la topografía oceánica o batimetría del entorno.

Este factor influye:

- En la determinación de la capacidad portante y de socavación del terreno, las cuales resultan indispensables para poder mantener las estructuras ancladas al fondo marino, y por lo tanto influye en la elección del tipo de cimentación a elegir. Existen diferentes opciones para lograr mejorar esta resistencia del lecho marino, como son el empleo de las subestructuras de tipo flotantes (en estado de experimentación) y diversos tratamientos superficiales (bastante costosos).



Figura 28 Muestras obtenidas mediante el empleo de saca testigos [22]

- Sobre el procedimiento mas adecuado para la disposición del tramo submarino del cable eléctrico, que puede ser, o bien depositado sobre el fondo marino sin proteger o protegido por una escollera según la profundidad y riesgo de avería del cable, o bien enterrado.
- A la hora de decidir cuales serán los emplazamientos exactos de las diferentes estructuras, aerogeneradores y subestación principalmente, según el grado de irregularidad y la cota máxima de las líneas de nivel que presente el lecho marino, es decir, según el relieve de la zona.

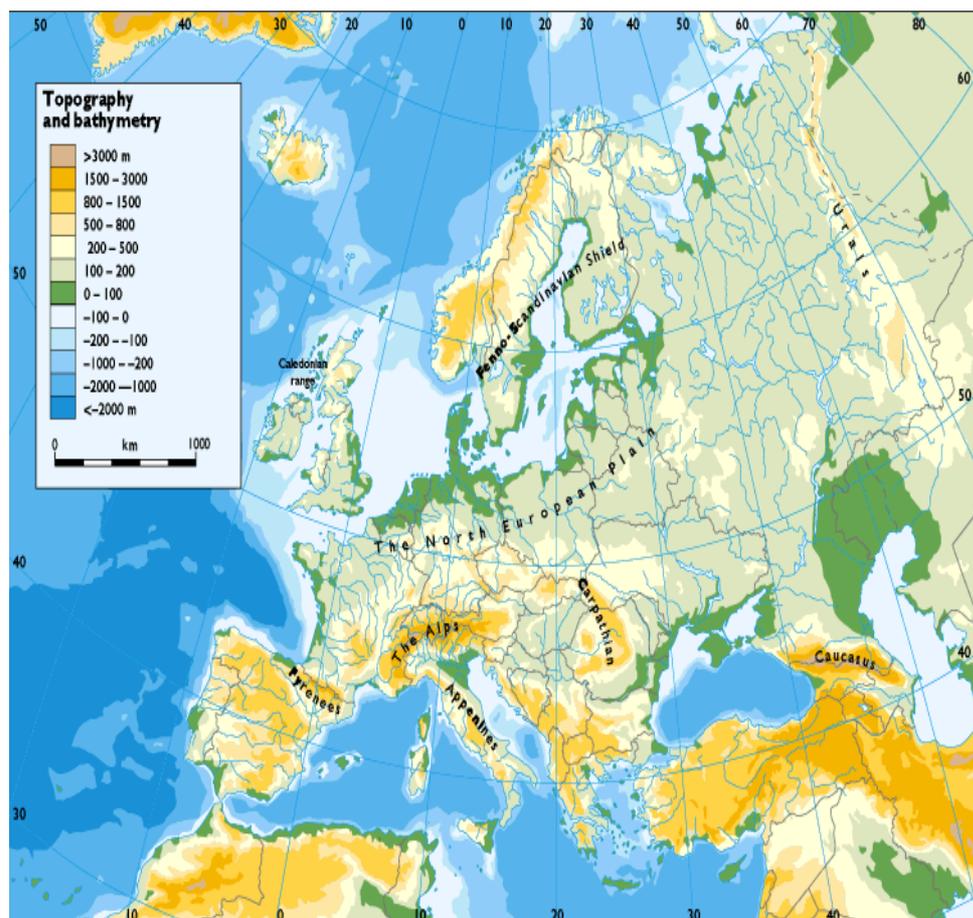


Figura 29 Topografía y batimetría europea [23]



4.2.1.3 Viento

El aprovechamiento del viento representa el objetivo esencial de una instalación eólica offshore, de manera que su caracterización deberá ser lo más exacta posible. Para determinar la influencia del viento sobre una instalación de este tipo, debemos conocer tanto sus valores medios como sus valores extremos.

El viento influye:

- En la carga que deberán soportar los componentes estructurales del parque que sobresalen por encima de la superficie marina.
- En la producción de potencia eléctrica, la cual depende de la potencia contenida en el viento, que a su vez depende de manera directamente proporcional tanto de la densidad como del cubo de la velocidad del viento, según la siguiente formula:

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

- En la configuración en planta de la instalación, separación y disposición de las turbinas dentro del parque según la intensidad y la dirección principal del viento.
- En la planificación de los tiempos de acceso a la instalación de los que dispondrán los barcos durante las labores de construcción, operación, mantenimiento y desmantelamiento del parque.

Una base de datos eólica debe incluir al menos, información lo más precisa posible acerca de [19]:

- La velocidad del viento a diferentes alturas de buje.



- La distribución anual de velocidades del viento, es decir, el número de horas al año que estamos en un determinado intervalo de velocidades.
- La distribución anual de direcciones predominantes del viento.

4.2.1.4 Oleaje y corrientes

Las olas tienden a ser irregulares tanto en forma como en altura y fuerza, pudiendo romper simultáneamente sobre el aerogenerador desde más de una dirección, influyendo de forma drástica sobre la carga que deberán soportar los componentes estructurales del parque que se encuentran en la superficie de contacto entre el mar y la atmosfera. De manera general, cuanto mayor sea la intensidad, tiempo y superficie de acción del viento, mayor será el oleaje.

En el caso de las corrientes, éstas suelen ser generalmente submarinas, originadas por las mareas, variaciones de presión, temperatura, etc. y pueden ser causantes tanto del transporte de sedimentos como de graves problemas de socavamiento del fondo marino en torno a la cimentación, por lo que habrá que tenerlas en cuenta.

Además, el medio marino en general, influye:

- En la selección de los materiales de construcción, ya que estos han de estar preparados para hacer frente a la agresividad de la corrosión que presenta el agua salada de los mares y océanos.
- sobre la accesibilidad de la que dispondrán los barcos durante las labores de construcción, operación, mantenimiento y desmantelamiento del parque.



Una base de datos del medio marino debe incluir al menos, información lo más precisa posible de [24]:

- La altura media de las olas.
- La frecuencia y la dirección predominante del oleaje.
- Una correlación con la velocidad y la dirección del viento, ya que éste es la causa primera del oleaje.
- La frecuencia de las mareas.
- La carrera o amplitud de la marea.

4.2.1.5 Comunidad biótica

Una comunidad biótica es el conjunto de organismos de todas las especies que coexisten en un espacio definido, el cual ofrece las condiciones ambientales necesarias para su supervivencia, en otras palabras, es una comunidad o población formada por diferentes especies que habitan una zona geográfica determinada y que se ve influenciada por factores físicos como la luz, la temperatura, la humedad, etc.

Una comunidad biótica marina va a estar constituida principalmente por la fauna y flora marina y por las aves, de manera que se deben analizar los posibles consecuencias que la instalación y explotación de un parque eólico offshore trae consigo a nivel biótico.

El efecto de los parques eólicos en el mar sobre los mamíferos marinos (como focas, delfines, ballenas) generalmente no se considera muy importante. Sin embargo, si el sitio se encuentra en la proximidad de un área sensible, esta cuestión puede ser crucial en relación con la aprobación del proyecto. [15],[27]

Sólo unos pocos estudios tratan el tema del impacto de los parques eólicos en los peces, sin embargo, observaciones previas parecen indicar que las cimentaciones tienden a simular un arrecife natural, dando

buenas condiciones de vida para los peces, las comunidades bentónicas (las comunidades que viven en el fondo marino) y la fauna marina en general.



Figura 30 Arrecife artificial en los alrededores de una subestación offshore [25]

En general, la alteración del fondo marino, y por lo tanto de las comunidades bentónicas, tendrá lugar principalmente durante la fase de construcción y desmontaje. También se debe hacer mención al hecho de que la pesca de arrastre no se permita dentro y en las inmediaciones de las granjas afectará a la población de peces de una manera positiva mediante la mejora del hábitat de cría y descanso de las especies.

Los efectos de las cimentaciones por gravedad serán mayores que los efectos de las cimentaciones monopilote, por el hecho de que las primeras necesitan ocupar una superficie del lecho marino más grande. No obstante, a pesar de que la cimentación por gravedad sea seleccionada, el área total cubierto sobre el fondo marino será todavía muy pequeño en comparación con el área total del parque eólico.

El impacto de los parques eólicos marinos en las aves, es considerado generalmente el impacto ambiental más importante. Mucho se sabe de los efectos que las turbinas eólicas causan sobre las aves, extrayéndose como conclusiones generales que las tasas de accidente por impacto son

bajas en comparación con las de otras estructuras artificiales, que tienen un bajo efecto sobre las poblaciones de aves locales y un efecto medio sobre las aves migratorias en condiciones de baja visibilidad.



Figura 31 Conflicto entre aerogenerador y ruta migratoria aviar [26]

4.2.2 Factores socio-económicos

4.2.2.1 Marco político

Históricamente, los dos grandes impulsores políticos que han fomentado el desarrollo de las energías renovables dentro del ámbito de la Unión Europea han sido la contaminación y el cambio climático por un lado y la seguridad energética por el otro lado.[2],[13]

En la actualidad, los gobiernos de muchos países están prestando una gran atención a estos dos problemas con el fin de incrementar su capacidad para hacerlos frente. Para ello se deben diseñar sistemas eficientes de incentivos y apoyo que fomenten la participación del sector privado.

Los incentivos y apoyos de los estados miembros son el sustento para la puesta en marcha de proyectos de este tipo, sobre todo considerando que el retorno de la inversión de este tipo de proyectos se prolonga a medio y largo plazo.



Mientras que muchos de los instrumentos estándares de política (subvenciones gubernamentales, incentivos fiscales, préstamos y demás) son bien conocidos y usados por las empresas del sector, su efectividad dependerá de su diseño específico y de su grado de adecuación y adaptación con las necesidades concretas que rodean al sector offshore. Y es aquí donde los estados deben ser capaces de establecer medidas concretas que vayan dirigidas a apoyar a estos grupos específicos de empresas.

Como ejemplo citaré los casos de Alemania y Reino Unido, cuyas políticas han sido pioneras y han permitido entre otras cosas que se definieran las zonas más idóneas para la construcción de instalaciones offshore, permitiendo ahorrar tanto tiempo como dinero a las empresas privadas interesadas. Además, en el caso de Alemania, sus políticas han ido aún más lejos, al imponer que sea la compañía eléctrica responsable de la gestión eléctrica en la región terrestre cercana al parque la encargada de costear y construir las instalaciones pertinentes para poder evacuar y asimilar la energía eléctrica generada por el parque.[28]

Sin embargo, ninguna empresa debe supeditar el desarrollo de un proyecto a la concesión de un incentivo. Por su parte, la apuesta por un proyecto debe ser el resultado de una evaluación previa de su viabilidad, tanto técnica como económica.

4.2.2.2 Actividad humana

Algunas áreas deben quedar definitivamente excluidas de cualquier tipo de consideración para el uso de la energía eólica offshore, como son las áreas empleadas por las principales líneas marítimas, las proximidades de los aeropuertos, oleoductos y gasoductos, las rutas de cables, depósitos de materias primas, áreas militares restringidas y áreas de gran importancia en relación con la fauna, por ejemplo, cualquier tipo de reserva natural.

Sin embargo, la mayoría de los restantes sitios, adecuados para usos offshore, se enfrentarán a una serie de posibles conflictos de interés con otros hábitos y usuarios de los mismos. La mayoría de los potenciales conflictos de interés aplicables en estas zonas deben de ser conocidos durante la fase de planificación, por lo que aquellos conflictos que por su relevancia pudieran detener un proyecto, teóricamente deberán ser solucionados mediante una planificación cuidadosa y abierta.

Algunos de los principales conflictos de interés, de los que hablaré en las siguientes líneas, van a estar relacionados con el tráfico marítimo y aéreo, las actividades militares, las señales de radio y radar, la pesca y la interacción con las poblaciones costeras.

La interferencia con el tráfico marítimo es generalmente vista como el problema más importante con respecto a los posibles conflictos de interés. Obviamente, sobre los pasillos navieros principales y sobre los lugares de fondeo no serán autorizados permisos para emplazar los parques eólicos marinos, pero para la mayoría de los restantes sitios, la interferencia con el tráfico marítimo sigue siendo un problema.

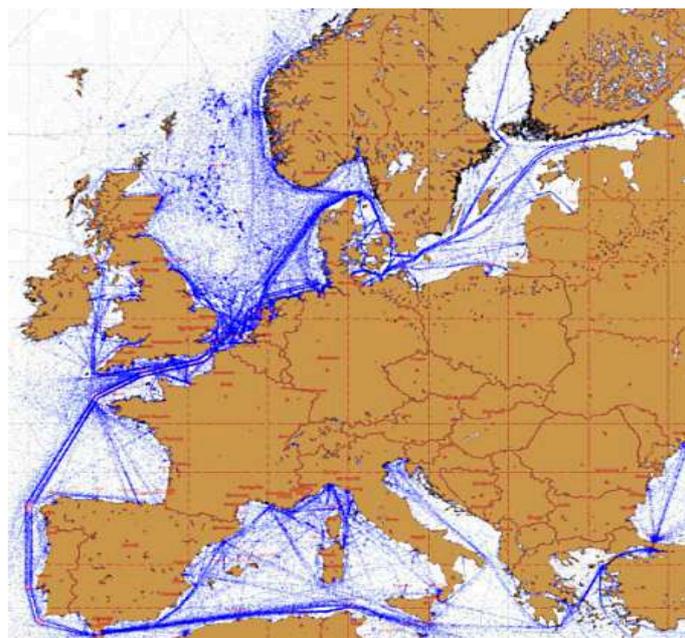


Figura 32 Rutas marítimas europeas. Datos del radar del satélite europeo Envisat [29]

Los parques eólicos marinos, sin duda, deben ser marcados adecuadamente y con eficacia, de acuerdo con las directrices nacionales o internacionales (AISM / IALA Recomendaciones para el balizamiento de estructuras mar adentro, 1984, 2000). Sin embargo los riesgos de colisión con los barcos siguen estando presentes y deben ser tratados en consecuencia.

El tráfico civil aéreo no parece ser un gran tema de conflicto, sin embargo, en algunas zonas, donde la protección de la navegación aérea ha sido exigida (por la correspondiente Autoridad de Aviación Civil, ya sea nacional o internacional (ICAO)), su uso como zonas de implantación de parques eólicos offshore ha sido prohibido.

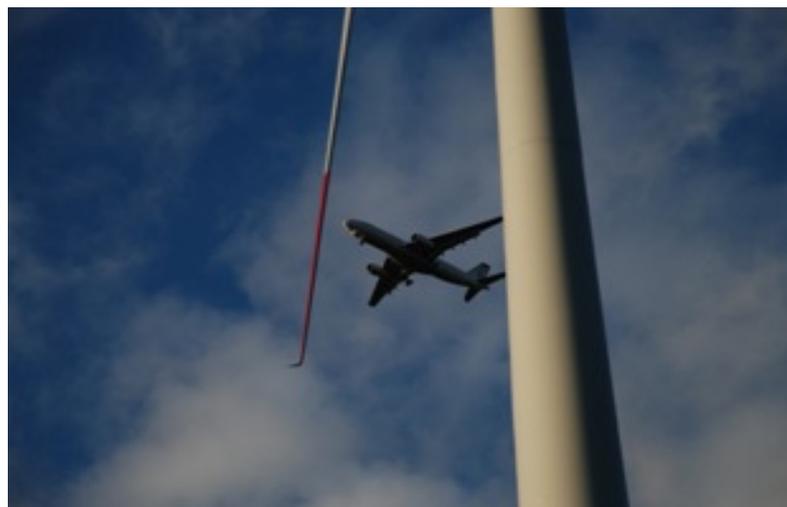


Figura 33 Avión sobrevolando un aerogenerador [30]

Por otro lado, los requisitos planteados por el tráfico de helicópteros parecen ser la preocupación más importante, como puede ser el caso de un helicóptero de rescate que tenga que acceder a un parque eólico offshore con mal tiempo, ya que además, los parques eólicos pueden generar fuertes turbulencias, dificultando aún más las maniobras de los helicópteros dentro de la zona, por lo que dispositivos como colores y luces de indicación reglamentarias que deben adoptar cada estructura



basándose en los criterios de la IALA (International Association of Marine Aids to Navigation and Lighthouse Authorities) y la capacidad de poder apagar todas las turbinas inmediatamente deben ser consideraciones tenidas en cuenta para aumentar la seguridad.

Las zonas restringidas por y para el uso militar suponen un valioso número de espacios factibles de ser desarrollados para la industria eólica offshore. En estos casos, son necesarias soluciones prácticas para la convivencia entre tales zonas militares y las potenciales zonas de energía eólica, pero la solución debe venir a través del marco político nacional. Como ejemplo de la importancia y de la necesidad de soluciones políticas, el Ministerio de Defensa británico se ha opuesto a considerar ciertos sitios, tanto en tierra como en alta mar, como susceptibles de ser eólicamente explotados, ya que debido al hecho de que la altura de las turbinas representa un peligro en sí mismo, podrían interferir con los aviones que vuelan bajo, a pesar de que estos sitios no se encuentren en las cercanías de los aeropuertos militares. [15]

La alteración de las señales de radar y radio ha sido objeto de negociación en varios países y, en particular, la cuestión del radar fue tratada con mucha preocupación, ya que la alteración de la señal de radar provocada por los parques eólicos en alta mar puede convertirse en un serio obstáculo para su desarrollo futuro. La alteración de los equipos de radar debido a las turbinas es sólo en relación con las aspas en movimiento, ya que los movimientos de las mismas son registrados por el radar como falsos ecos, dando lugar a varios puntos sobre la pantalla del operador que pueden ser confundidos con los ecos de una aeronave, de forma que si las turbinas están paradas no habrá ninguna perturbación del sistema de radar. Además, el efecto de alteración de las señales de radar y de radio aumenta con el número de turbinas

Como ejemplo de medidas para mitigar el efecto de las turbinas eólicas sobre los sistemas de radar y para disminuir el riesgo de colisión, se



puede mencionar que en el Reino Unido, las granjas eólicas están equipadas con reflectores/intensificadores de radar y dispositivos de señalización de niebla. Otro ejemplo es el de las Fuerzas Armadas noruegas, que han afirmado que 8 de las 23 plantas de energía eólica previstas en Noruega pueden dar lugar a problemas importantes para sus radares y sistemas de telecomunicaciones, por lo que no se deberían construir. [15]

Se puede concluir que aunque hay soluciones disponibles, será importante para el desarrollo de grandes parques eólicos marinos que el tema de la interferencia con los sistemas de radar y de radio sea más minuciosamente investigado.

Las restricciones de algunos derechos de pesca como consecuencia de la implantación de parques eólicos offshore provoca la aparición de regiones marítimas sometidas a conflictos de interés como consecuencia de la pérdida de dominios, hasta ahora propios de la pesca de arrastre y de la pesca con nasas. De momento este conflicto no ha excluido a ningún proyecto de ser llevado a cabo, pero se han tenido que conceder indemnizaciones a los pescadores en concepto de compensación financiera, a pesar de que en muchos casos no se habían obtenido pruebas evidentes de este perjuicio a los pescadores.

Con el fin de minimizar los impactos sobre la fauna marina, y por lo tanto, reducir el riesgo de conflictos con los pescadores, se recomienda [31]:

- Evitar la construcción de parques eólicos en zonas sensibles de desove, áreas con especies de importancia comercial o áreas de conservación y con alto valor para la pesca.
- Evitar la construcción durante los principales períodos de reproducción, cría o alimentación.

- Llevar a cabo estudios de monitoreo durante las diferentes fases de vida de la instalación offshore, con el fin de investigar el efecto que los parques eólicos en alta mar tienen sobre los peces.

La interacción de un parque eólico offshore con las poblaciones costeras próximas a él, se refleja principalmente en el ruido y vibraciones generadas por las turbinas eólicas y en el impacto visual que el parque produce sobre el horizonte.

El ruido es un asunto de interés público, a pesar de que el de los parques eólicos marinos, en general, no sea perceptible en tierra. Sin embargo, parece ser que la energía eólica ha recibido la reputación de ser ruidosa. El ruido de las turbinas surge como consecuencia del movimiento de las palas a través del aire (ruido aerodinámico) y la consiguiente transmisión de potencia mecánica al interior de la góndola (ruido mecánico). Además, puede provenir también de los equipos de control dentro de la torre (electrónica de potencia).

El grado de interacción del ruido depende principalmente del nivel de la emisión de éste, de la distancia de las turbinas a las poblaciones costeras receptoras, de la dirección del viento y de los niveles de ruido de fondo.

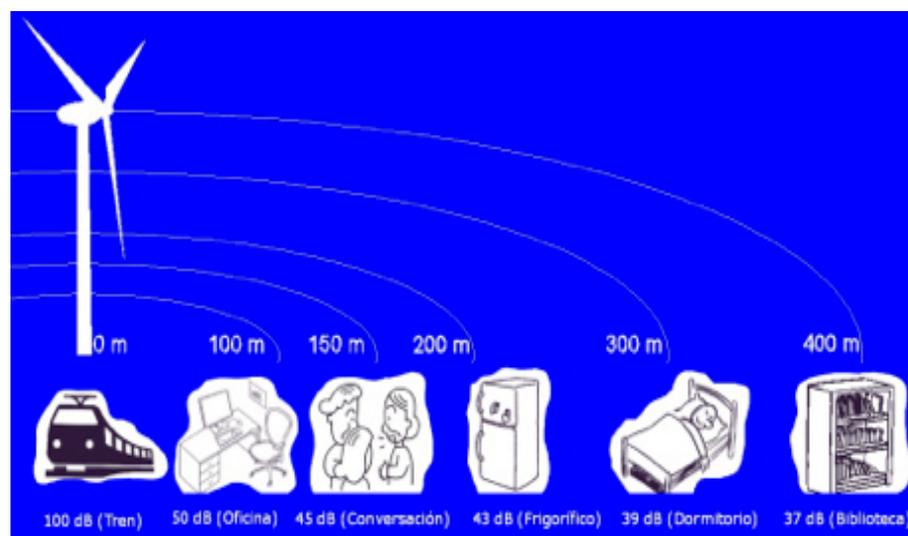


Figura 34 Ruido generado por un aerogenerador en función de la distancia [32]

Se espera que el ruido pueda tener los siguientes efectos:

- Desorientación de aves.
- Pérdida de hábitat para mamíferos marinos.
- Disminución de la aceptación del público si el ruido de la turbina es perceptible por el ser humano.

Los fabricantes de turbinas pueden verse tentados a poner menos énfasis en el control del ruido porque el ruido de los parques eólicos en alta mar no se percibe como un problema importante, al estar las turbinas colocadas lo suficientemente lejos de la costa, sin embargo, tal actitud, combinada con el aumento en el tamaño de la turbina y en la velocidad de punta de pala puede conducir a que tal problema pueda aparecer de nuevo.

En lo referente al impacto visual, existe una creciente preocupación pública en toda Europa por los efectos visuales de la energía eólica sobre el paisaje en general. Los parques eólicos offshore plantean nuevas preocupaciones a las ya existentes en cuanto a los efectos visuales de las turbinas eólicas onshore, ya que aquí representan estructuras artificiales en mitad de un paisaje abierto.



Figura 35 Impacto visual de las turbinas del parque eólico offshore North Hoyle (67 m de altura de buje y situadas a 7.5 Km de la costa). Gales, Reino Unido. [33]

Sobre los parques eólicos offshore ya establecidos en lugares cercanos a la costa, las preocupaciones por los impactos visuales han jugado un papel importante por parte de la opinión pública. Como el impacto visual es una cuestión de gusto por parte del observador, es de esperar que siempre haya resistencia pública, especialmente para proyectos cercanos a la costa.

Obviamente, el impacto visual disminuye con la distancia a la costa, y en general, se supone que este impacto sobre un observador situado al nivel del mar es insignificante cuando las instalaciones se encuentren aproximadamente a 45 km de la costa, como justifica la siguiente fórmula, debido a la curvatura de la superficie de la Tierra. [34]

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

donde:

- L= distancia a costa mínima.
- H= altura de pala = $H_{\text{torre}} + R_{\text{rotor}} \approx 90 + 60 = 150$ m.
- R= radio terrestre.

Del mismo modo, estas distancias serán mayores donde haya posiciones elevadas, pero también pueden verse reducidas dependiendo del clima y la claridad atmosférica.



Figura 36 Simulación del impacto visual de una turbina ubicada a diferentes distancias de la costa [32]

La visibilidad desde la costa también dependerá de las luces y la pintura para la navegación, impuestas por las autoridades con el fin de minimizar el riesgo de colisión naval o aérea.

La conclusión general es que las turbinas se deben marcar correcta y eficazmente, de conformidad con la legislación nacional y/o directrices internacionales a fin de minimizar el riesgo de colisión con barcos, aviones volando bajo o helicópteros. En consecuencia, la pintura y las luces para la iluminación/señalización pueden tener consecuencias negativas sobre el impacto visual y aumentar el riesgo de colisión con aves, pudiendo hacer ambos hechos que la aceptación pública a este tipo de instalaciones disminuya. Por lo tanto la seguridad debe estar bien equilibrada y en armonía con el entorno.

4.3 Factores intrínsecos

Aunque dentro de los factores intrínsecos el que más obviamente resulta a la mente sea el de los aerogeneradores, para poder tener un parque eólico offshore completo, se requiere contar además con la presencia de una gran variedad de elementos como son las torres meteorológicas, las subestaciones y las subestructuras principalmente, así como de un sistema de cables para la recolección de potencia dentro del parque y su posterior evacuación a la red situada en la costa. A modo de esbozo se presenta una visión de los factores intrínsecos de un parque eólico offshore:

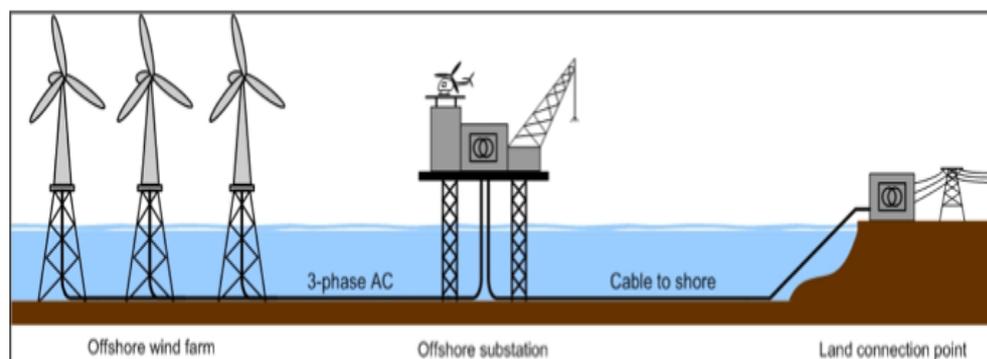


Figura 37 Esquema de un parque eólico offshore con algunos de los factores intrínsecos que lo componen [10]



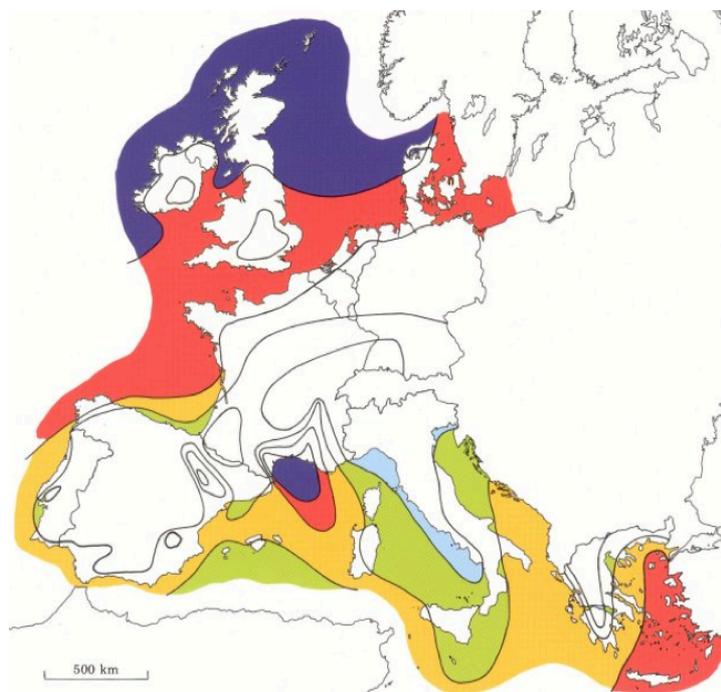
4.3.1 Torre meteorológica

El recurso eólico se expresa normalmente como velocidad del viento o densidad de energía, y por lo general, habrá un valor de corte por debajo del cual la energía que se puede extraer es insuficiente para que el desarrollo del parque eólico sea rentable y un valor de corte por encima del cual el funcionamiento de las turbinas resulte peligroso.

La mejor y más precisa indicación del recurso eólico en un sitio es a través de la medición in situ, utilizando un anemómetro y una veleta. Esto es, sin embargo, un proceso bastante costoso, y requiere mucho tiempo para que los datos analizados sean representativos.

En una escala más amplia, la velocidad del viento puede ser caracterizada mediante la utilización de programas informáticos. Sin embargo, para poder extrapolar datos y sacar conclusiones, estos a su vez deben apoyarse sobre mediciones realizadas por estaciones meteorológicas en lugares próximos [15].

A partir de estos programas de mapeo de viento se puede obtener una representación gráfica de la velocidad media del viento en una región para diferentes alturas, denominada atlas eólico. Para la realización del atlas eólico offshore europeo que se muestra a continuación, se han empleado los datos recopilados por una gran cantidad de estaciones meteorológicas, representativas de las diferentes regiones offshore que rodean al continente, logrando así una distribución de velocidades de viento a gran escala.



Wind resources over open sea (more than 10 km offshore) for five standard heights										
	10 m		25 m		50 m		100 m		200 m	
	ms^{-1}	Wm^{-2}								
Dark Blue	> 8.0	> 600	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 10.0	> 1100	> 11.0	> 1500
Red	7.0-8.0	350-600	7.5-8.5	450-700	8.0-9.0	600-800	8.5-10.0	650-1100	9.5-11.0	900-1500
Yellow	6.0-7.0	250-300	6.5-7.5	300-450	7.0-8.0	400-600	7.5- 8.5	450- 650	8.0- 9.5	600- 900
Light Green	4.5-6.0	100-250	5.0-6.5	150-300	5.5-7.0	200-400	6.0- 7.5	250- 450	6.5- 8.0	300- 600
Light Blue	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 6.0	< 250	< 6.5	< 300

Figura 38 Atlas eólico europeo para cinco alturas estándar [35]

Para un diseñador de parques eólicos, los mapas de vientos son herramientas valiosas para acotar la región donde implantar el parque, pero no son lo suficientemente precisas para justificar la financiación del desarrollo. Por ello, debe quedar claro que no son un sustituto de las mediciones in situ, sino que más bien sirven para enfocar las investigaciones e indicar dónde puede merecer más la pena tomar mediciones in situ.

Una vez que la velocidad del viento en el lugar ha sido estimada, es vital hacer un análisis exacto y fiable de la producción de energía que pudiera generar un parque eólico construido allí.

Ya que la característica más importante de un parque eólico es la velocidad del viento, y que su rendimiento está muy expuesto a las incertidumbres y errores en la estimación de la velocidad real del viento, una de las primeras estructuras que debería ser instalada durante la etapa de planificación de un parque eólico offshore con el fin de estimar de una manera precisa el recurso eólico del viento y la producción de energía dentro del área de desarrollo del parque, se corresponde con una torre meteorológica.

No obstante, debido al elevado coste que supone la instalación de una torre meteorológica, no todos los parques offshore cuentan con tal estructura, y lo que se suele hacer, como ha sido el caso del gobierno Alemán a través de su denominado proyecto FINO (Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee Nr. 1,2,3), es situar varias torres meteorológicas en diversos lugares clave, dentro de sus dominios marítimos, capaces de caracterizar de forma exacta los datos meteorológicos de los futuros parques offshore que se construirán en sus proximidades, permitiendo que una sola torre sirva de base de datos para varios parques.



Figura 39 Ubicación de las torres meteorológicas del proyecto FINO [36]



Figura 40 Torre meteorológica FINO 1 [36]

Una torre meteorológica se compone principalmente de una estructura o mástil (generalmente en celosía), de una plataforma de operaciones y de diversos instrumentos meteorológicos y oceanográficos así como de otros para fines diferentes.

El mástil es el encargado de recoger los datos relativos al viento por la intersección de éste con anemómetros y veletas situados a diferentes alturas para caracterizar la velocidad y dirección predominante del viento en la zona del proyecto. Los demás sensores miden parámetros como la temperatura del aire, la presión, la humedad y la densidad atmosférica, las precipitaciones, la velocidad y dirección de las corrientes oceánicas, la temperatura del agua del mar, etc. Todos estos datos servirán para mejorar el diseño y el impacto de las turbinas eólicas en su entorno marino así como para la selección más idónea de los equipos y procedimientos de instalación, operación y mantenimiento que serán adoptados.

Por otra parte, todos los cálculos de costo-efectividad se han de basar en previsiones de rendimiento que, en concreto, no pueden ser establecidas en ausencia de estadísticas de viento probadas. Así pues, deben hacerse todos los esfuerzos posibles para maximizar la duración, la calidad y la cobertura geográfica en todo el parque eólico de los datos recogidos. Sin embargo, las mediciones se deberían llevar a cabo mucho antes del principio del proyecto y por lo tanto una cierta incertidumbre es inevitable.

4.3.2 Aerogenerador

Una turbina eólica o aerogenerador es un dispositivo electro-mecánico rotatorio que tiene por objetivo el de transformar la energía cinética contenida en el viento en energía mecánica rotatoria con la ayuda de un rotor y ésta, a su vez, en energía eléctrica gracias a un generador albergado en su interior.

Un aerogenerador se compone de tres elementos básicos:

- torre,
- góndola o navecilla,
- rotor,

que se estructuran de la siguiente manera: la torre, por su parte inferior se une con la pieza de transición mientras que por su parte superior conecta con la góndola; a su vez, la góndola actúa como soporte del rotor, el cual está compuesto por la nariz, el buje y las palas o aspas.



Figura 41 Detalle de las uniones de los elementos principales del aerogenerador [37]

La torre es una estructura tubular de acero laminado, con una suave forma cónica para aumentar su resistencia y ahorrar material, que provee soporte para el conjunto de la turbina y cobija en su interior diferentes componentes entre los que se incluyen principalmente un transformador, generalmente situado en la base, y los cables de comunicación y

alimentación. La torre también incluye en su interior una escalera de mano y/o un mecanismo de elevación para facilitar el acceso a la góndola.

La *góndola* es el chasis principal del aerogenerador, se sitúa en la parte superior de la torre y está fabricada normalmente en acero forjado y placas de fibra de vidrio. Constituye la unidad más grande y pesada que ha de ser elevada y por lo tanto juega un papel importante a la hora de determinar la viabilidad de los barcos aptos para su instalación.

Se encuentra unida, a la torre por medio de una corona dentada para permitir la orientación del rotor frente al viento y, al rotor a través del eje principal o eje de baja velocidad, que transmitirá la fuerza del viento al multiplicador y éste, a su vez, al generador. En su parte interior se encuentran los elementos eléctricos, electrónicos y mecánicos necesarios para convertir el giro del rotor en energía eléctrica y en su parte exterior lleva instalado un anemómetro y una veleta conectados a los sistemas de control del aerogenerador y unos respiraderos para garantizar la refrigeración.

A continuación se muestran y describen brevemente los elementos más importantes que lo integran:

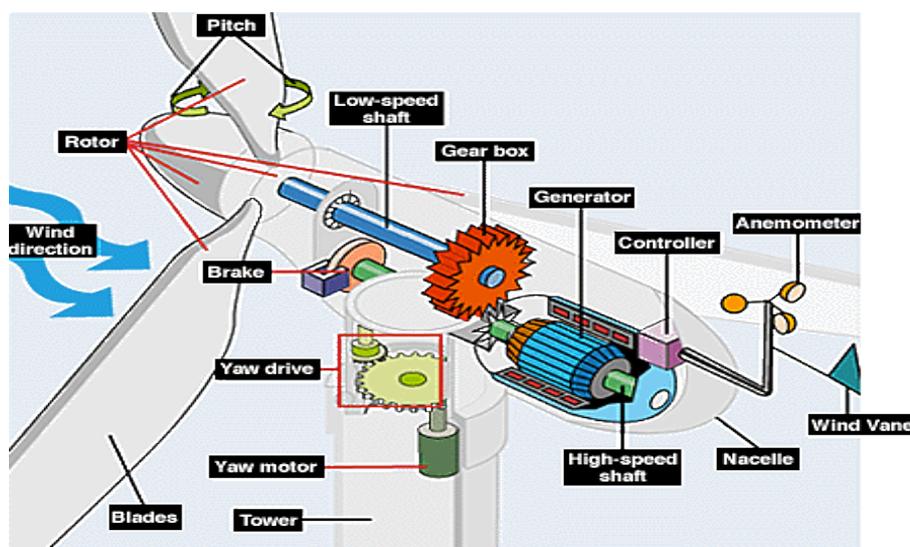


Figura 42 Representación esquematizada de las principales partes de un aerogenerador [38],[39]



- Eje de baja velocidad (low-speed shaft): es el eje que conecta el rotor con el multiplicador y por lo tanto gira con la misma velocidad angular que el primero.
- Multiplicador (gear box): es una caja de engranajes que convierte la baja velocidad de giro y alta potencia del eje de baja velocidad en una velocidad de giro mucho mayor, idónea para el funcionamiento del generador.
- Freno (brake): suele ser un freno de disco y se encarga de detener el rotor durante las labores de mantenimiento, reparación, tormenta, etc.
- Eje de alta velocidad (high-speed shaft): es el encargado de transmitir la velocidad de giro a la salida del multiplicador al rotor del generador eléctrico.
- Generator (generador): convierte la energía mecánica producida por el rotor en energía eléctrica.
- Controller (controlador): el controlador electrónico tiene un ordenador que continuamente monitoriza las condiciones del aerogenerador y que controla tanto el mecanismo de orientación como los sistemas de parada.
- Anemometer and wind vane (anemómetro y veleta): sirven para determinar la intensidad y dirección del viento, siendo estos valores los inputs del controlador.
- Yaw drive (sistema de giro en torno al eje vertical): permite a la góndola, y por lo tanto también al rotor, orientarse para estar enfrentado al viento.
- Yaw motor (motor de giro en torno al eje vertical de la torre): alimenta el sistema de giro de la góndola en torno al eje vertical.



El *rotor*, que se encuentra unido al eje principal para la transmisión del giro, se puede dividir en 3 partes diferenciables:

- **Nariz:** Es un elemento aerodinámico que se sitúa frente a la dirección del viento, sobresaliendo de la zona de unión entre las palas y el buje y cuya principal misión consiste en redireccionar el viento de la parte frontal del rotor a los respiraderos de la góndola para su refrigeración y a la vez evitar turbulencias en la parte frontal del rotor.
- **Buje:** Es una estructura de acero que sirve como pieza de unión entre las palas y el eje principal, y por lo tanto es el transmisor de la fuerza rotatoria que el viento genera sobre las palas al interior de la góndola. Además, es uno de los componentes de la turbina sometido a mayor esfuerzo.
- **Palas:** Las palas deben ser fabricadas con materiales de gran resistencia estructural y a la fatiga para su correcto funcionamiento a lo largo de los 25 años de vida media que se les supone a los aerogeneradores, teniendo en cuenta que estarán afectados de las inclemencias climáticas, fuerte vientos y en los casos de aerogeneradores offshore a los efectos corrosivos originados por el agua y la salinidad. Los materiales empleados para cumplir todas estas premisas son materiales compuestos de fibra de vidrio y epoxis o poliéster, fibra de carbono, etc.

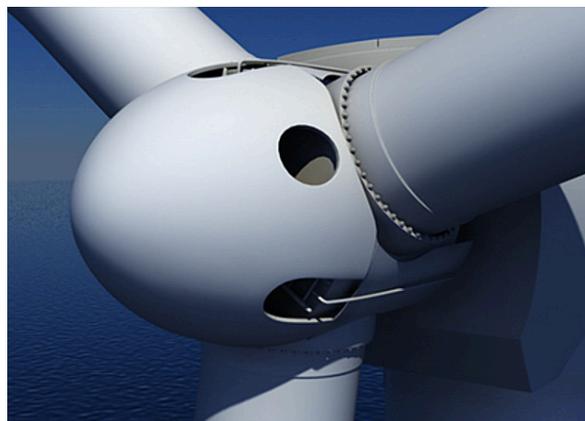


Figura 43 Vista en detalle del rotor de un aerogenerador offshore [39]



Opcionalmente, el rotor puede contener en su interior un sistema mecánico, denominado sistema activo de control de velocidad, que permite controlar el ángulo con el que las palas se enfrentan al viento y de esta manera la velocidad de rotación. No obstante, por ser más caros que los sistemas pasivos de control de velocidad, se suele optar por la segunda opción, basada en un diseño aerodinámico especial de las palas.

En la actualidad, las turbinas offshore instaladas en los parques eólicos clasificados, según su potencia total, con el status de comerciales (potencia superior a los 100 MW), están comprendidas entre los 2 y los 5 MW de potencia nominal, tienen una altura de buje desde la línea de agua que varía entre los 80 y 100 metros de altura y un diámetro de rotor entre los 72 y los 126 metros, quedando el peso y el tamaño de todos sus elementos proporcionados con la capacidad eléctrica de la turbina. [10]

Tabla 2 Relación aproximada entre el diámetro del rotor y la máxima potencia de salida [40],[41]

Diámetro del rotor (m)	Potencia de salida (KW)
10	25
17	100
27	225
33	300
40	500
44	600
48	750
54	1000
64	1500
72	2000
80	2500
126	5000

Cuando comparamos un aerogenerador onshore con otro offshore, vemos que los componentes que acabamos de describir son en ambos casos muy similares, lo cual se debe a que es práctica común adoptar los



diseños onshore para las situaciones offshore. Sin embargo, existen importantes diferencias entre ambos entornos en lo que a medidas de protección se refiere, ya que los aerogeneradores offshore, para ser capaces de hacer frente a un medio marino que es mucho más hostil, deben emplear soluciones como la protección catódica, la pintura anticorrosión, la intensificación de los sistemas de ventilación y los filtros, etc.

No obstante, para complementar y profundizar de una manera más exhaustiva en los condicionantes derivados de las turbinas eólicas offshore, ámbito éste fuera del proyecto, es aconsejable revisar los manuales creados por instituciones europeas como son Germanischer Lloyd (GL), Det Norske Veritas (DNV) y TUV Nord entre otras. Asimismo, es aconsejable revisar la normativa internacional IEC-61400-3 Design Requirements For Offshore Wind Turbines.

4.3.3 Conexión eléctrica

Debido a que el objeto central de este proyecto es el de realizar un estudio de viabilidad de la conexión eléctrica de un parque eólico offshore, el cual será llevado a cabo con más detalle en el apartado sexto de esta memoria, la intención dentro de este apartado es únicamente la de ofrecer una perspectiva global de los elementos involucrados en dicho estudio.

El objetivo fundamental de la conexión eléctrica de un parque eólico offshore es el de poner la energía producida dentro del parque a disposición del sistema eléctrico terrestre al que se conecte.

Para poder llevar a cabo esta labor y que el parque tenga un sentido práctico, no basta solamente con que el diseño de la conexión eléctrica sea lo más eficiente posible, para lo cual tendremos que ser capaces de estimar cuales son los elementos y sistemas que mejor se adaptan a las especificaciones impuestas, sino que la red eléctrica terrestre debe contar con la suficiente robustez para ser capaz de absorber la energía suministrada por el parque.



En esta conexión eléctrica se pueden identificar dos sistemas, uno de recolección de potencia eléctrica dentro del parque y otro de evacuación de la misma desde el parque situado en alta mar hasta el sistema eléctrico terrestre, que consisten básicamente en un conjunto de cables, subestaciones y aparamenta que conectan las turbinas y el parque eólico a la red eléctrica situada en tierra. No obstante, bajo determinadas condiciones como veremos más adelante, estos dos sistemas se pueden plasmar en un único sistema.

La recolección dentro del parque se realiza mediante cables que conectan, principalmente en forma radial o en anillo dependiendo de la configuración y diseño del parque eólico, los aerogeneradores unos a otros para posteriormente agrupar la salida de estos múltiples cables en un punto de recolección común o en una subestación transformadora, y desde ahí, realizar la evacuación de la potencia eléctrica a una subestación onshore que servirá de punto de interconexión con el sistema eléctrico terrestre.

Como dentro del parque el generador de cada turbina posee un nivel de tensión bajo (por lo general inferior a 1 kV, frecuentemente de 690 V), que no es lo suficientemente alto como para realizar directamente la conexión con el cable que la une al resto de las turbinas de su línea o anillo, se hace necesario el empleo de un transformador que eleve la tensión hasta un nivel superior, que históricamente ha venido evolucionando desde los 10 KV hasta los 33 kV en la actualidad, antes de poder verter la electricidad producida al cable de recolección. Este cable suele estar enterrado en torno a 1 metro por debajo de la línea de lodo y conectado con el transformador de la siguiente turbina de la cadena.

La energía transportada por el cable irá aumentando a medida que más turbinas son conectadas, y por lo tanto, también el tamaño del cable para dimensionar el incremento de carga. No obstante, es práctica habitual realizar el sobredimensionamiento del cable considerando la carga total que



tendrá que transportar, ya que las labores de cambio de sección de turbina a turbina resultan más complejas y costosas.

La cantidad de cableado requerida para la recolección de potencia dentro del parque dependerá del diseño del mismo, de la distancia entre las turbinas y del número de éstas, por lo que, en este sentido, para ahorrar en costes se opta por instalar aerogeneradores de gran potencia.

Con el objetivo de llevar a cabo la evacuación eléctrica del parque, es requisito indispensable conectar los aerogeneradores situados en alta mar con el punto de conexión a la red situado en tierra, para lo cual un cable submarino tiene que ser dispuesto entre ambos, siendo la longitud del mismo función tanto de la morfología y profundidad del fondo marino como de la distancia existente entre ellos.

Este cable de evacuación conecta el parque eólico a la red de transporte en tierra y se instala normalmente y siempre que sea posible de forma continua, sin empalmes ni conexiones intermedias. Este cable es, de forma general, enterrado en el fondo marino y/o recubierto con piedras o sacos de arena para evitar tanto su exposición a riesgos de cualquier tipo como el que pueda desplazarse por efecto del oleaje o de las corrientes submarinas. Ya, una vez que toca tierra, el cable es empalmado a un cable subterráneo similar y conducido a una subestación offshore, donde la energía del parque eólico es entregada a la red eléctrica.



Figura 44 Sistema de protección mediante sacos de arena [42]



La profundidad del agua a lo largo de la ruta del cable, el tipo de suelo y muchos otros factores determinarán la ruta y longitud del cable, el tiempo y el costo de su instalación.

Esta longitud, junto con la potencia total generada por la instalación y las pérdidas asociadas con la evacuación de esta potencia (directamente proporcionales a ambos parámetros) determinarán el sistema idóneo a utilizar para llevar a cabo la evacuación eléctrica.

Dos opciones existen en la actualidad para realizar la conexión, que son [43]:

- una o varias líneas transportan directamente la energía eléctrica producida por los aerogeneradores hasta una subestación transformadora onshore que sirve de punto de conexión con la red eléctrica terrestre. Es lo que se conoce como evacuación al nivel de tensión del parque o a media tensión (MV).
- una o varias líneas transportan la energía eléctrica producida por los aerogeneradores hasta una subestación transformadora offshore, desde la cual parte un nuevo cable submarino que evacua la energía hasta una subestación transformadora onshore que sirve de punto de conexión con la red eléctrica terrestre. Es lo que se conoce como evacuación en alta tensión (HV).

La primera opción es la que se ha venido usando desde un principio, debido a que los primeros parques eólicos offshore eran modestos en cuanto a capacidad y se hallaban emplazados cerca de la costa. La conexión es muy similar a la que se realiza en los parques eólicos onshore, con las turbinas conectadas en bloques de forma radial a una subestación onshore, la cual realiza la función de punto de interconexión con la red eléctrica terrestre.

Esta opción no requiere de la instalación de una subestación transformadora offshore, sino que es suficiente con la instalación de un transformador en el interior de cada torre para elevar la tensión de los generadores desde 690V (tensión típica a la salida del generador) hasta los 33 KV empleados en la actualidad como nivel de tensión dentro del parque.

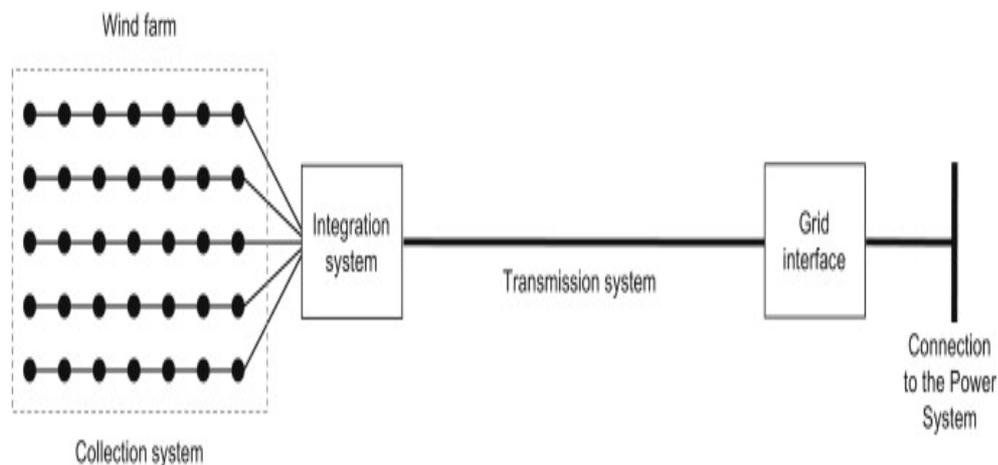


Figura 45 Esquema de evacuación directa al nivel de tensión del parque o media tensión (MV) [44]

Es dentro de esta opción donde los sistemas de recolección y evacuación pueden unificarse en un único sistema cuando los valores de potencia a evacuar y la distancia a tierra hacen que sea más rentable evacuar la potencia de cada bloque de turbinas por separado que establecer un punto de integración común dentro del parque desde donde parta un único cable.

En el caso de la segunda opción, el desarrollo de proyectos cada vez mayores y más alejados de la costa está promoviendo su impulso, siendo en la actualidad el sistema con mayor proyección ya que permite evacuar la electricidad generada con un mayor nivel de tensión, lo que hace que las pérdidas en el transporte sean menores para los mismos valores de potencia y distancia.

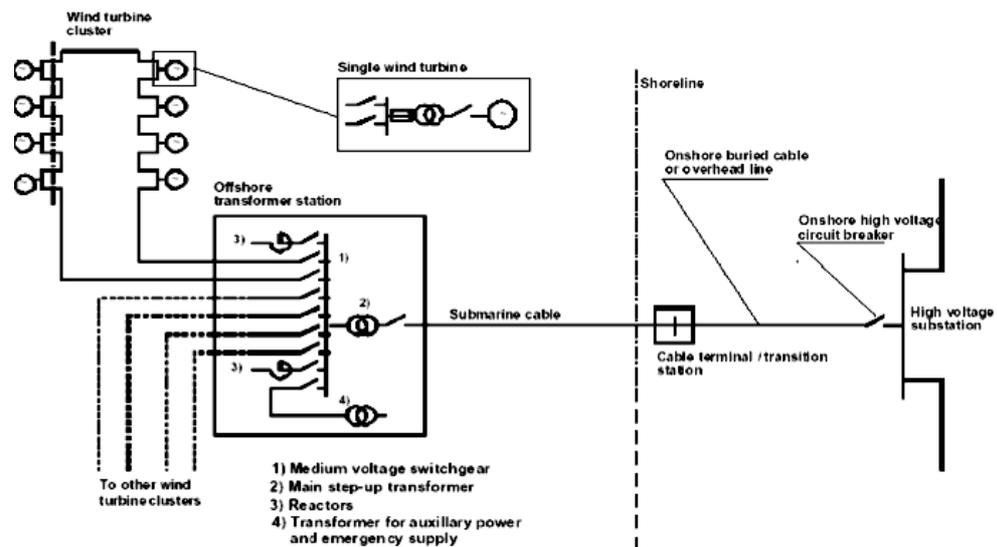


Figura 46 Esquema de evacuación en alta tensión (HV) [45]

Mientras que con la primera opción la evacuación se lleva a cabo en corriente alterna (AC), con la segunda opción tenemos la posibilidad de hacer la evacuación en corriente alterna o en corriente continua (DC), distinguiéndose a su vez dentro de la evacuación en corriente continua dos posibilidades: la convencional o basada en convertidores de fuente de intensidad y la plus o basada en convertidores de fuente de tensión (VSC).

Dentro de esta segunda opción, en el caso de que se opte por usar una línea de evacuación en alta tensión con corriente alterna (HVAC), el coste será relativamente bajo ya que la evacuación en AC es una técnica bien conocida que requiere de una subestación en alta mar, un cable submarino y una subestación en tierra pero que tiene la desventaja de producir grandes pérdidas para grandes distancias, mientras que si optamos por usar una línea de evacuación en alta tensión con corriente continua (HVDC), se utilizarán además de los equipos necesarios para la transmisión en AC, equipos extras a ambos lados de la línea de evacuación, tales como variadores de fase, rectificadores e inversores que ampliarán el coste total de la instalación eólica pero que, para grandes parques situados a gran distancia en alta mar resultan más económicos ya que no incurrir en tantas pérdidas. [46],[47]

Para cualquiera de los sistemas por el que se opte, los cables empleados tanto en la recolección como en la evacuación de la potencia eléctrica son de forma genérica de triple núcleo, es decir, que se componen de tres conductores, de esta manera es más fácil, rápido y barato tenderlos desde el barco ya que no hay que tender tres cables de forma separada. No obstante, algunos fabricantes recomiendan por motivos de flexibilidad el empleo de tres cables unipolares a partir de los 300 mm² de sección, ya que al aumentar el diámetro, la flexibilidad del cable disminuye y su bobinado en el barco y posterior tendido resultan bastante más complicados. [43]

En cuanto a las subestaciones offshore, el objetivo de las mismas es el de elevar aún más el nivel de tensión de la electricidad generada por los aerogeneradores antes de ser evacuada. Esto permite que el flujo generado por el parque sea evacuado mediante cables de mayor voltaje, lo que va a minimizar las pérdidas y aumentar la eficacia eléctrica del conjunto.



Figura 47 Izado e instalación de la subestación 1 del parque London Array [48]

La subestación tiene que ser diseñada con la potencia adecuada (MVA) para poder soportar la capacidad máxima de evacuación del parque, incluso sobredimensionarse para ser capaz de hacer frente a posibles ampliaciones,



y debe estar ubicada dentro del parque en un lugar que minimice al máximo tanto su interacción con el viento, para no perjudicar a las turbinas, como la distancia con el sistema de recolección del parque, para reducir las pérdidas eléctricas dentro de éste. [10],[48]

Todos los parques eólicos offshore demandan la presencia de al menos una subestación, pero no todas las subestaciones han de encontrarse en alta mar. Como ya mencionamos en este apartado al hablar de los distintos tipos de sistemas de evacuación, la necesidad de subestaciones offshore depende del nivel de potencia generada por el parque y de la distancia a la costa, parámetros que en conjunto determinarán el punto de equilibrio entre los gastos de capital y las pérdidas asociadas con cada sistema de evacuación, y que por lo tanto, nos llevarán a decidimos sobre cual de los sistemas de evacuación posibles es el más adecuado tanto técnica como económicamente.

4.3.4 Subestructura

La subestructura de cualquier componente que forma parte de un parque eólico offshore, como son principalmente los aerogeneradores y las subestaciones, se refiere al conjunto integrado por:

- la cimentación,
- la pieza de transición,
- la protección frente a la socavación,

El propósito principal de la cimentación es el de servir de apoyo para que descansa el aerogenerador y transmitir su carga al fondo marino. El de la pieza de transición es el de unir la cimentación con el aerogenerador, absorber tolerancias y suavizar la rigidez de la torre. Y por último, el propósito principal de la protección frente a la socavación es el de asegurar que las condiciones del fondo océano no se degraden, modificando así la integridad mecánica del sistema de apoyo en su conjunto.

4.3.4.1 La cimentación

Dentro de un parque eólico offshore, la tecnología empleada para las cimentaciones deberá ser diseñada de acuerdo con las condiciones específicas del lugar, entre las que destacan la profundidad del agua, las cargas que deberá resistir y las propiedades del fondo marino. El tamaño y peso del aerogenerador son también componentes clave que afectarán al tipo de cimentación y a su diseño.

En la actualidad existen cuatro tipos básicos de cimentaciones que predominan en los parques eólicos marinos:

- Monopilotes.
- Cimentación por Gravedad.
- Trípodas.
- Jackets.

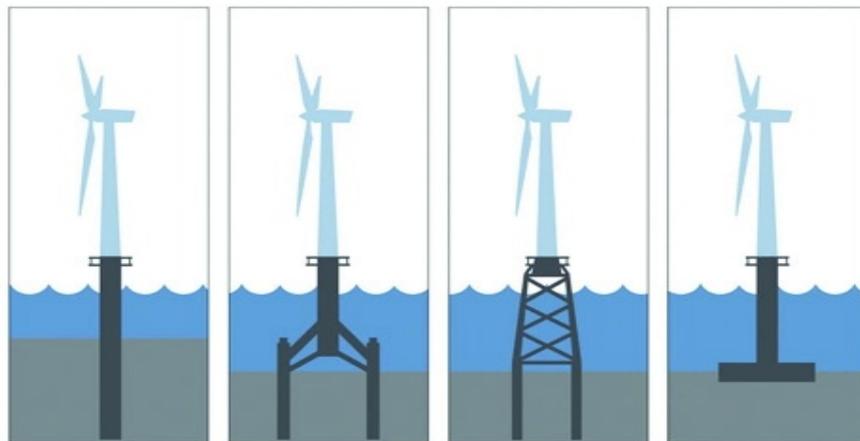


Figura 48 Opciones actuales de cimentación offshore: monopilote; trípodas; jacket; cimentación por gravedad [14]

Estas cimentaciones se caracterizan por estar fabricadas de una sola pieza en tierra firme y llevadas en barcasas a alta mar, donde son dispuestas verticalmente y apoyadas sobre el fondo.

El siguiente gráfico proporciona una idea del grado de integración de cada una de las cimentaciones dentro del parque eólico offshore europeo.

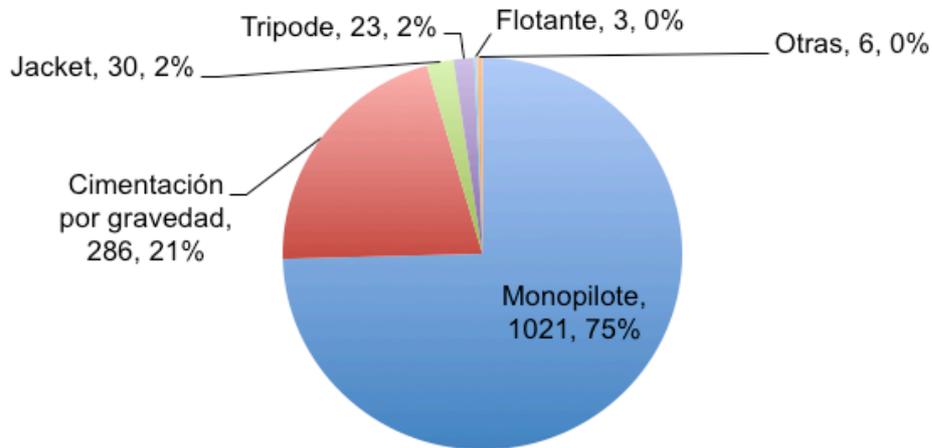


Figura 49 Tasa de participación de cada cimentación en parques eólicos offshore europeos en funcionamiento en 2011 [13]

Los *monopilotes* se caracterizan por ser estructuras tubulares metálicas (aunque a veces también pueden ser de otros materiales como por ejemplo de hormigón), de gran diámetro (generalmente de 4 a 6 m) y con un espesor de sus paredes de en torno a 5 centímetros, que son insertados en el suelo marino entre un 40-50% de su longitud mediante un proceso de martillado, perforado o una combinación de ambos, transmitiendo así las cargas al terreno.

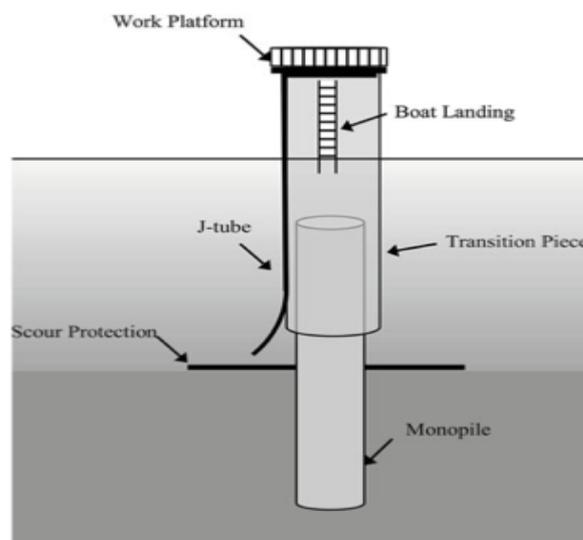


Figura 50 Esquema de una cimentación monopilote completa [49]

Los monopilotes son actualmente las cimentaciones más comúnmente empleadas en aguas poco profundas (hasta 20 ó 30 metros) y para soportar aerogeneradores de pequeño y mediano tamaño, debido a su bajo coste y simplicidad. No obstante, como consecuencia directa de sus limitaciones en lo referente a las condiciones de profundidad y de subsuelo (son adecuados en terrenos que cuentan con una primera capa de cierto espesor más blanda antes de llegar a la capa portante), es probable que disminuya su uso en aguas más profundas. A pesar de ello, gracias a los mercados incipientes, como los de Estados Unidos y China, se espera que en un futuro a corto y medio plazo los monopilotes sigan siendo la cimentación más solicitada.[49]

Las *cimentaciones por gravedad* son estructuras huecas, principalmente de hormigón, que una vez llevadas al lugar de instalación en el mar son rellenas con hormigón, grava y arena utilizando de esta forma su propio peso para resistir la fuerza del viento y del oleaje. Tienen forma cilíndrica o cónica siendo su diámetro inferior de entre 30 a 40 metros y suelen emplearse hasta los 25 metros de profundidad. Son menos costosas de construir que los monopilotes, pero por el contrario, sus costos de instalación son más altos, en parte debido a la necesidad de dragado y preparación del subsuelo para mejorar la capacidad portante del mismo y al uso de embarcaciones especializadas para el izado de cargas pesadas.

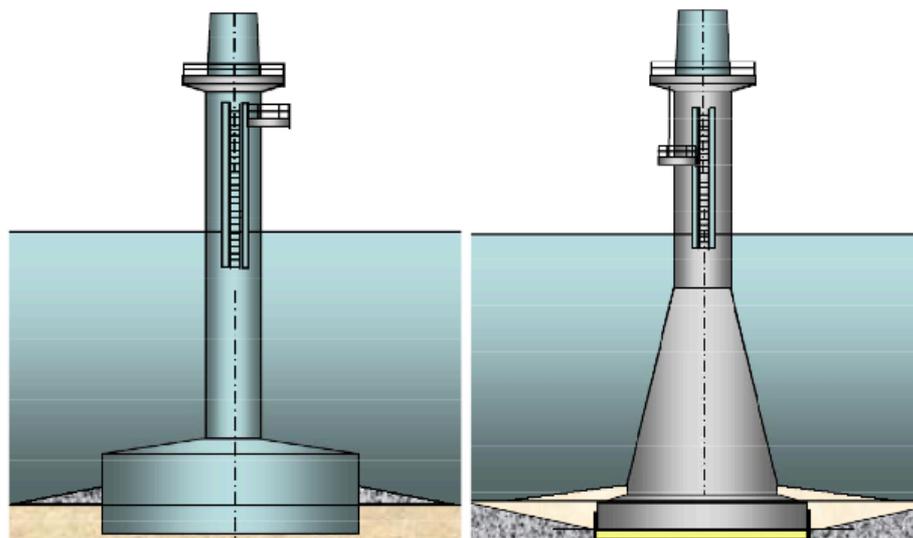


Figura 51 Tipos de cimentaciones por gravedad: cilíndrica (izq.) y cónica (dcha.) [19]

Las cimentaciones por gravedad han sido utilizadas en varios parques eólicos en alta mar, incluidos Middelgrunden, Nysted o Thornton Bank, siendo este último donde encontramos las cimentaciones por gravedad más profundas (27 m). [14]

Los *trípodes* consisten en un eje central de acero conectado a tres tubos cilíndricos también de acero de unos 2 ó 3 metros de diámetro, parcialmente anclados en el fondo marino. Son más pesados y caros de fabricar que los monopilotes, pero son más útiles en aguas profundas, siendo el proyecto Alpha Ventus uno de los pocos parques operativos que emplea cimentaciones de este tipo. [14]

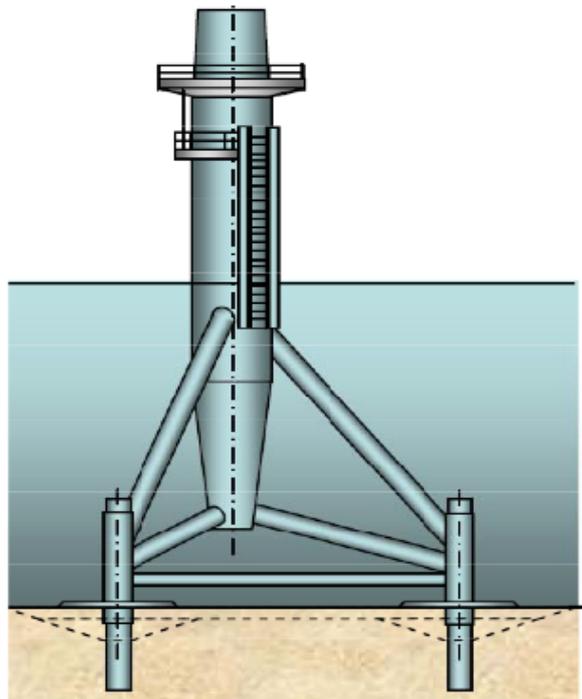


Figura 52 Recreación de una cimentación tipo trípode [19]

Dentro de los trípodes podemos encontrar una modificación conocida como *tripilote*, que cuenta con la particularidad de que la pieza de transición se encuentra totalmente situada por encima del nivel del mar.

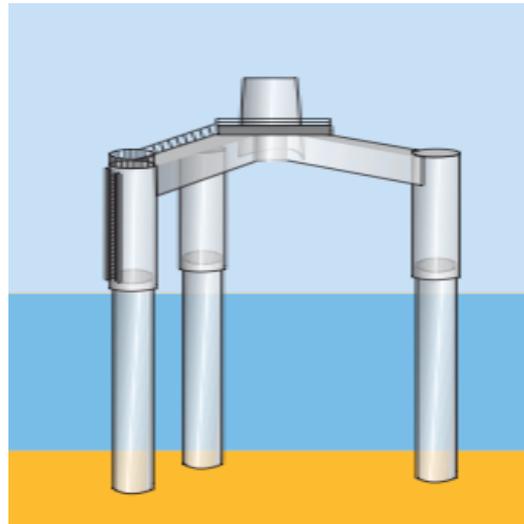


Figura 53 Recreación de una cimentación tipo tripilote [2]

Los *Jackets* son estructuras sólidas y pesadas constituidas por elementos tubulares entrecruzados de acero de entre 1 y 2 metros de diámetro, con espacios dispuestos entre si en forma de cuadrado o diamante, que se extienden desde la línea de lodo hasta por encima de la superficie del agua. El anclado es llevado a cabo a través de cada una de sus cuatro patas para asegurar la estructura al fondo marino y soportar las fuerzas laterales.

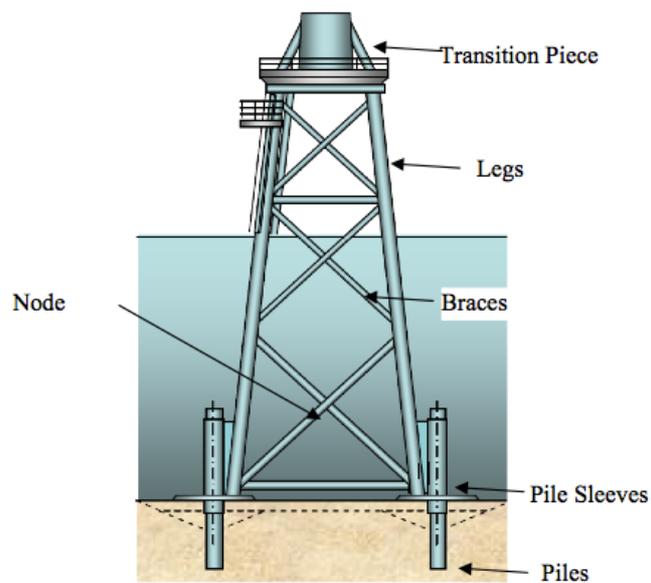


Figura 54 Recreación detallada de una cimentación tipo jacket [19]



Estas estructuras requieren equipos costosos para su transporte e izado. Hasta la fecha, los jackets apenas han sido utilizados por dos de los parques eólicos offshore más profundos, Beatrice (45 m) y Alpha Ventus (30 m) para sostener a grandes turbinas experimentales de 5 MW, debido a la preferencia por las aguas poco profundas cercanas a la costa. No obstante, suelen ser de uso general para apoyar las subestaciones en alta mar. [2]

Los jackets, al igual que los trípodés, son adecuados en aguas profundas (por encima de los 20 metros), aunque las consideraciones de ámbito económico pueden limitar su uso en el agua a profundidades por debajo de los 100 metros.

A medida que aumenta la profundidad del agua como consecuencia del limitado número de lugares con bajas profundidades, el uso de las cimentaciones anteriormente mencionadas se verá limitado por consideraciones económicas, de forma que mientras que en la industria del petróleo y del gas el límite de profundidad para las plataformas es de unos 450 metros, en la industria eólica offshore el límite será probablemente inferior a los 100 metros de profundidad.

Ante tales condiciones venideras, será necesario el desarrollo de estructuras flotantes, que si bien traerán beneficios como por ejemplo una mayor facilidad en su construcción, movilización, instalación y posterior desmantelamiento, inicialmente implicarán grandes retos y tiempos de diseño debido a la inmadurez de esta tecnología.

Las estructuras flotantes constan básicamente de una plataforma flotante y de un sistema de anclaje, existiendo en la actualidad tres sistemas principales de los que se derivan todos los diseños alternativos.

Estos tres sistemas principales son:

- Spar o Ballast Stabilized system.
- TLP (tension leg platform) o Mooring Line Stabilized system.
- Barge floater o Bouyancy Stabilized system.

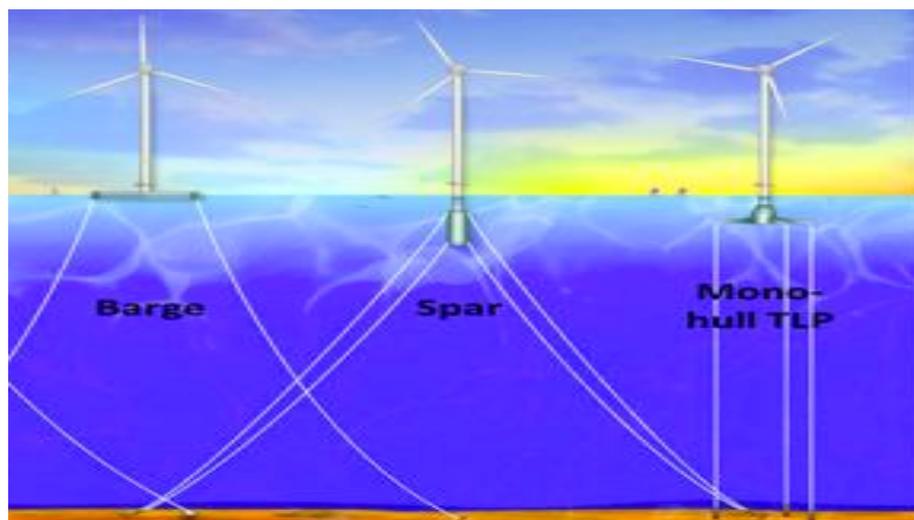


Figura 55 Esquema de las principales subestructuras flotantes [50]

El primero de estos sistemas flotantes, llamado *Spar*, se caracteriza por estar constituido por un tubo cilíndrico de gran longitud en cuyo interior coexisten aire en su parte superior, para hacer que éste flote, y lastre en su parte inferior, para conferirle al conjunto un momento estabilizador. Además, la estructura es fijada al fondo marino mediante cables de amarre para evitar que pueda desplazarse.[34]

Este sistema es en la actualidad el único de los tres que ha sido probado a escala real para soportar a un aerogenerador offshore, siendo desarrollado en aguas Noruegas en 2009 por la empresa Statoil bajo el nombre de Hywind.

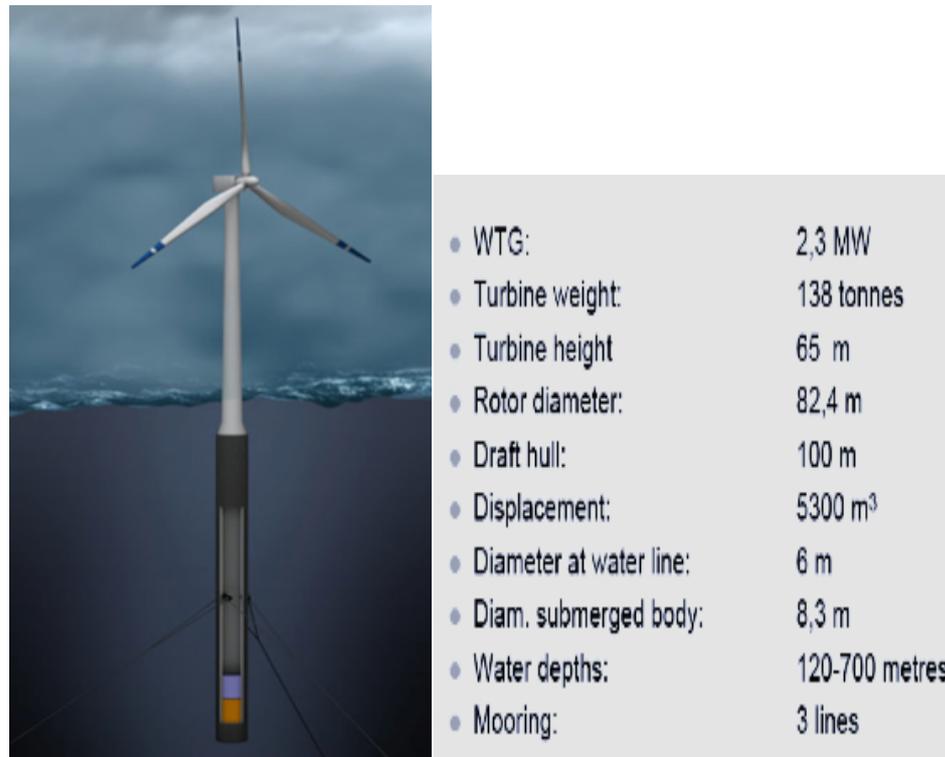


Figura 56 Aerogenerador Hywind [49][51]

El segundo de estos sistemas es el *TLP*, que se caracteriza por estar compuesto de una plataforma flotante sumergida y de un sistema de cables (patas) para su sujeción al fondo marino, siendo su principio de funcionamiento el de un exceso de flotabilidad que supere el peso de la plataforma y que provoque, por lo tanto, una pretensión en los cables verticales que mantienen anclada la plataforma al fondo.

El principal hándicap de este sistema es la fijación de las patas, ya que el fallo de la misma provocaría el colapso total de la estructura. Las patas se puede fijar al fondo del mar de forma conjunta mediante un anillo de hormigón pesado (anclaje por gravedad), o de forma individual mediante anclaje por succión o por clavado, aunque ninguno de estos métodos es particularmente fácil de diseñar o barato de manejar, y entrañan un cierto grado de riesgo. [34]

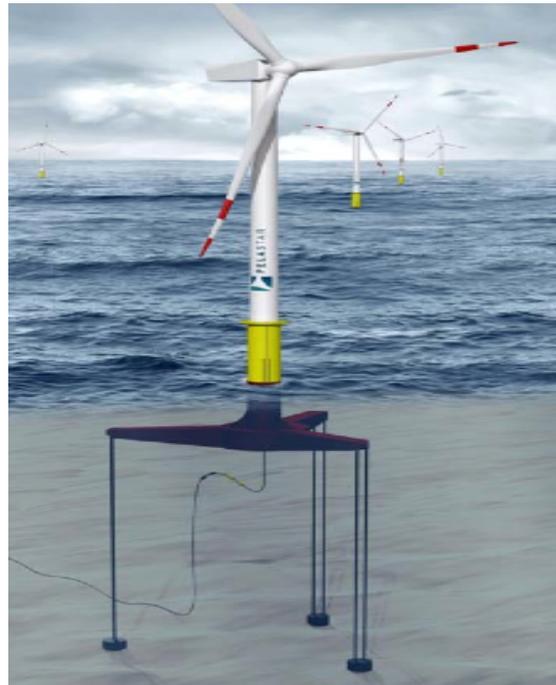


Figura 57 Estructura flotante tipo TLP con fijación por clavado o succión [52]

Este tipo de sistema lleva siendo usado en la industria petrolífera desde los años 80 y es idóneo para grandes profundidades. No obstante, de los tres sistemas que voy a comentar, aunque es el que menor libertad de movimiento permite resulta ser el más caro de los tres.

Por último tenemos el sistema denominado *Barge floater*. Este diseño es ampliamente conocido por la industria del petróleo y del gas, pero no se ha utilizado en la industria eólica hasta ahora.

La principal ventaja de este diseño es la instalación, ya que al simular a una barcaza, la instalación completa puede ser realizada en el puerto para posteriormente trasladar el conjunto hasta su posición final en el mar. Sin embargo, una vez instalado en el mar y debido a la gran superficie que posee, se verá seriamente afectado por las cargas hidrodinámicas por lo que no se recomienda en lugares con oleaje extremo.[34]



Figura 58 Estructura flotante tipo Barge Flotar [53][54]

4.3.4.2 Pieza de transición

Después de que la cimentación haya sido instalada, la pieza de transición es colocada en la parte superior de ésta para proporcionar entre otros elementos una plataforma de nivel que incluya en su exterior amarre para los barcos, barandillas de seguridad, escaleras y cubierta de acceso.



Figura 59 Pieza de transición para cimentación tipo monopilote [14]

En las cimentaciones monopilote, la pieza de transición es colocada in situ y el espacio entre la cimentación y ésta se rellena normalmente con una masilla de cemento mientras que en los casos de los trípodos, jackets y cimentaciones por gravedad, las piezas de transición son instaladas en tierra.

4.3.4.3 Protección contra la socavación

Cuando una estructura es colocada en el paso de una corriente y el fondo marino es susceptible de ser erosionable como consecuencia de ésta, el fenómeno de la socavación puede aparecer y conducir a la inestabilidad estructural.

Este fenómeno consiste en la eliminación de los sedimentos en la zona alrededor de la cimentación de una estructura de apoyo y los métodos de protección frente a la socavación van a depender del comportamiento de las corrientes y del oleaje en el lugar, del sustrato y del tipo de cimentación empleada.

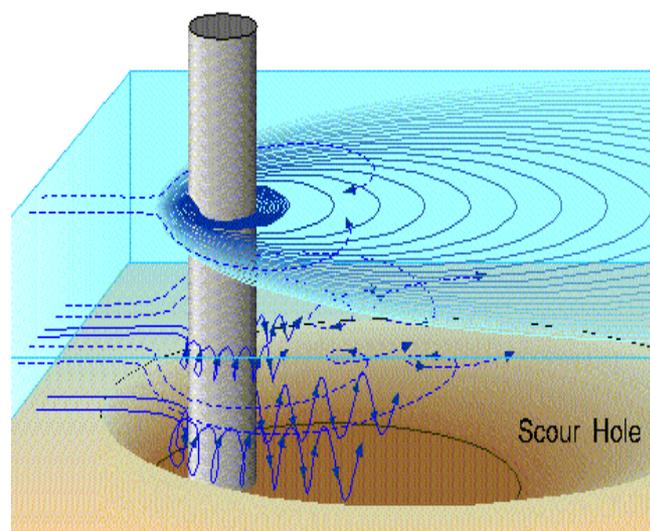


Figura 60 Simulación del efecto socavación en torno a una estructura cilíndrica [55]

Tanto los monopilotes como las cimentaciones por gravedad y los trípodos requieren protección frente a la socavación, mientras que los



jackets requieren poca o ninguna protección. No obstante, la solución a este tipo de problemas se puede alcanzar mediante métodos simples y relativamente baratos, entre los cuales se incluyen la protección contra la socavación mediante el vertido de piedras de diferentes clases y la colocación de mallas de hormigón alrededor de los cimientos.



Figura 61 Detalle de la protección frente a la socavación para un monopilote [55]

4.4 Factores mixtos

4.4.1 Logística

La logística, en su concepto más literal, se define como el conjunto de medios y métodos necesarios para llevar a cabo la organización de un proyecto.

La logística dentro de la realización de un parque eólico offshore debe ser entendida como una cadena de suministro en donde sus participantes, los cuales pueden ser agrupados en varias categorías principales, trabajan de manera coordinada bajo lo que se ha denominado multicontrato.



Estas categorías son:

- Fabricante de turbinas eólicas.
- Fabricantes de subestructuras.
- Suministradores de equipos eléctricos.
- Contratistas marítimos.
- Suministradores de cables.
- Instaladores de cables.
- Operadores portuarios.

La logística es fundamental para el desarrollo de un proyecto de tal magnitud, debido a que las actividades logísticas conforman una red que representa el enlace entre los diferentes centros de producción y el lugar donde se va a construir el parque, ya que los primeros se encuentran separado por el tiempo y la distancia del otro.

Existen dos etapas básicas de logística:

- una destinada a optimizar un flujo de material constante a través de una red de transporte (principalmente barcos especializados) y de centros del almacenaje (zonas portuarias).
- la otra coordina una secuencia de recursos para realizar un determinado proyecto.

Al final, con la gestión de la logística, de lo que se trata es de gestionar los medios necesarios (superficies, medios de transportes, stock...) y movilizar tanto los recursos humanos como los financieros que sean precisos, contribuyendo lo máximo posible a la rentabilidad del proyecto.

La siguiente figura muestra cuatro diferentes opciones logísticas, considerando solamente los tres elementos más susceptibles de control

logístico dentro de un proyecto eólico offshore, como son el lugar de fabricación, el sistema de transporte y el lugar de almacenamiento y movilización del stock.

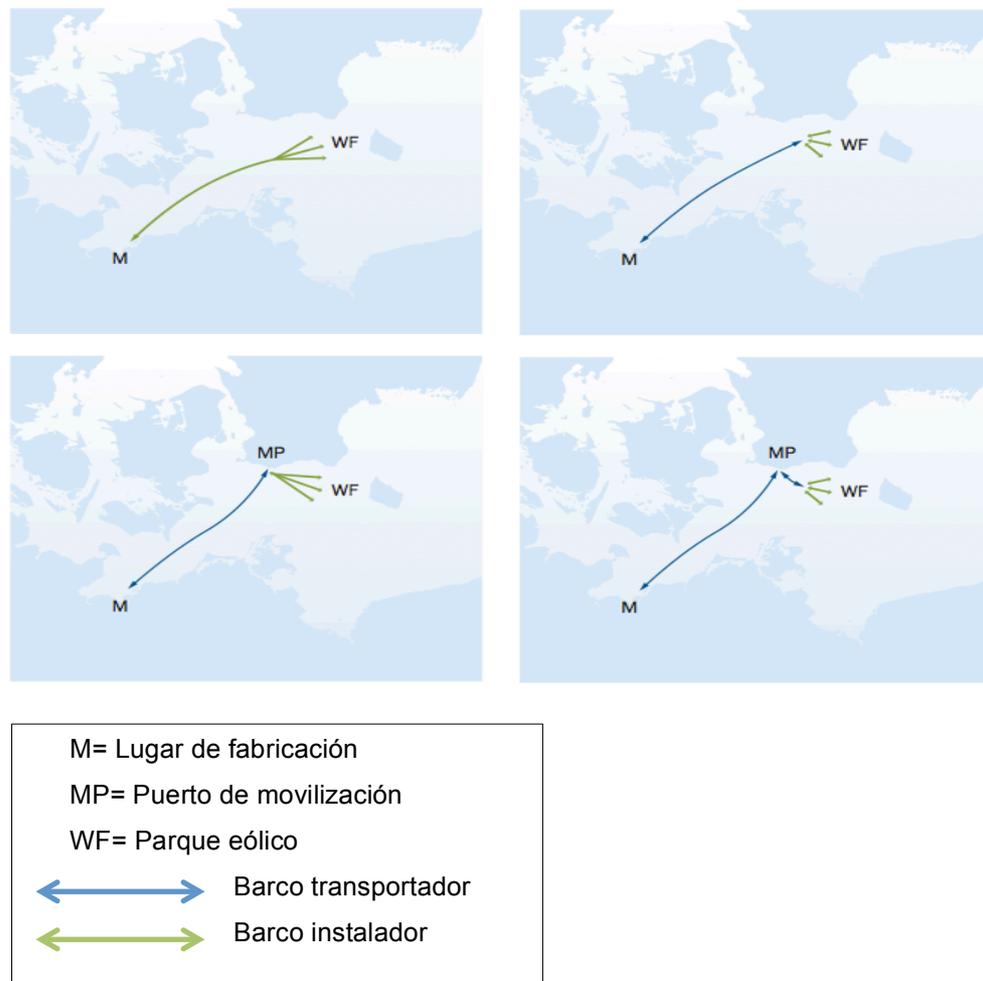


Figura 62 Opciones logísticas para una instalación eólica offshore [2]

El elegir una u otra opción dependerá principalmente de aspectos relacionados con la rentabilidad económica, y de hecho, en la actualidad existe una tendencia general a evitar la utilización de los puertos de movilización, exportando directamente los componentes desde las instalaciones de fabricación a los parques eólicos en alta mar, para ahorrar en los costos de almacenaje. Sin embargo, la creciente descentralización de la producción hacia Europa del Este para aprovechar las tarifas laborales más bajas puede revertir o al menos frenar esta tendencia.



4.4.2 Evaluación económica

Hasta el momento, a través de los factores extrínsecos e intrínsecos asociados a un parque eólico offshore hemos tratado de señalar, en mayor o menor detalle, los principales factores que condicionan la viabilidad técnica de un proyecto de este tipo. No obstante, para poder afirmar que la inversión que se va a realizar es, por lo menos a priori, admisible, necesitamos conocer la viabilidad económica de la instalación.

Para poder llevar a cabo de una forma realista el análisis económico de un parque eólico offshore, es requisito indispensable recoger una gran cantidad de información en relación con los costes asociados con cada uno de los aspectos involucrados en el proyecto, como son los costes de los componentes, de la mano de obra, de las subestructuras, de los barcos, de las labores de operación y mantenimiento, etc., e incluso de todos y cada uno de los posibles riesgos que pueden surgir en cada fase del proyecto.

Por desgracia, los fabricantes suele guardar en secreto con bastante celo toda esta información, haciendo prácticamente imposible la recopilación y el consiguiente análisis minucioso y exhaustivo de los datos, quedando prácticamente como únicas posibilidades para poder estimar los costes las de intentar contactar con los diferentes fabricantes para obtener la información necesaria para llevar a cabo el análisis o la de apoyar el estudio sobre otros proyectos, previamente realizados, que cuenten con valiosa información al respecto.

Suponiendo que contásemos con los datos necesarios, éstas son algunas de las herramientas más empleadas para poder deducir los costes y la viabilidad económica de la instalación:

- OPEX (operational expenditure): se refiere al costo permanente asociado con el funcionamiento del parque.



- CAPEX (capital expenditure): es el costo de desarrollo y de suministro de componentes no consumibles para el parque.
- TIR (tasa interna de retorno): mide la rentabilidad de un proyecto o inversión y se define como la tasa de interés con la cual el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero.
- VAN (valor anual neto): es una medida de la rentabilidad absoluta neta que proporciona el proyecto, esto es, mide en el momento inicial del mismo el incremento de valor que proporcionará a los propietarios en términos absolutos, una vez descontada la inversión inicial que se ha debido efectuar para llevarlo a cabo.
- BC (coeficiente beneficio-coste): es el cociente que resulta de dividir la suma de los Beneficios Esperados actualizados, entre la Suma de los Costos Esperados actualizados a una tasa de Interés fija predeterminada.
- PRI (periodo de recuperación de la inversión): es el número de años que los promotores tardan en recuperar la inversión de un determinado proyecto. Es utilizado para medir la viabilidad de un proyecto. Según este método las mejores inversiones son las que tienen un PR corto.

5 Procedimiento para el estudio de la viabilidad eléctrica

5.1 Introducción

El objetivo de este apartado no es más que el de pretender establecer de una forma un tanto conceptual, unas líneas-guía que permitan mostrar dentro de la línea temporal de planificación de un parque eólico offshore, cuales son las etapas de desarrollo del estudio de viabilidad dentro de las distintas fases por las que transcurre un proyecto de este tipo .

De una forma genérica, la planificación eléctrica de un parque eólico offshore comprendería las siguientes etapas:

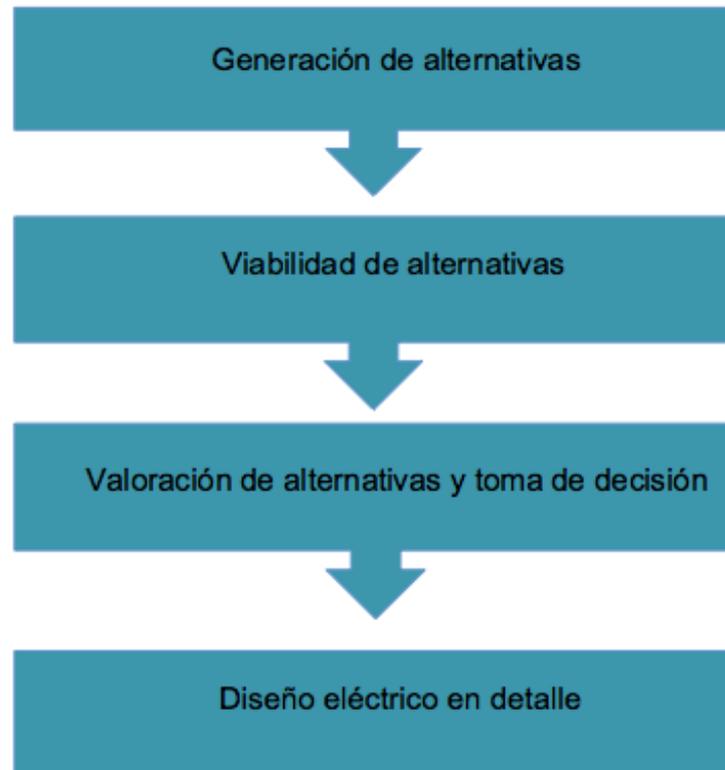


Figura 63 Planificación eléctrica de un parque eólico offshore. Elaboración propia

Siempre que exista una escasez humana, real o inducida, de un bien o un servicio habrá necesidad de invertir, pues hacerlo es la única forma de producir dicho bien o servicio.

En la actualidad, una inversión inteligente requiere unos cimientos que la justifiquen. Dichos cimientos son en esencia un proyecto bien planificado y calculado que muestre el procedimiento que debe seguirse.

Para poder tomar una u otra decisión en torno a un proyecto, es necesario que éste sea sometido a un análisis integral de todos los factores que puedan influir en él, y por lo tanto, a un análisis multidisciplinario llevado



a cabo por diferentes especialistas, lo que comúnmente se conoce con el nombre de estudios previos, estudios de viabilidad y/o evaluación de proyectos.

El grado de profundidad y de detalle que han de tener los datos que nos permiten llevar a cabo los estudios de viabilidad ha de ser intrínsecamente dependiente del nivel de definición que es necesario alcanzar en el desarrollo del proyecto. Se debe tener bien presente que aunque un mayor nivel de definición del proyecto trae consigo un mayor esfuerzo a la hora de realizar el estudio de viabilidad y por lo tanto un mayor gasto de recursos, que en caso de que el proyecto no se lleve a cabo se darán por perdidos, el no realizar un estudio de viabilidad o realizarlo de una manera precaria puede conducir a males mayores durante las fases de construcción, operación y mantenimiento, que en la mayoría de los casos incurrirán en gastos mucho mayores.

De lo dicho arriba se desprende que el alcance de los estudios de viabilidad debe fijarse de antemano e individualmente para cada proyecto, incluso podemos ir modificando su alcance final en función de los resultados intermedios que se vayan obteniendo en etapas previas con objetivos menos ambiciosos.

5.2 Generación de alternativas

Lo primero que necesitamos establecer es el “problema” objeto de proyecto para, a continuación, tratar de solucionarlo generando en base a criterios técnicos el mayor número de alternativas posibles.

Dentro de esta misma fase y como paso final de la misma, es conveniente ordenar las alternativas generadas por orden de prioridad.



5.3 Viabilidad de alternativas

Una vez generadas y clasificadas las diferentes alternativas factibles de ser puestas en práctica, se está en condiciones de evaluar la viabilidad de las mismas dependiendo de los criterios técnicos establecidos por los promotores y de elegir una única o varias alternativas para valorarlas de una forma más exhaustiva en las siguientes fases del estudio.

5.4 Valoración de alternativas y toma de decisiones

Ahora tenemos que estudiar, con criterios objetivos, cuál es la “mejor” solución de entre las viables, sabiendo que la mejor solución debe ser la más barata, la más segura, la que mejor satisfaga a promotores y clientes, etc.

El objetivo primordial ahora es valorar y determinar cual de las alternativas técnicamente viables es la que mejor se adecúa con el resto de condicionantes que influyen sobre la instalación de un parque eólico offshore (mencionados y comentados en el apartado cuarto de esta memoria) para poder dar paso a la realización del diseño eléctrico en detalle.

5.5 Diseño eléctrico en detalle

En esta parte del estudio, el investigador procederá a desarrollar en detalle la alternativa resuelta durante la fase de valoración, para lo cual habrá que aplicar una determinada tecnología de diseño, entendiéndose por tal el conjunto de conocimientos técnicos, equipo y procesos que se han de emplear para desarrollar la función objeto del proyecto, que en nuestro caso consiste en la conexión eléctrica de un parque eólico offshore.



6 Conexión eléctrica para la evacuación de potencia eléctrica

6.1 Introducción

El objetivo de este capítulo, tema central del proyecto, será el de mostrar, analizar y comparar las diferentes opciones de las que se dispone para llevar a cabo la realización de la conexión eléctrica de un parque eólico offshore, y dependiendo de los criterios técnicos establecidos por los promotores, elegir de esas opciones la más adecuada.

La conexión eléctrica de un parque eólico offshore será dividida en dos bloques:

- El sistema de recolección de potencia eléctrica dentro del parque, el cual se centra en la conexión de los aerogeneradores con el punto de conexión común dentro del parque.
- El sistema de evacuación de potencia eléctrica desde el parque situado en alta mar hasta el sistema eléctrico terrestre, encargado de la evacuación de la electricidad desde el punto de conexión común dentro del parque hasta una subestación onshore situada en la costa.

Sin embargo, el primer paso dado dentro de este capítulo ha de ser el de establecer de una forma clara y sencilla tanto los condicionantes impuestos por un posible promotor como las hipótesis y simplificaciones de partida que se van a considerar.

Las consideraciones iniciales impuestas por el promotor del proyecto son las siguientes:

- Nivel de potencia a evacuar: el parque debe ser capaz de evacuar una potencia útil de hasta 300 MW, con posibilidad de tener que



emplear para ello una o varias subestaciones offshore en función de la geometría del parque, ya que el mar permite distribuciones más homogéneas. Por lo tanto, tendremos que determinar el número óptimo de subestaciones que requerirá el parque.

- Nivel de tensión de evacuación: éste será de hasta 33 kV de agrupación de aerogeneradores a subestación o agrupación de subestaciones. De subestación offshore o de agrupación de subestaciones offshore a subestación onshore será entre 220 kV y 400 kV.
- Modo de evacuación: éste podrá ser tanto en AC como en DC. Se considerarán tanto condiciones técnicas como económicas para elegir un modo u otro.
- Distancia a costa: se considerará una distancia máxima a costa de 50 km.
- Profundidad máxima: ésta será de hasta 50 m.
- Ubicación del proyecto: se tomarán las condiciones del Mar del Norte como referencia de ubicación para la toma del resto de variables no conocidas.

Las hipótesis y simplificaciones de partida que se van a considerar, se centran principalmente en el estudio y la selección del emplazamiento dentro del Mar del Norte:

- Recurso eólico que garantice una producción anual rentable en cuanto a horas equivalentes.
- Restricciones medioambientales, de manera que el parque eólico offshore se encuentre ubicado en una zona definida como apta para este tipo de explotación.
- Existencia de un punto de conexión o subestación onshore con capacidad suficiente como para evacuar la potencia generada por el parque.



- Profundidad del fondo marino idónea para la instalación de aerogeneradores offshore no flotantes.
- Estudio de compatibilidad de la instalación con los servicios existentes en la zona de implantación (zonas de pruebas militares, actividades pesqueras, rutas marítimas, etc.).

En definitiva, las hipótesis y simplificaciones de partida se centran en el cumplimiento de los condicionantes tanto extrínsecos como mixtos definidos en el apartado cuarto de esta memoria.

De acuerdo con la obligación de cumplimiento tanto de las condiciones impuestas por un posible promotor así como de las hipótesis y simplificaciones de partida, y en base a la información que se ha podido obtener de los diferentes estados cuyas aguas territoriales se encuentran en el Mar del Norte, se ha optado por elegir un emplazamiento ubicado dentro de las aguas territoriales pertenecientes a Bélgica.



Figura 64 Zona de delimitación del Mar del Norte [56]

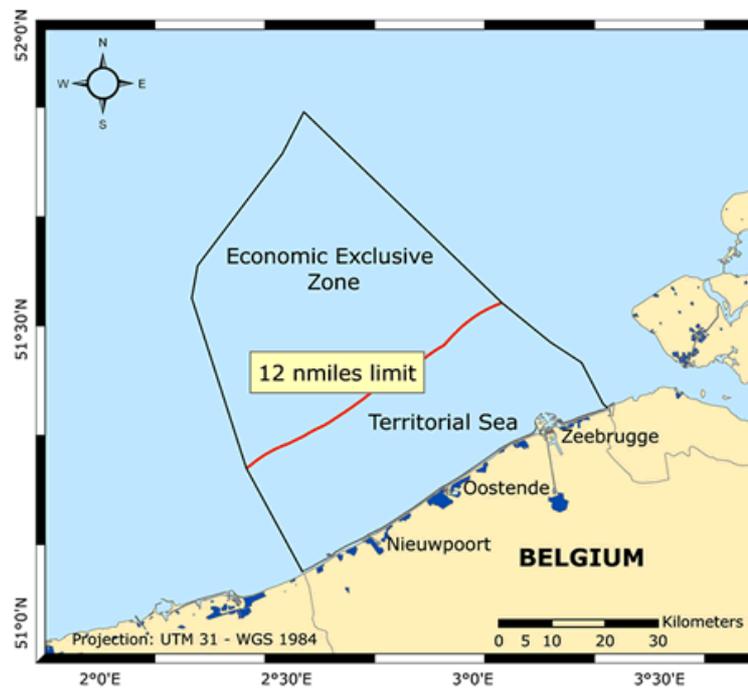


Figura 65 Aguas territoriales y zona exclusiva económica de Bélgica [24]



Figura 66 Área delimitada por el gobierno belga para la construcción de parques eólicos offshore [24]

El parque eólico offshore estará localizado en la zona A, dentro de la región delimitada por el gobierno belga. Esta zona se encuentra localizada a una distancia de 21 kilómetros de la costa de Zeebrugge, donde existe una subestación onshore capaz de absorber la potencia máxima generada por el

parque. El parque será construido sobre un fondo marino cuya profundidad oscila entre los 14 y los 31 metros de profundidad, tal y como muestra la batimetría facilitada por el gobierno belga, y las turbinas serán instaladas dentro de un área de 38 km² ó de 44 km² considerando el área de seguridad que lo rodea.

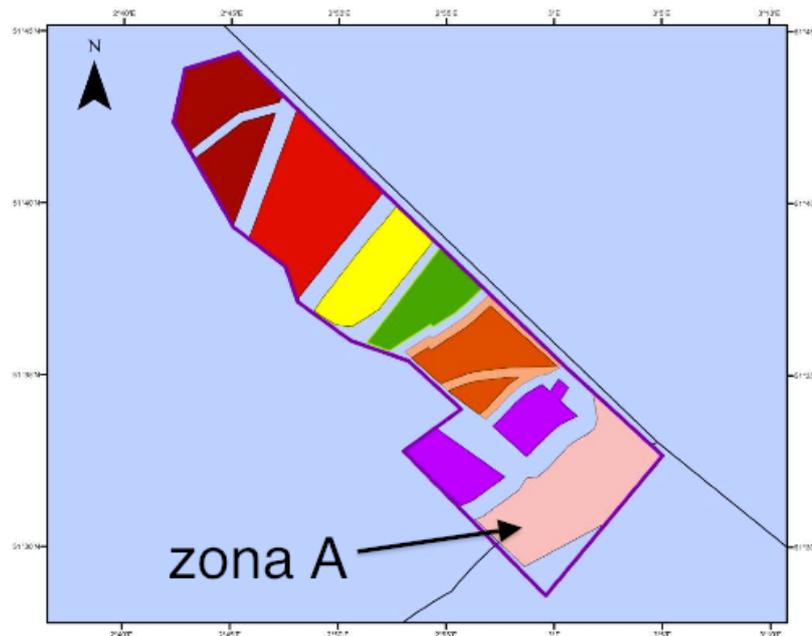
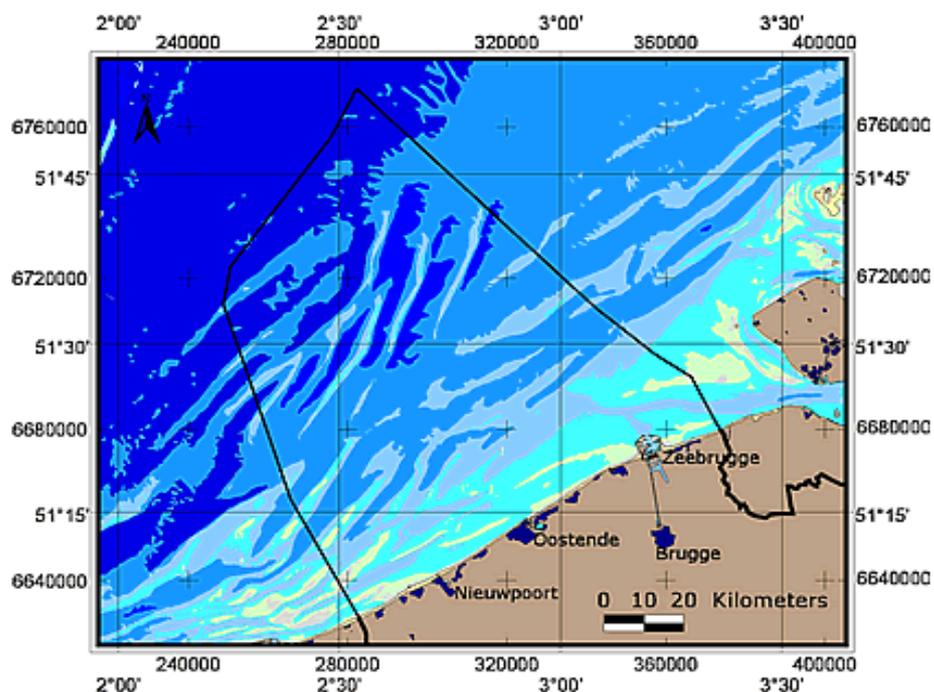


Figura 67 Áreas de concesión para diferentes parques eólicos offshore [24]



Leyenda

	0/ -2 metros
	-2/ -5 metros
	-5/ -10 metros
	-10/ -20 metros
	-20/ -30 metros
	-30/ -40 metros
	>-40 metros
	tierra

Figura 68 Batimetría de las aguas territoriales de Bélgica [24]

6.2 Línea de evacuación a tierra

6.2.1 Introducción

Una vez que la energía producida por cada aerogenerador dentro del parque eólico es concentrada en un punto de recolección común, ha de ser evacuada hasta la costa, donde será volcada dentro del sistema eléctrico terrestre. Esta es la función principal de la línea de evacuación.

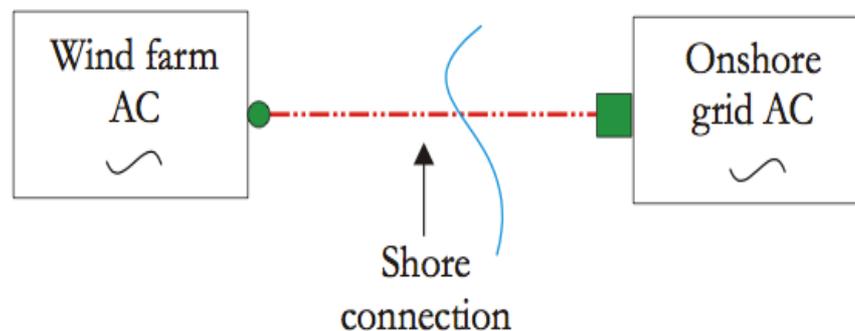


Figura 69 Esquema simplificado de una línea de evacuación de potencia [57]

El sistema de evacuación comienza por lo tanto en el punto de recolección común dentro del parque y termina en el punto de integración con la red eléctrica terrestre, cuya función es la de homogeneizar las características de esa energía (tensión, frecuencia, potencia reactiva) antes de verterla sobre la red.

A día de hoy, la única manera factible de transportar tales cantidades de energía es mediante el empleo de cables conductores, los cuales pueden



disponerse de forma aérea o subterránea/submarina. La disposición aérea queda totalmente descartada para la evacuación en operaciones offshore, ya que la gran cantidad de estructuras que habría que construir para mantener el cable por encima del nivel del mar resultarían tremendamente costosas, de forma que la única manera viable será mediante el empleo de cables submarinos/subterráneos.

Tanto la energía producida dentro del parque como la red eléctrica terrestre emplean AC para su producción y transporte respectivamente. Sin embargo, para el sistema de evacuación la literatura científica plantea dos alternativas posibles, que consisten en el empleo de AC o DC.

El siguiente diagrama de flujos nos muestra los pasos a seguir para determinar el mejor sistema de evacuación para la potencia del parque, basándose, además de en los factores económicos, en los factores técnicos que más influencia ejercen sobre tal decisión, como son, la potencia a evacuar, la distancia de evacuación y el nivel de tensión empleado.

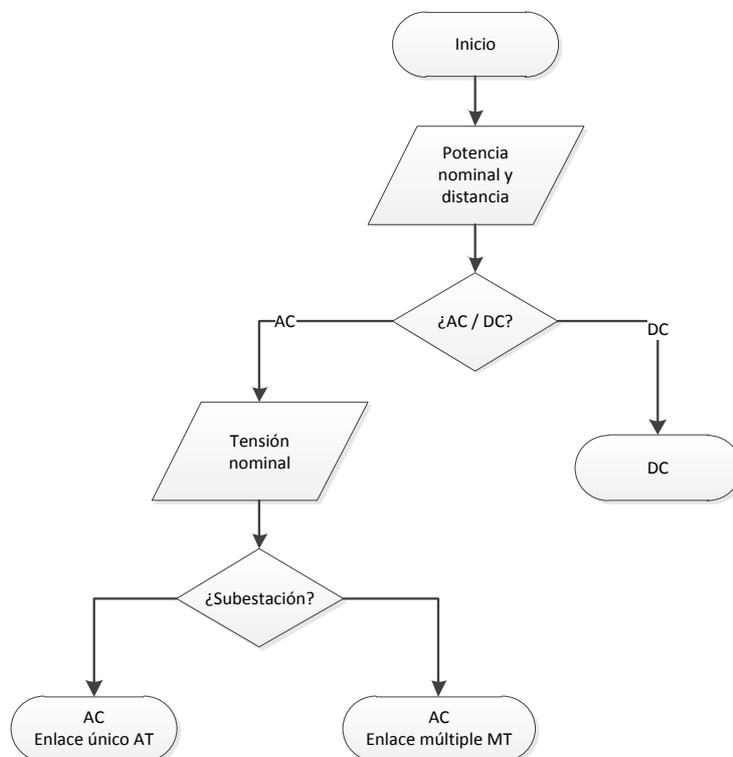


Figura 70 Estructura básica de selección de un sistema de evacuación de energía offshore. Elaboración propia

Las siguientes secciones tratarán de conducirnos hacia una visión más profunda de estas opciones, así como de mostrarnos una comparación entre ambas dependiendo de factores técnico-económicos que nos permitan definir la tecnología a utilizar.

6.2.2 Evacuación en AC al nivel de tensión del parque (MVAC)

La opción más razonable para evacuar la potencia eléctrica producida en AC dentro del parque hasta una red eléctrica terrestre de distribución en AC, es mediante una evacuación en AC.

En este caso, la instalación no cuenta con una subestación transformadora offshore, sino que para evitar su construcción cada aerogenerador cuenta en su interior con un transformador que eleva su tensión desde valores en torno a los 690 V a la salida del generador hasta los 33 KV en la actualidad, de modo que la tensión de evacuación del parque será la que se obtenga de transformar esa tensión del generador.

Por el otro lado de la línea de evacuación, debido a que la red de distribución suele operar a mayores niveles de tensión para reducir las pérdidas originadas durante el transporte, será necesario conectar la línea a una subestación onshore que eleve su tensión hasta alcanzar la de la red antes de poder ser volcada sobre ésta.

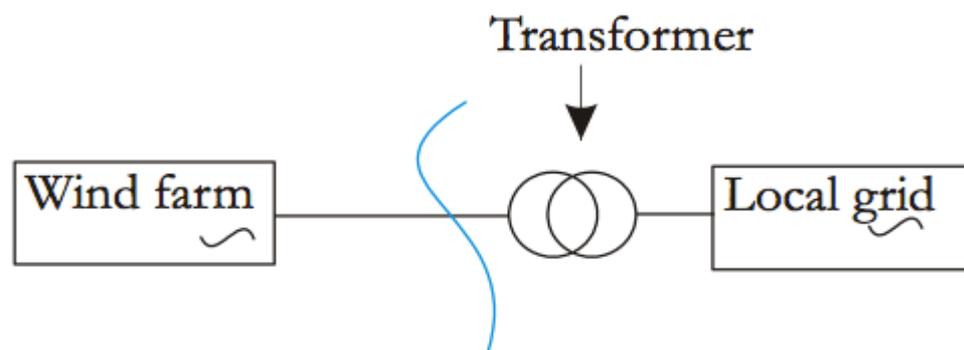


Figura 71 Esquema de conexión en AC al nivel de tensión del parque [57]

El parque se divide en bloques de aerogeneradores conectados entre sí mediante cables tripolares, los cuales, según diversos autores como Grainger y Jenkins [43], pueden alcanzar una sección máxima útil de unos 300 mm², permitiendo evacuar potencia hasta los 30 o 50 MW.

De lo mencionado en el párrafo anterior se deduce el mayor de los problemas para esta modalidad de evacuación, que consiste en la limitación de la misma, de forma que para mayores potencias se hace indispensable el empleo de múltiples cables de evacuación a tierra, lo que implica más trabajo, más infraestructuras, y en definitiva, mayores costes y menor rentabilidad.

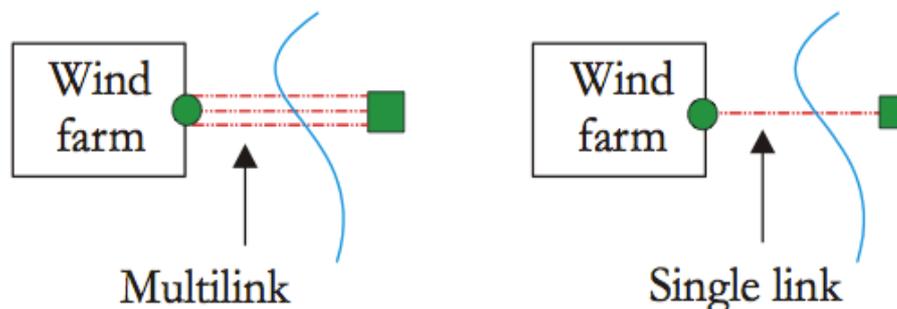


Figura 72 Multiconexión vs. Uniconexión en función de la potencia a evacuar [57]

Esta solución parece ser la más barata cuando la distancia entre la costa y el emplazamiento del parque es inferior a 20 km y los niveles de potencia a evacuar están por debajo de los 200 MW (considerando un nivel de tensión del parque de 33 KV). Más allá de estos límites, el coste de la instalación del cable y las pérdidas eléctricas originadas durante la evacuación desaconsejan el empleo de este método.

6.2.3 Evacuación en AC con subestación transformadora offshore (HVAC)

Para transportar la energía eléctrica a grandes distancias, minimizando las pérdidas eléctricas antes mencionadas y maximizando la potencia

transportada, es necesario elevar la tensión de transporte. Un aumento de tensión significa una disminución de la intensidad que circula por la línea para la misma potencia evacuada, según la formula:

$$P_T = 3VI\cos\varphi$$

y por lo tanto, también una disminución de las pérdidas por calentamiento de los conductores (efecto Joule), según la formula:

$$P_\Omega = R_{AC}I^2$$

Además, una mayor tensión supone el empleo de conductores de menor sección, y en consecuencia, con un menor peso por unidad de longitud.

Esta solución puede ser la más simple desde el punto de vista de la instalación del cable. Sin embargo, la utilización de este tipo de enlaces requiere la instalación de una subestación offshore para elevar la tensión hasta el nivel deseado. Además, dependiendo del nivel de tensión elegido para realizar la evacuación, puede ser necesario el empleo de una subestación onshore para hacer coincidir este nivel con el de la red.

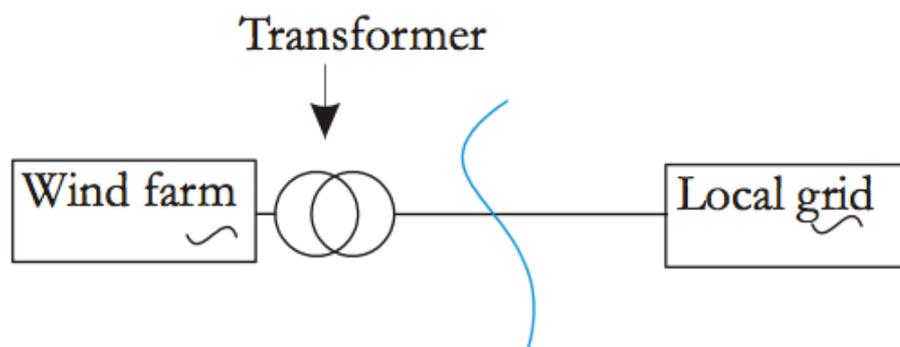


Figura 73 Esquema de conexión en AC con subestación offshore [57]

Gracias a la disminución de las pérdidas óhmicas por efecto Joule como consecuencia del incremento del nivel de tensión de la línea, la longitud del cable de evacuación no se verá limitada en gran medida por la resistencia



del cable, sin embargo, si se verá limitada por las propiedades eléctricas que los materiales empleados como dieléctricos adquieren cuando están sometidos al paso de una corriente alterna.

En una línea de corriente alterna, el conjunto formado por las pantallas dieléctricas constituye un circuito secundario fuertemente acoplado con el circuito primario formado por los conductores y sometido a la tensión alterna de la línea. Por esta razón, cuando una corriente alterna circula por el circuito primario, cada vez que la tensión cambia de dirección los dipolos del material dieléctrico cambian también de dirección realineándose, para lo cual es necesario la presencia de una corriente eléctrica, llamada corriente de carga o capacitiva, la cual va a generar calor, potencia reactiva y pérdidas de potencia activa.

La siguiente ecuación cuantifica estas pérdidas del dieléctrico y muestra su dependencia con la frecuencia y la tensión:

$$W_d = 2\pi f C U^2 \tan \delta$$

Donde:

- W_d = pérdidas del dieléctrico en W/m.
- C = capacidad en F/m.
- f = frecuencia en Hz.
- U = Voltaje en V.
- $\tan \delta$ = factor de pérdidas (adimensional).

Hay que tener en cuenta las pérdidas y calentamiento producidos por este fenómeno y adoptar, en muchos casos, medidas para minimizarlas, como puede ser el empleo de compensadores de esta corriente de carga o capacitiva. Además, la fiabilidad de toda la instalación estará ligada a la fiabilidad del cable y de la subestación de evacuación.

Esta solución resulta la más económica para distancias de hasta 70 o 100 Km, debido a que para distancias mayores, es generada una gran cantidad de potencia reactiva como consecuencia del alto carácter capacitivo del dieléctrico, llegando a alcanzar la corriente de carga o capacitiva el mismo orden de magnitud que la corriente del conductor y generando grandes cantidades de potencia reactiva si no se emplean compensadores de potencia reactiva (STATCOM o SVC).

6.2.4 Evacuación en DC con subestación transformadora-convertidora offshore (HVDC)

El enlace HVDC puede ser una opción factible para cubrir el transporte de gran cantidad de potencia a través de largas distancias donde el empleo de la corriente alterna, ya sea en media o alta tensión, no es viable. En este caso, se requiere el empleo de una subestación transformadora-convertidora offshore y de una subestación convertidora onshore.

Igual que ocurre en el caso anterior, la necesidad de una subestación transformadora onshore vendrá impuesta por el nivel de tensión establecido para la evacuación.

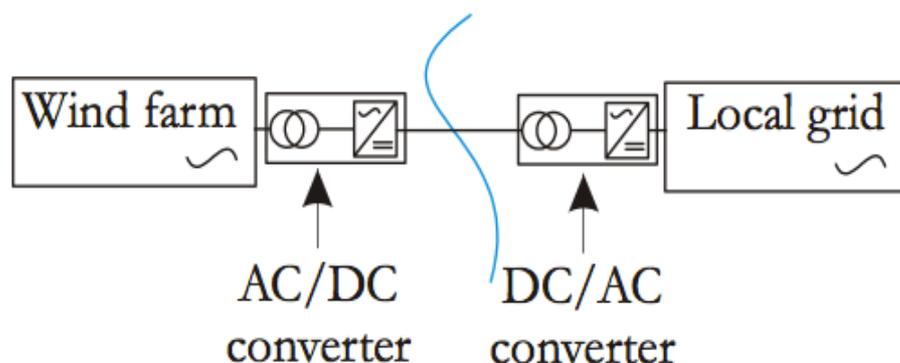


Figura 74 Esquema básico de conexión en DC con subestación offshore



La conversión de AC a DC y viceversa puede realizarse mediante diferentes tecnologías, implicando en todos los casos la utilización de una subestación de conversión a ambos lados de la línea de evacuación [46] :

- Tecnología convencional o LCC (Line Commutated Converter).
- Tecnología plus o VSC (voltage source converter).

El sistema HVDC convencional tiene un amplio historial ya que lleva siendo usado desde hace más de medio siglo para la transmisión de potencia sobre distancias enormes. A pesar de que resulta más barato de fabricar y produce menos pérdidas que el sistema VSC, su mayor inconveniente es que precisa de grandes estaciones convertidoras, las cuales han de ser hechas a medida, resultando un sistema inapropiado para una plataforma offshore. [58][59]

El segundo sistema, HVDC plus, es una nueva tecnología que se basa en el empleo de un tipo de semiconductores (IGBT) que permite el control de la potencia reactiva y un alto grado de prefabricación del equipo necesario para la conversión. Este tipo de tecnología no se está empleando a día de hoy en los parques eólicos offshore en funcionamiento, y por lo tanto es vista todavía como un riesgo por su falta de madurez y complejidad, sin embargo, si está prevista su implantación en algunos parques que en estos momentos se encuentran en periodo de construcción. [14]

Esta solución se considera económicamente rentable para distancias por encima de los 100 km y potencias por encima de los 500 MW, aunque estos valores todavía no están corroborados por la falta de penetración que este tipo de sistema tiene a nivel comercial.

6.2.5 Subestación offshore

Exceptuando el caso mencionado en el apartado 7.2.2 de este documento (evacuación en AC al nivel de tensión del parque), en el resto de

sistemas de evacuación se hace necesario el empleo de una subestación offshore que representa la frontera entre los sistemas de evacuación y de recolección de potencia, y es la responsable de elevar la tensión al nivel requerido para la evacuación (y de realizar la conversión AC/DC si el sistema empleado es el HVDC). Además, aunque en la actualidad y como consecuencia de la relativa proximidad de los parques eólicos offshore a la costa las subestaciones no están siendo diseñadas como plataformas de servicio, se prevé que las subestaciones situadas en alta mar cuenten con funciones adicionales como la de servir de alojamiento para los operarios, almacén para repuestos, etc.



Figura 75 Modelos de subestaciones offshore: Nysted (izq.) y Lillgrund (dcha.) [10]

Como se aprecia en las fotografías, la construcción de la subestación es realizada, en la medida de lo posible, en tierra y posteriormente llevada a su ubicación en alta mar donde se realizará el conexionado de los cables, estando entonces su instalación completada.

Existen varias opciones a la hora de construir una subestación:

- AIS: subestación de aislamiento al aire o de intemperie.
- GIS: subestación de aislamiento en gas SF₆.
- HIS: subestación híbrida (embarrado al aire y aparamenta en gas).



Sin embargo, la opción idónea para un asentamiento offshore es, sin duda alguna, la del empleo de subestaciones tipo GIS por su reducido espacio y sus mejores características frente a las adversas condiciones ambientales del medio marino al estar sus elementos modulados y encapsulados junto con una envoltura de SF₆ dentro de una carcasa típicamente de aluminio. Como mayor inconveniente, cabe mencionar que resultan más caras de fabricar que cualquiera de las otras dos opciones mencionadas junto con ésta.

El equipo eléctrico básico instalado en una subestación offshore no dista del montado en su homóloga onshore (seccionadores, embarrados, interruptores, autoválvulas, transformadores de tensión e intensidad, transformadores de potencia) salvo por el empleo de una mayor protección frente a las condiciones del medio marino en general. Las subestaciones offshore cuentan con una gran trascendencia en caso de producirse un fallo en ellas ya que éste puede tener un significativo efecto perjudicial sobre la producción eléctrica del parque, por lo que su diseño frente a posibles fallos ha de ser analizado en detalle. Debido a que por la subestación offshore ha de pasar la potencia total generada por el parque, sus transformadores (encargados de producir el segundo salto de tensión en el parque, desde un nivel de tensión de 33 KV para el parque hasta los valores más comunes de 66, 132, 220 o incluso 400 KV para la evacuación) han de ser capaces de dar cobertura a esa potencia generada dentro el parque. Para ello, existen varias posibles alternativas; sobre una mano se tiene la opción de emplear un único transformador elevador con una potencia nominal igual o superior a la producida por el parque, mientras que sobre la otra mano existe la opción de emplear más de un único transformador con idénticas características y con potencias nominales inferiores a la del parque, pero de forma que entre todos ellos se cubra la demanda de potencia originada, ofreciéndose así un cierto grado de redundancia (término que será explicado en el apartado 6.3.3 de este documento).



La elección de un único transformador trae consigo una reducción en los costes de adquisición del mismo así como una reducción en el espacio de la subestación offshore destinado a su ubicación, sin embargo, también implica una sobreexplotación del mismo, lo que puede traer consigo un mayor número de operaciones de mantenimiento y/o reparación, que presentan el inconveniente de la continuidad del suministro eléctrico [2]. Si se opta por la redundancia como opción, empleando más de un único transformador, la opción idónea es la de emplear un número de transformadores igual a dos, ya que un número superior implicaría mayores costes de adquisición de los mismos, además de representar dentro de la subestación un mayor espacio destinado a su colocación, de forma que la opción que se postula en equilibrio entre los costes de adquisición y el espacio por un lado y la redundancia por el otro lado es la de emplear dos transformadores de potencia. Bajo esta opción también se consigue solucionar de forma parcial la continuidad del suministro eléctrico como consecuencia de las operaciones de mantenimiento y/o de reparación, ya que, de manera alterna sobre cada transformador, se pueden programar tales operaciones para los periodos valle en la demanda de energía eléctrica, dando así continuidad con el otro transformador. [60][61]

Al igual que se hará en la sección 6.4.4 al hablar del tipo de transformador más adecuado para ubicar en el interior del aerogenerador, aquí también se va a llevar a cabo una breve disertación entre los dos tipos principales de transformadores disponibles, el de tipo seco y el de tipo húmedo (bañado en un fluido), para ver cual de los dos tipos de transformador es el más idóneo para su ubicación dentro de la subestación offshore.

Como acabamos de mencionar, por un lado se encuentran los transformadores de tipo seco, que se vienen empleando tradicionalmente en el interior de recintos tanto industriales como comerciales para minimizar los posibles efectos medioambientales perjudiciales de los fluidos refrigerantes

y mejorar la seguridad contra incendios, aunque a costa de perder en eficiencia energética, nivel de ruido y facilidad de reciclado. Por el otro lado están los transformadores de tipo húmedo, cuyas características indican que sus pérdidas durante el funcionamiento son significativamente menores a las de los transformadores de tipo seco, tienen un mayor rendimiento, capacidad de sobrecarga y ciclo de vida y son mejores para la refrigeración aunque tienen un mayor riesgo de inflamabilidad que los transformadores de tipo seco.

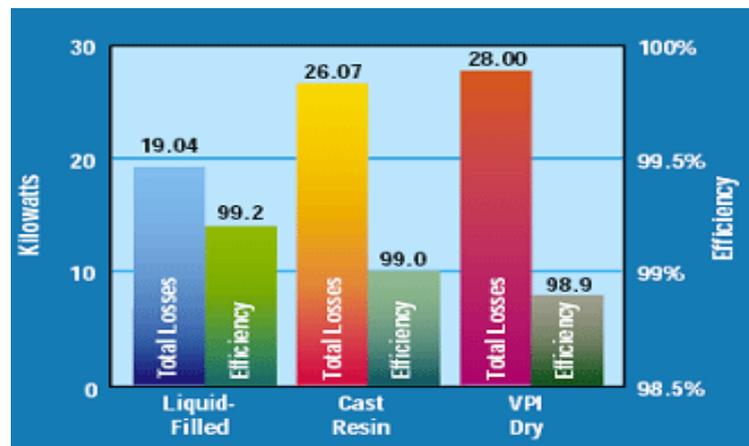


Figura 76 Comparación de las pérdidas totales y del rendimiento para diferentes tipos de transformadores de 2500 KW trabajando a plena carga [62]

Estas características de rendimiento, que se acentúan aún más cuanto mayor es la capacidad y nivel de tensión del transformador requerido, junto con una consideración para la discriminación entre ambos tipos basada en si éste va a estar ubicado en el interior o al aire libre (los transformadores de mayor capacidad, utilizados principalmente en emplazamientos al aire libre, son casi siempre de tipo rellenos de líquido ya que es mejor refrigerante que el aire permitiendo trabajar a mayores potencias y tensiones, mientras que los de menor capacidad, ubicados en interiores, suelen ser de tipo seco) hacen que la elección sea la de utilizar transformadores del tipo húmedo (bañados en aceite) ya que la potencia y el nivel de tensión en una subestación transformadora offshore van a ser muy elevados. [63]



Por último, se hace una pequeña mención sobre la configuración más adecuada del embarrado del que dispondrá la subestación para realizar la conexión con los sistema de recolección y evacuación, para lo cual habrá que prestar atención a aspectos como la fiabilidad, flexibilidad y costes.

Las principales configuraciones empleadas son: barra simple, barra simple con seccionador de bypass, barra simple partida con seccionador, barras con transferencia, doble barra, interruptor y medio, anillo. Sin embargo, en este tipo de proyectos las configuraciones más frecuentemente empleadas son la de barra simple, barra simple partida con seccionador y barras con transferencia. Para poder aprovechar la ventaja del uso de dos transformadores de potencia, la configuración elegida es la de barra simple partida con seccionador.

6.2.6 Comparación

No existe una regla de oro a la hora de elegir el sistema de evacuación más adecuado para un parque eólico offshore en general, sino que cada caso particular deberá ser analizado a conciencia. A continuación se proporcionarán unas pautas generales que nos ayudarán a elegir reduciendo al máximo las incertidumbres de tal decisión.

Más allá de los factores económicos, que en última instancia serán el factor clave para la elección del sistema de evacuación a elegir, entre los factores técnicos que más influencia ejercen sobre tal decisión se encuentran la potencia a evacuar, la distancia de evacuación y el nivel de tensión empleado.

La siguiente figura nos muestra una comparativa entre los distintos sistemas de evacuación considerados, como una función de la tensión y de la potencia a evacuar. Con un asterisco se encuentra marcada la solución adoptada para el parque eólico marino de Horns Rev (160 MW, 150 kV en AC).

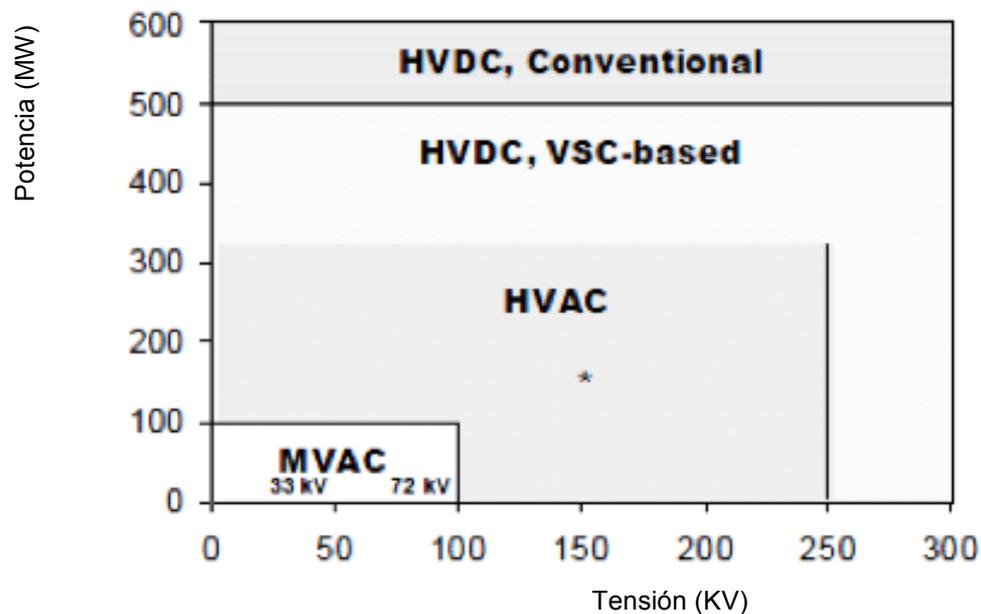


Figura 77 Criterios para la elección del sistema de evacuación de potencia [59]

A pesar de que todos estos intervalos son aproximados, variando sus límites de unos autores a otros aunque no de forma ostensible, los límites económicos y técnicos entre los sistemas HVAC y HVDC-VSC son aún más inconsistentes, por eso no se puede apreciar en la figura una línea física que limite ambas tecnologías.

La siguiente gráfica nos muestra, para diferentes valores de potencia a evacuar y para diferentes distancias de evacuación, las pérdidas de potencia que se producen durante la evacuación según consideremos una evacuación en MV o en HV.

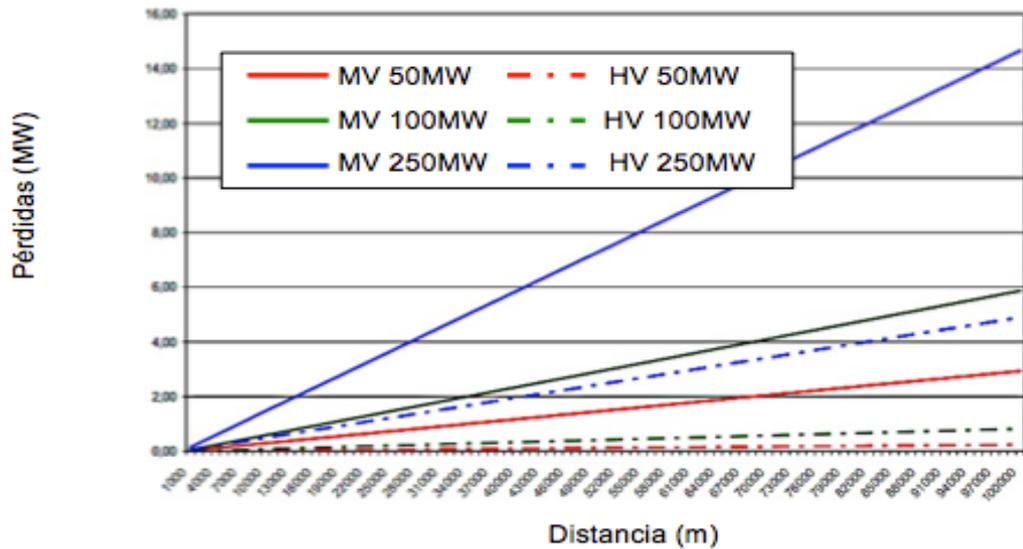


Figura 78 Pérdidas de potencia en función de la distancia a costa para un nivel de tensión de 33 KV y de 132 KV [57]

Se puede observar como para una misma distancia y potencia a evacuar, la conexión a costa en HV produce siempre menores pérdidas. No obstante, la frontera entre ambos sistemas se encontrará en el punto de equilibrio entre el valor económico de las pérdidas y el coste adicional de la instalación de una subestación offshore.

La siguiente figura nos va a permitir hacernos una idea del tamaño del equipo que habrá que instalar en el punto de recolección de potencia dentro del parque.

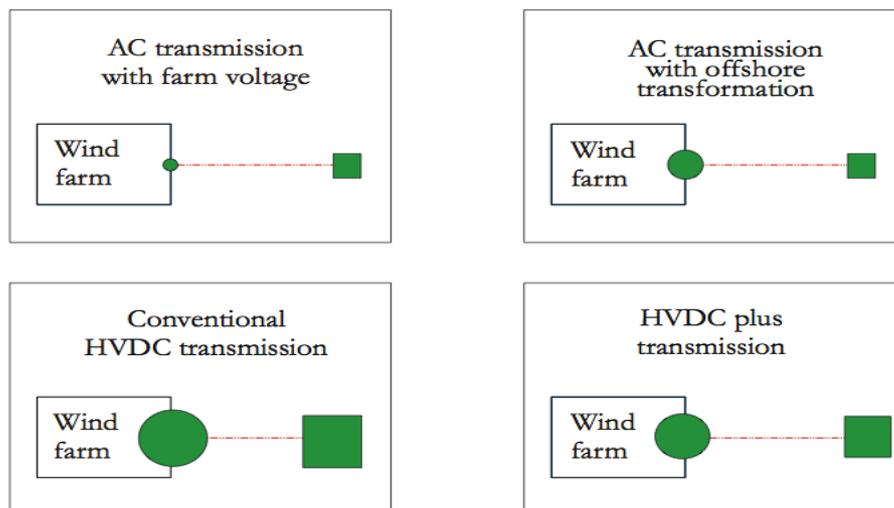


Figura 79 Tamaño del punto de recolección común dentro del parque según el sistema de evacuación [57]

Este gráfico nos muestra como el sistema AC con voltaje a nivel del parque es el sistema con menor tamaño para el equipo de recolección, lo cual se debe a que es el único de los cuatro sistemas que no necesita una subestación offshore. Igualmente, se aprecia como los sistemas en DC tienen un mayor tamaño tanto para el equipo de recolección de potencia dentro del parque como para el equipo de integración de esta potencia a la red en tierra, lo cual es debido a la necesidad de instalar a ambos lados de la línea equipos de conversión AC/DC.

En la siguiente figura se sintetiza una comparativa básica en términos de costes frente a distancia entre las dos alternativas.

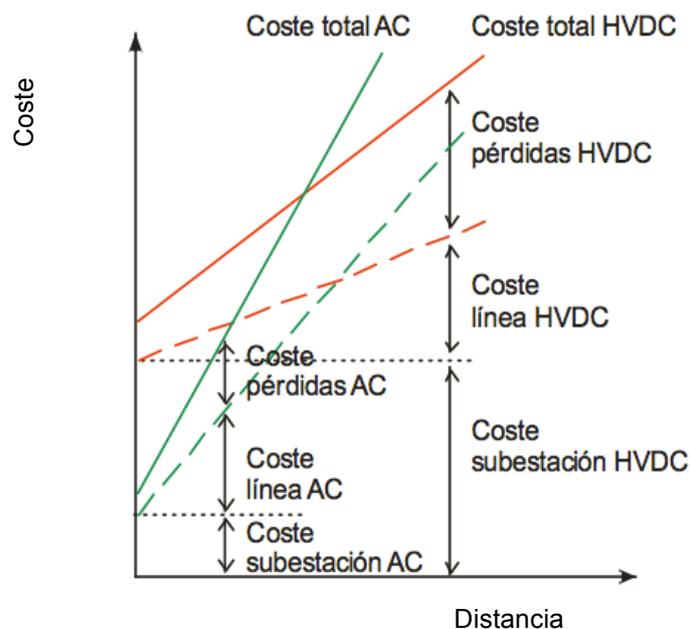


Figura 80 Comparativa de costes entre los sistemas de evacuación en AC y DC

Como puede observarse, los sistemas de evacuación en DC requieren un coste fijo mayor (coste de subestación). Sin embargo, el coste por km de línea es inferior en el caso de las líneas en DC. Esta situación plantea una distancia d_0 óptima para decidir la tecnología a utilizar en términos de coste. Otras consideraciones que deben tenerse en cuenta en esta elección son la madurez de la tecnología, disponibilidad de proveedores, etc.



Después de haber analizado los diferentes factores que condicionan la elección del sistema de evacuación, se presenta a modo de resumen y considerando como sistema neutral el sistema de evacuación HVAC, por ser el más extendido en la actualidad, una tabla comparativa de los distintos sistemas de evacuación, donde el signo (+) representa un punto fuerte para el sistema y el signo (-) un punto débil.

Tabla 3 Tabla comparativa de los diversos tipos de evacuación. Elaboración propia

	Tamaño equipo recolector	coste subestación	Distancia	Límite de potencia	Pérdidas de potencia
MVAC	++	++	--	--	--
HVAC	0	0	0	0	0
VSC-HVDC	-	--	+	+	+
LCC-HVDC	--	-	++	++	++

En el ámbito del proyecto, y debido a los requerimientos impuestos por el promotor del parque en cuanto a potencia a evacuar, distancia a costa y nivel de tensión, descritos en detalle en el anejo de cálculos justificativos, la opción que mejor se ajusta con estos preceptos es la HVAC.

6.3 Sistema de recolección de potencia dentro del parque

6.3.1 Introducción

El sistema de recolección de potencia dentro del parque tiene como misión fundamental recoger la energía producida por los aerogeneradores y conducirla hasta el punto de interconexión común mediante el empleo de cables.

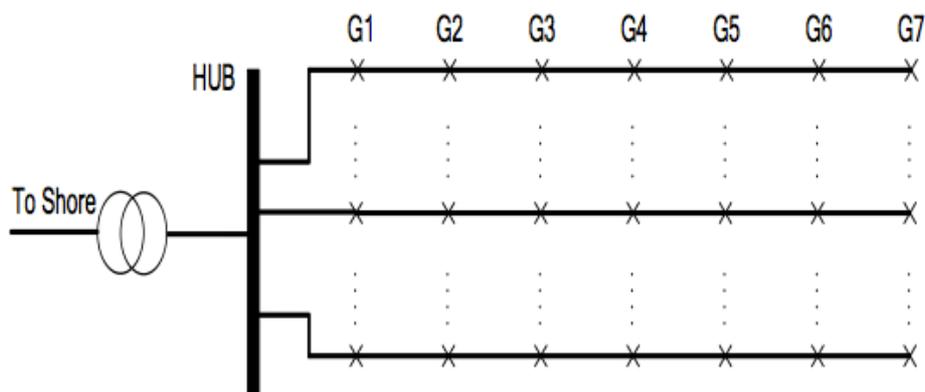
Este sistema, constituido principalmente por cables submarinos de media tensión, comienza en el transformador ubicado en el interior de cada uno de los aerogeneradores y termina en el punto de interconexión común, situado en una subestación offshore o sobre el lecho marino, según el tipo de evacuación elegida.

6.3.2 Opciones básicas de configuración del esquema del parque

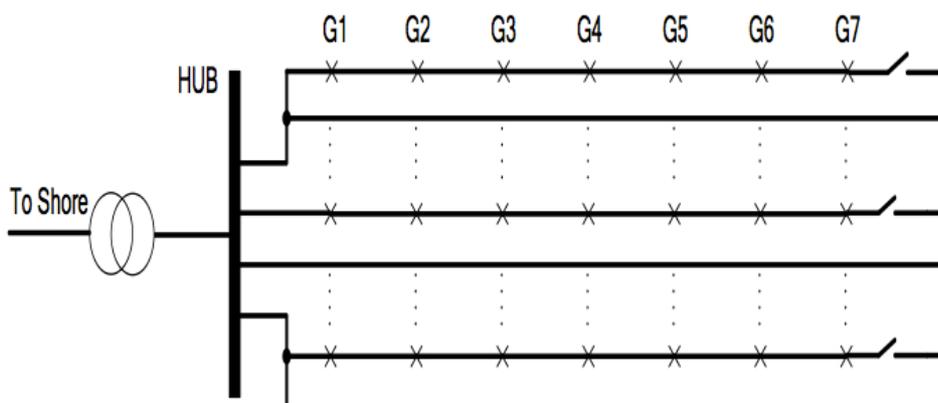
Existen multitud de esquemas para realizar la configuración del parque, aunque prácticamente todos ellos se pueden encuadrar dentro de alguno de los cuatro siguientes tipos:

- Configuración radial
- Configuración en anillo de lado único
- Configuración en anillo de doble lado
- Configuración en estrella

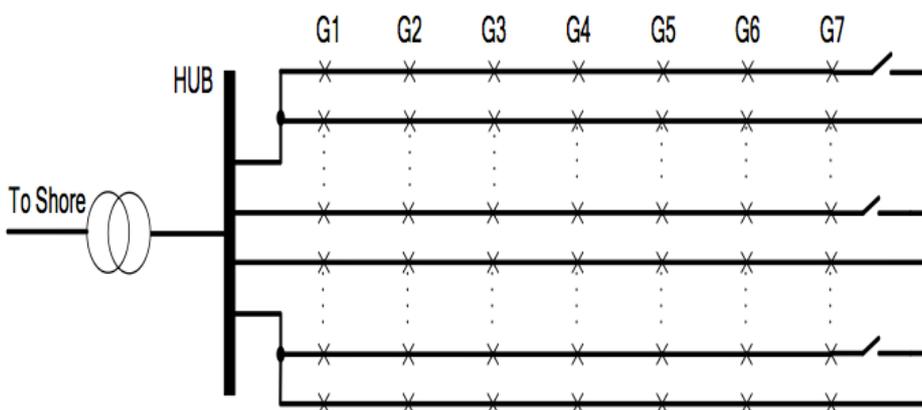
cuyos esquemas son mostrados en la siguiente figura:



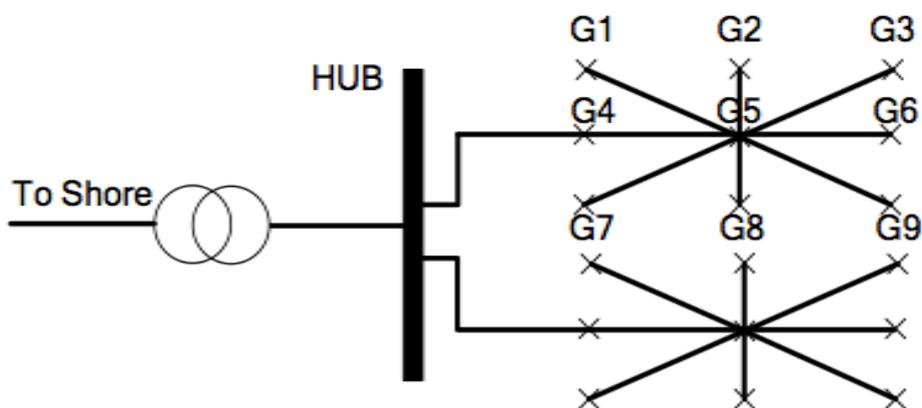
a) Configuración radial



b) Configuración en anillo de lado único



c) Configuración en anillo de doble lado



d) Configuración en estrella

Figura 81 Topologías más comúnmente empleadas para el sistema de recolección de potencia dentro del parque [64]

Para decidir que sistema es el más propicio en cada caso, se deben tener en cuenta aspectos como el tamaño del área destinada a la construcción del parque, el nivel de fiabilidad deseado para la recolección de la potencia generada, el sistema de evacuación elegido, las distancias a respetar entre aerogeneradores así como el número de aerogeneradores por hilera y los costes económicos de cada una de las diferentes configuraciones. [65]

El *diseño radial* consiste en un número determinado de turbinas eólicas conectadas a través de un único cable. Las ventajas de este diseño son su simplicidad de control y su bajo coste debido a que la longitud del cable es más pequeña. También nos permite reducir progresivamente la capacidad eléctrica del cable para la conexión de las turbinas más alejadas. Sin embargo, esta configuración presenta poca fiabilidad ya que cualquier tipo de fallo impedirá que las turbinas situadas aguas arriba de la falta puedan evacuar la energía producida. No obstante, este tipo de configuración es la aplicada en parques como el de Horns Rev (Dinamarca, 160 MW).

Una salida frente a la falta de fiabilidad del sistema radial puede ser el diseño mostrado en la siguiente figura, que permite rutas alternativas para exportar energía durante faltas imprevistas. De esta manera, se mejora la fiabilidad cuando comparamos con la configuración radial. Sin embargo, esta seguridad adicional se produce a expensas de un mayor coste de cable para un mismo número de turbinas.

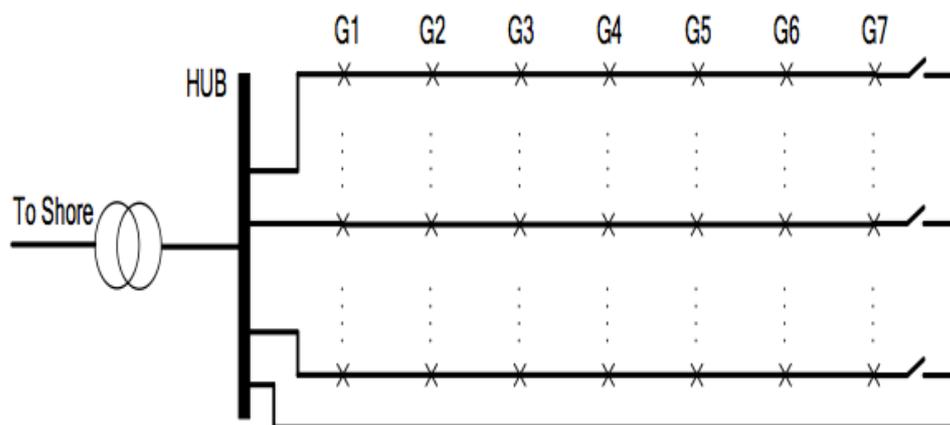


Figura 82 Configuración radial con ruta auxiliar de recolección [64]



El *diseño en anillo de lado único* sigue el mismo principio que el diseño radial con la diferencia de que emplea un camino redundante para cada hilera de turbinas, es decir, que tiene un cable que conecta directamente la turbina más alejada con el embarrado, resolviendo así los problemas de fiabilidad del diseño radial mediante la aplicación de una ruta de acceso redundante para el flujo de potencia. Sin embargo, este aumento en la longitud del cable empleado trae consigo un aumento del coste total y la imposibilidad de reducir progresivamente la capacidad del cable de conexión entre las turbinas a medida que nos vamos alejando del punto de recolección, como ocurre en la configuración radial.

La *configuración en anillo de doble lado* tiene la particularidad de interconectar la última turbina de una cadena a la última turbina de la cadena contigua. Si se compara con el diseño anterior, hay una disminución de la longitud total de cable necesario mientras que se mantiene el mismo nivel de redundancia. Sin embargo, esta configuración tiene la desventaja de necesitar cables con mayor capacidad que la configuración en anillo de lado único.

Una evolución de la configuración en anillo de doble lado sería la *disposición de anillos múltiples* que se muestra bajo este párrafo, en la cual se interconectan todas las hileras de turbinas a través de la última turbina de cada hilera. Este diseño requiere que la capacidad de transporte de potencia del cable submarino dentro de cada hilera sea mayor que la capacidad máxima del cable submarino de una hilera en la disposición radial, para así, en caso de falta en una de estas hileras la potencia de salida de sus aerogeneradores se pueda repartir a través de las demás.

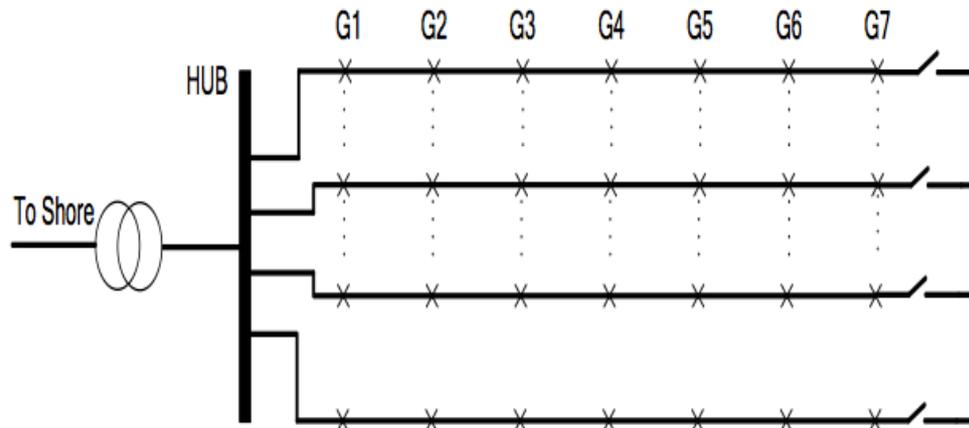


Figura 83 Configuración en anillo múltiple [64]

El principal problema relacionado con este diseño es el coste de los cables, debiéndose balancear el beneficio de la reducción de pérdidas con el coste adicional de esta configuración.

Por último, la *configuración en estrella* es una buena manera de reducir la longitud del cable manteniendo a la vez un gran nivel de seguridad, ya que el fallo en un cable sólo afectará a una turbina. Esta configuración, al contrario de las anteriormente mencionadas que cuentan con un transformador por cada aerogenerador, se caracteriza por disponer de un único transformador compartido en el centro de cada estrella ahorrando en espacio y en costes. No obstante, sus inconvenientes principales son la necesidad de instalar tramos de cable diagonales y el empleo de una aparatamenta compleja en el centro de la turbina, lo cual puede conducir a mayores costos.

Por otro lado, la distancia de los aerogeneradores ha de ser tal que se logre aprovechar al máximo el recurso eólico existente en la zona objeto del proyecto y reducir al mínimo las consecuencias que el efecto estela provoca sobre los aerogeneradores.



Algunos de los criterios para lograrlo están basados en :

- La orientación de las filas de aerogeneradores.
- Las distancias mínimas a respetar, tanto entre aerogeneradores contiguos dentro de una misma fila como entre las distintas filas de aerogeneradores.

La distancia mínima a respetar entre aerogeneradores contiguos de una misma fila (cuya orientación debe ser lo más perpendicular posible a la dirección del viento predominante) es distinta que la que hay que respetar entre aerogeneradores correspondientes a distintas filas, siendo ésta última mayor.

Esta última afirmación está orientada a minimizar las pérdidas que se producen como consecuencia de la modificación en el régimen del viento tras ser turbinado, denominada efecto estela y originada por los aerogeneradores.

Mayor distancia entre aerogeneradores tiene como consecuencia menores pérdidas de producción y menores esfuerzos de fatiga pero también un menor aprovechamiento del espacio y mayores costes por MW instalado, por lo que es fundamental buscar el equilibrio.

La siguiente figura muestra cuales deben ser las distancias óptimas en función del diámetro del rotor del aerogenerador:

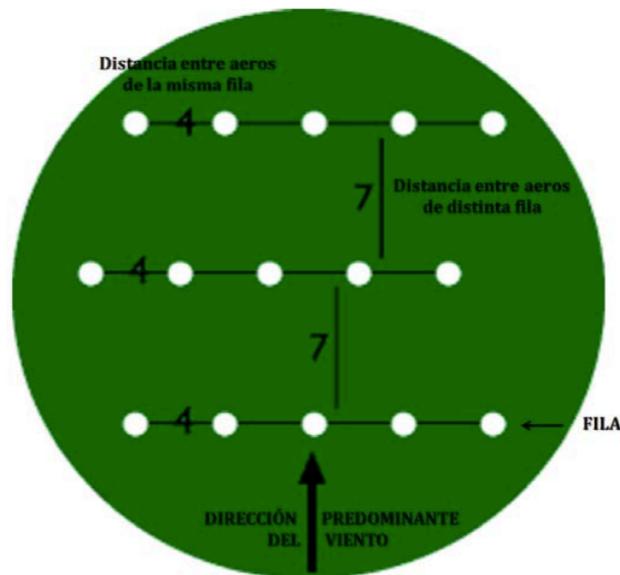


Figura 84 Esquema teórico de distribución de aerogeneradores dentro de un parque eólico offshore con valores orientativos en función del diámetro de las palas del aerogenerador [40]

El posicionamiento de los aerogeneradores dentro del parque viene dado por el valor mínimo para que no se produzcan turbulencias entre ellos, y por consiguiente, que tengan un rendimiento óptimo. Esta distancia viene dada por unas 7 veces el diámetro del rotor en la dirección del viento predominante y por unas 4 veces el diámetro del rotor en la dirección perpendicular al viento. Además, se intentará que la distancia desde la subestación a las filas sea mínima para reducir costes, pero garantizando la seguridad y cumpliendo la normativa vigente del lugar de emplazamiento (la distancia desde la subestación hasta tierra vendrá fijada por las condiciones del proyecto).

El número de aerogeneradores que pueden ser conectados dentro de una misma fila vendrá fijado fundamentalmente por las dimensiones del parque, la potencia nominal del aerogenerador elegido y el nivel de tensión del parque (establecido actualmente en MV a 33 KV), factor éste último que limita la capacidad de transporte del cable hasta un máximo en torno a los 50 MW como ya se sugirió al hablar del sistema de evacuación en MV, y que ocasiona que la situación más común sea de entre 7 y 8 aerogeneradores



por fila, estando establecido el límite teórico, según diversas fuentes, en 10 aerogeneradores. [61]

6.3.3 Fiabilidad y redundancia

Este apartado trata de lidiar con la importancia que la fiabilidad representa tanto para el sistema de recolección de potencia dentro del parque como para el sistema de evacuación de la misma a la red eléctrica terrestre. No obstante, debido a la relativa inmadurez de este tipo de instalaciones y a que existen un gran número de investigaciones aún en desarrollo con respecto al uso de la redundancia como método que garantice la fiabilidad del parque, a pesar de haber demostrado su eficacia en este campo los costes asociados con su implantación hacen que la mayoría de los parques cuenten con pocos o ningún sistema redundante.

Mientras que el objetivo principal de una red eléctrica es garantizar la fiabilidad y calidad del suministro eléctrico a sus consumidores, el objetivo primordial de un parque eólico offshore, debido a razones económicas y a su limitada capacidad de generación, es el de optimizar la eficiencia del transporte de energía hasta la red.

La fiabilidad de un parque se mide teniendo en consideración los aspectos referidos a la cantidad de potencia perdida durante una situación de falta, el índice de fallo de los dispositivos y el tiempo medio de reparación de los mismos, mientras que la redundancia se define como la mejor solución para la mejora de la fiabilidad de los sistemas de recolección y evacuación.

Uno de los aspectos abarcados por la redundancia tiene que ver con la configuración elegida para el parque eólico offshore y que condiciona los diferentes caminos por los que la corriente tiene permitida su circulación desde su generación hasta su volcado a la red bajo una condición de falta.



La redundancia de un parque eólico offshore puede ser dividida en tres categorías:

- Redundancia dentro del sistema de recolección de potencia.
- Redundancia en la subestación offshore.
- Redundancia dentro del sistema de evacuación.

Para el sistema de recolección de potencia dentro del parque, las distintas opciones junto con sus niveles de redundancia fueron ya comentadas.

Respecto a la subestación offshore, y bajo la premisa de que la generación de potencia a plena carga por parte de los aerogeneradores se va a realizar en situaciones muy puntuales, es práctica habitual y recomendable el realizar una redundancia parcial de sus transformadores, es decir, optar por la instalación de dos transformadores cada uno de ellos con una capacidad del 70% de la potencia total del parque (2x70%) en vez de por un único transformador con la capacidad total de potencia (1x100%), ya que en el primero de los casos, el fallo de uno de los transformadores aún permite evacuar hasta un 70% de energía, y solo en el caso de que los aerogeneradores estén trabajando por encima de este porcentaje de carga, la limitación de la capacidad de transformación conducirá a la pérdida de potencia.

También existe la posibilidad de realizar una labor de redundancia incrementando el número de subestaciones offshore, sin embargo, el coste tan elevado y la habitual limitación de espacio que representa su construcción hacen que esta opción no sea tomada en consideración.

En cuanto al sistema de evacuación del parque, debido a que éste se desarrolla principalmente en un entorno marino (bastante más complejo de manejar que el terrestre), la consideración de tender un cable redundante de

evacuación se va a ver fuertemente limitada por los costes asociados a la operación y su empleo no es práctica frecuente.

6.4 Infraestructura eléctrica de un aerogenerador

6.4.1 Introducción

El aerogenerador es un equipo crítico dentro del parque ya que de éste depende en gran medida la producción del parque. Su eficiencia es crítica, especialmente con carga eólica parcial, ya que de media un aerogenerador transita un número significativo de horas generando entre el 20% y el 80% de su potencia nominal como consecuencia de una velocidad de viento baja-media.

La siguiente figura muestra de forma clara (en color rojo) cuales vamos a considerar como los principales dispositivos eléctricos albergados en la turbina.

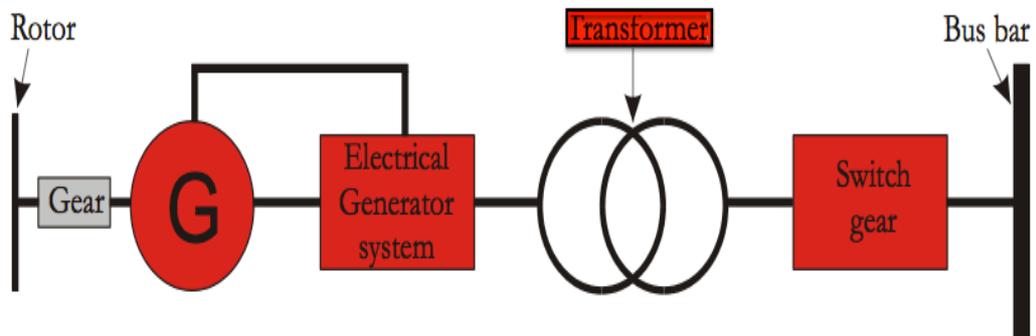


Figura 85 Principales componentes eléctricos de un aerogenerador [57]

Estos son, el generador, donde es producida la energía eléctrica, el transformador, donde el nivel de voltaje de la energía generada es elevado hasta el nivel de tensión del parque y el equipo de conexiones, que conecta a la turbina con el sistema de recolección dentro del parque.



6.4.2 Especificaciones del generador

El generador es el elemento central del sistema eléctrico de una turbina eólica y el componente a partir del cual se dimensionan los demás elementos y sistemas de control y supervisión del aerogenerador. Los generadores eólicos son algo inusuales si se les compara con los demás equipos generadores que suelen encontrarse conectados a la red eléctrica, siendo una de las razones el que en este caso el generador debe trabajar con una fuente de potencia (el rotor de la turbina eólica) que suministra una potencia mecánica muy variable (momento torsor). La mayoría de turbinas eólicas usan generadores de 4 ó 6 polos. La razón por la que se utilizan estos generadores de velocidad relativamente alta es por ahorrar en tamaño y en costes. Aunque las turbinas eólicas pueden accionar tanto generadores síncronos como asíncronos y utilizar una forma directa o indirecta de conexión del generador con la red del parque, la mayoría de ellas utilizan un generador asíncrono trifásico, también llamado generador de inducción, para generar corriente alterna.

Durante los últimos 10 años, la mayoría de los aerogeneradores han implantado mayoritariamente generadores de inducción doblemente alimentados (DFIGs). Otros, los menos, han utilizado máquinas síncronas de imanes permanentes o electroimanes. Casi todos funcionan a velocidad variable con conexión a la red a través de un convertidor AC-DC-AC.

6.4.3 Corriente por fase

De forma genérica, el fabricante de aerogeneradores suministra con cada modelo de turbina una placa de especificaciones en donde podemos encontrar la potencia nominal o efectiva que la turbina produce a su salida. Esta potencia, junto con el nivel de tensión, nos permite calcular la corriente que circula por cada fase del cable recolector según la siguiente fórmula:



$$I_f = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi}$$

en donde:

- I_f es la intensidad de fase en A.
- P_n es la potencia nominal de cada aerogenerador en W.
- U es la tensión compuesta o de línea de parque en V.
- φ es el ángulo de fase en °.

Esta, aunque correcta, representa una manera bastante preliminar de realizar el cálculo del dimensionamiento de los cables conductores, tanto para los que conforman el sistema de recolección de potencia dentro del parque como para los encargados del sistema de evacuación, de forma que para dimensionar el tamaño de los conductores empleados de una manera exacta es conveniente, en las posteriores etapas del proyecto, realizar una simulación eléctrica tanto de estos sistemas como del resto de los dispositivos eléctricos empleados.

6.4.4 Transformador

A la hora de discernir el tipo de transformador más idóneo, se debe ser capaz de combinar las solicitaciones más rigurosas junto con las dimensiones más reducidas para facilitar la ubicación del mismo en el interior del aerogenerador.

El transformador que se adapta de una manera más adecuada con esta combinación de solicitaciones y de espacio disponible dentro del aerogenerador es el de tipo seco encapsulado. Mientras que un transformador seco es aquél en el que el circuito magnético y los arrollamientos no están sumergidos en un líquido aislante, UNE 20101, el transformador seco encapsulado es aquél en el que uno o más arrollamientos están encapsulados en un aislamiento sólido tal como resina epoxi, UNE 20178.



Figura 86 Modelo de transformador seco encapsulado [66]

Aunque estos transformadores, debido a que se basan en el empleo del aire como sistema de aislamiento y refrigeración, representan un mayor coste económico en comparación con los transformadores con dieléctrico líquido para un mismo nivel de tensión y corriente, sus ventajas frente a éstos dentro del ámbito de esta aplicación hacen que tales inconvenientes deban de ser asumidos.

Estas ventajas son citadas a continuación [66][67]:

- Necesitan un espacio total menor en comparación con los que emplean un dieléctrico líquido ya que estos últimos, entre otras cosas, requieren de un depósito y foso de recogida de líquido así como medidas de seguridad contra incendios por combustión del líquido.
- No requieren características de seguridad especiales (equipos de detección y extinción de incendios), ya que en caso de fuego externo al transformador que afecte al mismo, éste arde con mucha dificultad y con llama débil, la cual se extingue rápidamente al cesar el foco productor.



- Están exentos de mantenimiento ya que solamente se requiere alguna limpieza del polvo de sus superficies si éste llegara a producirse. Este aspecto es muy importante debido a que las labores de mantenimiento en alta mar resultan más complicadas y costosas.
- Presentan una vida útil más larga gracias a un menor envejecimiento térmico.
- Contaminación e impacto medioambiental mínimo, ya que al contrario que su equivalente en líquido, aquí no existe riesgo de fugas de sustancias inflamables o contaminantes. Además, la Institución de Ingenieros Eléctricos (IEE) aconseja, por este motivo, su uso en actividades marinas.
- Apropriados para zonas húmedas, ya que son transformadores capaces de funcionar en ambientes que presenten una gran humedad, incluso superior al 95%.
- Presentan una superior resistencia a los cortocircuitos y mayor capacidad para soportar sobrecargas.
- Al contar como únicos elementos el circuito magnético, las bobinas y los elementos de fijación, su diseño es muy compacto resultando un conjunto robusto y a prueba de vibraciones, lo que les hace idóneos para soportar las condiciones más duras de balanceo y vibraciones presentes en alta mar.

En cuanto a la posición del transformador dentro del aerogenerador, históricamente ha sido ubicado en la base de la torre, justo un nivel por encima del equipo de conexiones, aunque en la actualidad algunos diseñadores están optando por su instalación en el interior de la góndola ya que al reducir la longitud del cableado entre el transformador y el generador se logra también reducir las pérdidas. [67]

En este estudio, y desde el punto de vista de la optimización eléctrica, se ha decidido situarlo en la góndola.



6.4.5 Switchgear o equipo de conexión/desconexión

El término anglosajón “switchgear” hace referencia al conjunto de dispositivos eléctricos, tales como interruptores, fusibles y otros dispositivos automáticos de corte, necesarios para aislar al equipo eléctrico. Su función básica es, por un lado detectar una condición de falta y por el otro permitir la realización de labores de mantenimiento y/o reparación, siendo capaz en ambos casos de mantener libre de tensión y corriente y conectados a tierra aquellos elementos que van a ser reparados o sobre los que se van a realizar labores de revisión o mantenimiento. Por lo tanto, estos equipos van a permitir tanto la conexión/desconexión de las turbinas al sistema recolector de potencia dentro del parque como la conexión/desconexión del sistema recolector de potencia dentro del parque al punto de recolección común.

Al igual que cuando hablamos de la fiabilidad y la redundancia de un parque eólico offshore (apartado 6.3.3) vimos diferentes alternativas posibles, veremos ahora como, los equipos de conexión/desconexión están también muy ligados con estos conceptos a través de un nuevo término denominado *selectividad* y que no es más que la capacidad que presentan estos sistemas, en mezcla con el esquema del parque, para aislar aquellos elementos que están en estado de falta permitiendo el correcto funcionamiento del resto de elementos.

Entendemos por grado de selectividad alto aquel que permite en caso de fallo de una turbina o cable de conexión entre dos de ellas, aislar la falta permitiendo el correcto funcionamiento del resto de elementos del parque, mientras que por grado de selectividad bajo se entiende aquel que limita o impide en caso de falta en algún elemento del parque, el funcionamiento normal de elementos que no están afectados por tal falta.

Ciertos parámetros como la complejidad, tamaño y arquitectura de la instalación, probabilidad de fallo de los dispositivos, tiempos de reparación de las faltas y el equilibrio entre la continuidad de suministro y el grado de protección llevarán a decidir si el grado de selectividad requerido es bajo o alto.

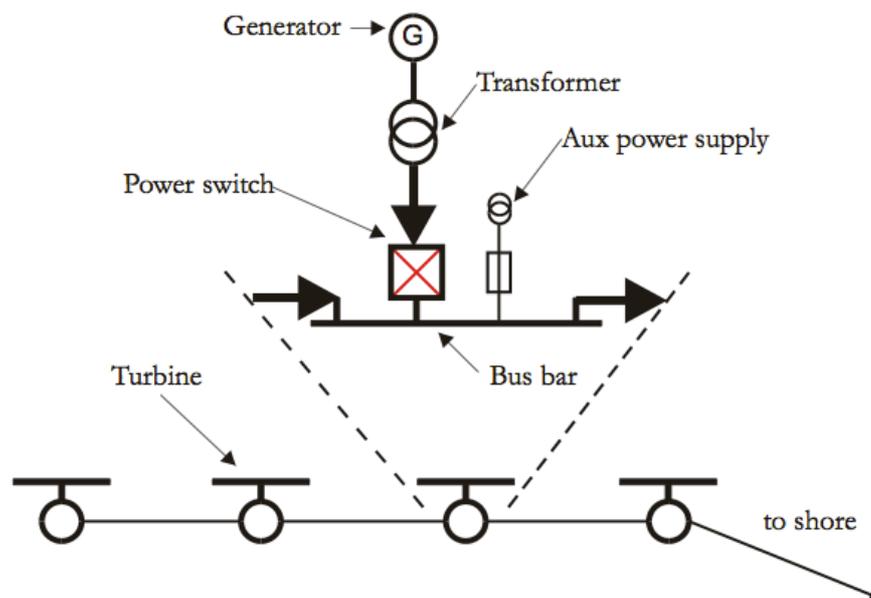


Figura 87 Equipo de conexión/desconexión de aerogenerador con bajo nivel de selectividad [68]

Un equipo de conexión/desconexión con un bajo nivel de selectividad suele ser representativo de sistemas con bajas probabilidades de fallo en sus elementos y cortos tiempos de reparación de los mismos. Como ventaja más clara, el hecho de presentar un único interruptor hace que el tamaño y coste de este equipo de conexión/desconexión sea menor, mientras que como gran inconveniente plantea el hecho de que un fallo implica la inoperatividad de toda la hilera de aerogeneradores.

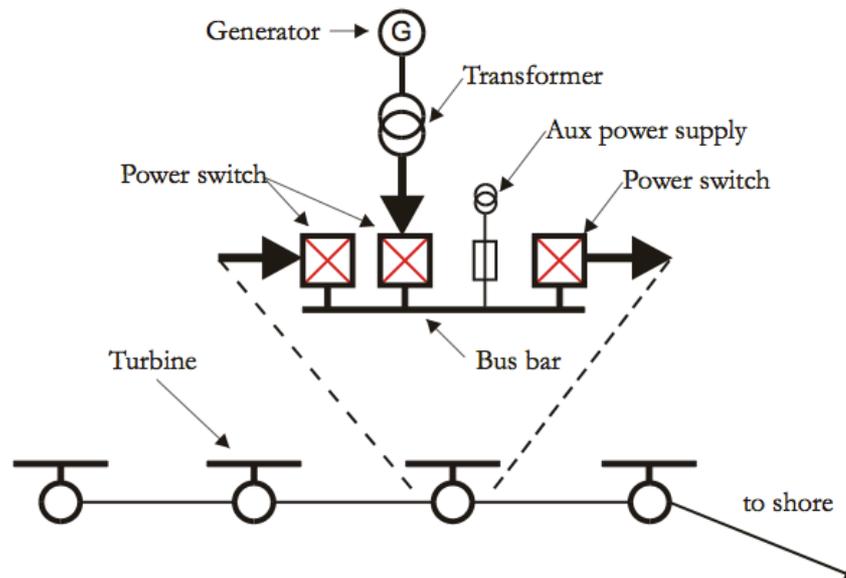


Figura 88 Equipo de conexión/desconexión de aerogenerador con alto nivel de selectividad [68]

En este segundo caso, un equipo de conexión/desconexión con un alto nivel de selectividad suele ser representativo de sistemas con elevadas probabilidades de fallo en sus elementos y tiempo medio-alto de reparación de los mismos. Como ventaja más clara plantea el hecho de que un fallo no implica la inoperatividad de toda la hilera de aerogeneradores mientras que como gran inconveniente, al permitir la conexión de cada uno de los cables mediante un interruptor, el tamaño y coste de este equipo de conexión/desconexión será mayor.

En general, estos equipos vendrán integrados en celdas debido al reducido espacio del que se dispone en el interior del aerogenerador. La prefabricación de estas celdas garantiza su funcionamiento en condiciones adversas y su aislamiento mediante el gas SF₆ les va a permitir resistir posibles inundaciones y reducir la necesidad de revisiones periódicas disminuyendo sus costes de mantenimiento.

Apoyándose principalmente en el concepto de eficiencia eléctrica se ha optado por el empleo de celdas (equipos de conexión/desconexión) con un



alto nivel de selectividad, debido principalmente a la ausencia de datos sobre los índices de fallo de los elementos de la instalación, los tiempos de reparación en función de la climatología del lugar y la disponibilidad de medios para llevar a cabo tales reparaciones. No obstante, estudios más avanzados dentro de la realización de un proyecto de esta índole conducirán a una decisión mucho más consolidada del grado de selectividad necesario.

Elegiremos dos tipos de celdas denominadas:

- celda modular con aislamiento mediante gas SF₆ (CGM).
- celda compacta con aislamiento mediante gas SF₆ (CGC).

La diferencia fundamental que existe entre ellas es que la primera (CGM) está formada por un sistema de equipos modulares, cada uno de ellos provisto de su propia envolvente metálica rellena de SF₆ y con una función específica, permitiéndonos ir acoplando módulos para elegir las funciones a implementar (a costa de ir perdiendo espacio), resultando perfecto para cada una de las turbinas que se sitúan al comienzo de cada línea ya que basta con la elección de dos módulos, una posición de línea (con interruptor) para realizar la conexión con la siguiente turbina y una posición de protección (con interruptor-fusible) para, en caso de fallo, proteger al transformador y desconectar la turbina del resto de la instalación. Mientras, la segunda (CGC) será utilizada en todos los aerogeneradores menos en los de comienzo de línea, ya que está integrada por un único módulo compacto, con su propia envolvente metálica rellena de SF₆, que integra tres unidades funcionales en su interior, dos posiciones de línea (con interruptor) para conectar con las turbinas anterior y posterior dentro de la hilera (o con la anterior y el punto de interconexión común) y una posición de protección (con interruptor-fusible).

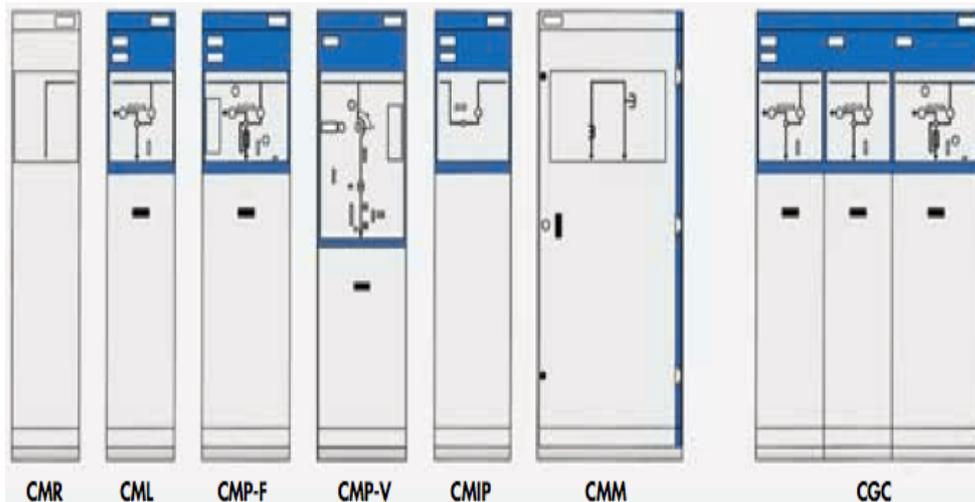


Figura 89 Diferentes módulos de una CGM (izq.) frente a una CGC (dcha.) [69]

6.5 Cables eléctricos de potencia para aplicaciones offshore

6.5.1 Introducción

En este capítulo se analizará en primer lugar la selección de los materiales más adecuados para la fabricación de cables de potencia en aplicaciones offshore y a continuación se hará mención de las distintas configuraciones que existen para tales cables.

Los cables submarinos para la transmisión eléctrica se fabrican y configuran mediante una serie de elementos que se complementan unos a otros para lograr unas características eléctricas y estructurales óptimas. De este modo se busca minimizar las pérdidas en la transmisión eléctrica, y a la vez, garantizar una respuesta adecuada ante los efectos mecánicos previsibles en el fondo marino. En este contexto, la selección adecuada de materiales juega un papel fundamental para el éxito del proyecto. La razón deriva de la interdependencia material-propiedades, que condiciona el comportamiento tanto eléctrico como estructural del cable.

Es posible definir una serie de características generales para los cables submarinos, independientemente de los factores de trabajo, que aseguren el



correcto funcionamiento y la protección de los mismos bajo condiciones normales [70]. Las presentamos en la lista siguiente:

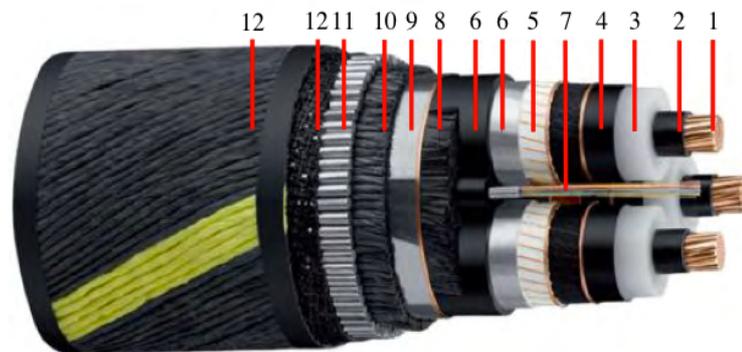
- El cable debe tener unos factores de seguridad eléctricos elevados en comparación con los cables en ambiente terrestre. Esto es debido al alto coste de las reparaciones y los problemas ocasionados por fallos asociados.
- El cable debe ser diseñado para minimizar las pérdidas de conducción ya que las líneas submarinas suelen ser de gran longitud, con lo que un correcto diseño en pérdidas asegura una importante reducción en el coste.
- Siempre que sea posible, el cable debe ser suministrado de forma continua, evitando realizar los empalmes bajo el agua. En caso contrario, las uniones flexibles permitirán que las longitudes de cable sean conectadas, ya sea en su propio lugar de fabricación o externamente, antes de ser instaladas sobre el lecho marino.
- El cable debe resistir sin deteriorarse condiciones exigentes de flexión bajo tensión y torsión entre otras, tanto durante el proceso de fabricación como durante la instalación y operación.
- El cable debe ser capaz de resistir la presión hidrostática sin deformarse.
- Tanto el cable como el equipo asociado al mismo deben estar diseñados de forma que sean estancos.
- La armadura debe ser lo suficientemente robusta para resistir daños por impacto en caso de encontronazos con anclas de embarcaciones, fauna marina o cualquier otro tipo de aparejo de pesca.
- El peso del cable debe ser suficiente para inhibir el movimiento en el lecho marino por acción de las corrientes, ya que el movimiento asociado a las mismas puede causar abrasión y daños por fatiga.
- El cable debe tener especial protección contra el daño químico, especialmente por corrosión.

- Los cables aislados de papel impregnado o aislados con polímeros deben garantizar un ambiente hermético, pues la entrada de agua provoca un deterioro importante en la resistividad eléctrica.

Estos requisitos son generales tanto para cables posados sobre el lecho marino como para los enterrados. No obstante, para lograr una mayor claridad del capítulo, descompondremos los cables en sus distintos componentes y estudiaremos cada uno de estos por separado.

6.5.2 Estructura general de los cables submarinos

Aunque la mayoría de los cables submarinos utilizados en la actualidad están compuestos fundamentalmente por cinco elementos perfectamente diferenciados: conductor, aislamiento dieléctrico, cubierta interior impermeable, armadura y cubierta exterior, la siguiente figura nos va a mostrar de manera genérica y, mediante capas concéntricas al eje longitudinal, los principales elementos constituyentes de un cable de potencia para operaciones offshore junto con sus partes correspondientemente numeradas.



1. Conductor	7. Fibra óptica
2. Pantalla del conductor	8. Material de relleno
3. Aislante	9. Aglutinante
4. Pantalla de aislamiento	10. Cama para armadura
5. Pantalla externa	11. Armadura
6. Envoltura laminada	12. Cubierta externa

Figura 90 Estructura tipo de un cable submarino de potencia [70]



Se describirán a continuación los componentes más importantes de estos cables.

6.5.2.1 Conductores

Los materiales más habitualmente utilizados para conducir la electricidad en cables submarinos son el cobre y el aluminio. Las principales ventajas que ofrece el cobre sobre el aluminio son: mayor conductividad, lo que permite minimizar el diámetro del cable ya que permite el paso de una mayor densidad de corriente y por lo tanto se requiere menor sección, y mayor resistencia a la corrosión.

No obstante, independientemente de las propiedades físicas del material, el precio es un factor clave a la hora de elegir uno u otro material, por lo que la elección final suele combinar tanto partes de aluminio como de cobre, según las solicitaciones del cable y la agresividad del medio.

Las geometrías más habituales que adoptan los conductores son:

- Conductor sólido.
- Conductor de alambres trenzados.
- Cables perfilados.
- Conductores huecos para cables rellenos de aceite.
- Conductores de tipo Milliken.

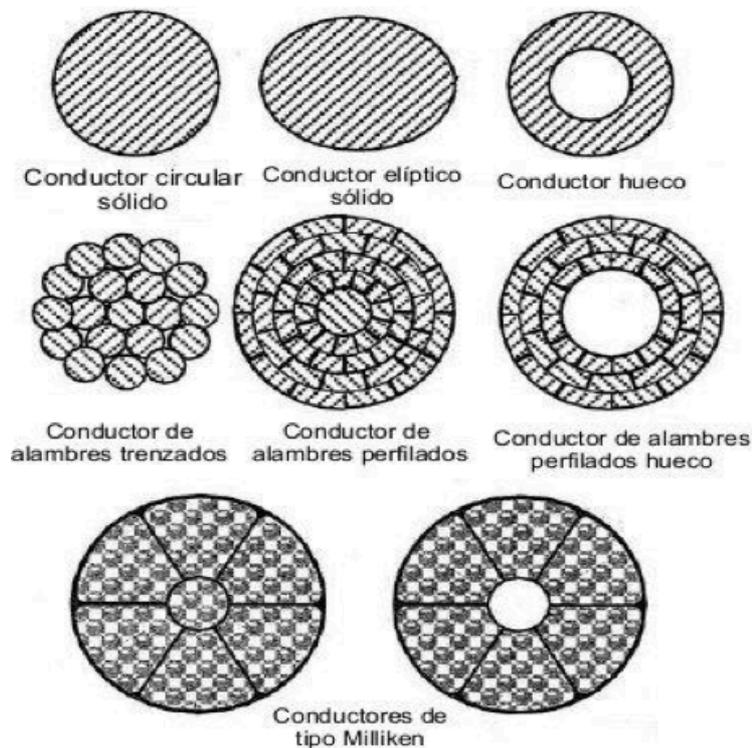


Figura 91 Secciones típicas adoptadas por los conductores

❖ Conductor Sólido

Consiste en una única pieza de material en forma de hilo. Las principales ventajas son su facilidad de fabricación y su buena estanqueidad a lo largo del eje longitudinal del cable. En algunos casos, el aislante extruido puede tender a deslizarse por la superficie del conductor debido al acabado liso del metal, por lo que se deben aplicar tratamientos superficiales como el moleteado para aumentar la fricción entre ambas superficies.

❖ Conductor de alambres trenzados

En estos conductores se usan varios hilos sólidos trenzados para formar un único hilo conductor. Este tipo de conductores son más flexibles que los sólidos y pueden incrementar la tensión eléctrica hasta un 20% [72]. El arrollamiento de los hilos se puede realizar según dos sentidos: a derechas o a izquierdas, dependiendo de cómo se vaya a enrollar en la bobina, buscando que el conductor esté contraído durante el almacenamiento.

❖ Milliken

Se forma con alambres circulares dispuestos de manera que den lugar a una sección triangular. Estas secciones triangulares se retuercen junto a otras secciones idénticas, sin perder la forma, y se sitúan en conjunto formando un círculo.

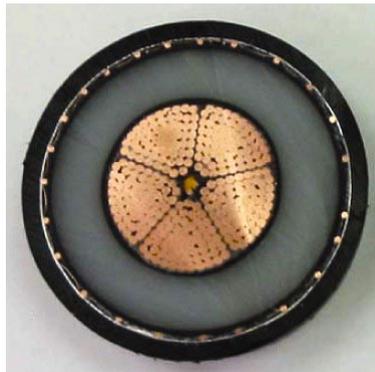


Figura 93 Conductor tipo Milliken [74]

Con este tipo de construcción se logra reducir el efecto piel que se da en conducción en corriente alterna y que provoca que la mayor parte de la transmisión eléctrica ocurra en las partes más exteriores de la sección.

6.5.2.2 Aislamiento

El aislamiento aporta una barrera efectiva entre superficies con una gran diferencia de potencial. Este efecto ha de prevalecer durante toda la vida útil del cable, por lo que ha de asegurarse su robustez, resistencia térmica y resistencia al envejecimiento.

Los tipos de aislamiento más comunes son:

❖ Polietileno de alta densidad (HDPE)

Ha sido usado históricamente como cubierta protectora en cables submarinos debido a su alta resistencia eléctrica, bajo peso específico, baja absorción de agua, flexibilidad, disponibilidad y precio. El problema

de su uso para aplicaciones de potencia reside en su limitada resistencia térmica (70-80 °C). [75]

Otro factor a tener en cuenta a la hora de elegir cubiertas de HDPE es la influencia de la presión en su ruptura dieléctrica, ya que a grandes presiones, su estructura eléctrica está fuertemente influenciada por la presión externa.

❖ Polietileno reticulado (XLPE)

Es un material termoestable que resuelve de modo eficaz la limitación térmica del PE. Con este compuesto se pueden alcanzar temperaturas de trabajo de hasta 200°C, ya que tiene un comportamiento muy estable hasta cerca de su temperatura de degradación, de unos 300°C.

Además, la reticulación incrementa la resistencia al impacto, la resistencia a tracción, la estabilidad química y la estabilidad eléctrica a lo largo de grandes tramos. Por ello, el XLPE es el material más utilizado para el aislamiento de cables submarinos. La siguiente figura muestra la capacidad de cables con cubierta de XLPE.

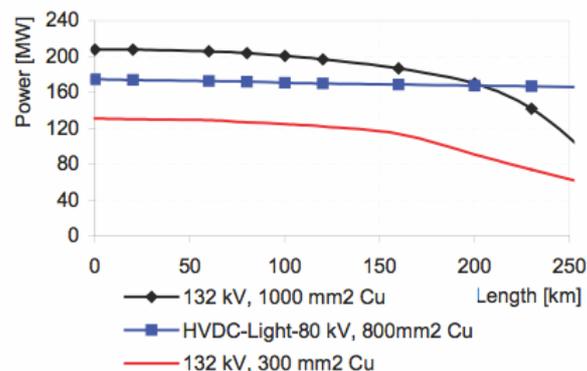


Figura 94 Máximas longitudes de cable de AC-XLPE y HVDC-Light® [76]

El principal problema del XLPE es la arborescencia. La combinación de agua, un campo eléctrico e impurezas en el material pueden dar lugar al crecimiento de defectos en forma de figura tridimensional ramificada que

en presencia de grandes esfuerzos eléctricos en el material, crece hasta provocar la ruptura dieléctrica del aislamiento [77].

Otro problema del XLPE es su alto coeficiente de expansión, lo que puede provocar problemas de distorsión de la sección bajo grandes presiones. La solución a este inconveniente se da mediante la adición de capas adicionales de refuerzo.

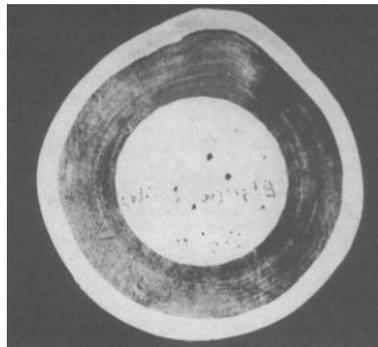


Figura 95 Deformación de la sección por efecto de la presión y el calor en un cable bajo presión de 27.5 bar y 60°C [70]

Actualmente la triple extrusión, técnica que consiste en la extrusión simultánea del XLPE junto con otros compuestos semiconductores reticulables impidiendo así la contaminación del dieléctrico, y que se compone, por lo tanto, de tres capas: pantalla de conductor, aislante y pantalla de aislante, evita tener que incorporar capas adicionales en el conformado del cable, pues genera una cubierta de XLPE con comportamiento dieléctrico muy estable y rigidez suficiente para evitar deformaciones indeseadas bajo ciclos de temperatura y presión. Además, las dos pantallas poliméricas semiconductoras situadas a ambos lados del dieléctrico, ayudan a confinar el campo eléctrico en el interior del aislamiento y lograr un gradiente de potencial radialmente uniforme.

❖ Caucho etileno-propileno (EPR)

Los materiales de base etileno-propileno tienen una resistencia excelente al ozono, a la oxidación, al calentamiento, al agua y a los



disolventes polares. Además, el EPR se mezcla con una serie de impurezas que mejoran su acabado superficial y propiedades mecánicas.

Si se los compara con los cables XLPE, el EPR ofrece un menor comportamiento eléctrico, menor tensión de rotura dieléctrica y resistencia ante cargas variables, y provoca mayores pérdidas dieléctricas, lo que incrementa el coste de operación. Por el contrario, posee mejores propiedades contra la arborescencia y en ciertos casos pueden utilizarse sin la necesidad de una cubierta impermeable [72].

❖ Cables extruidos de alta tensión para HVDC

El XLPE convencional no se usa de forma común para líneas de corriente continua debido a la aparición de burbujas en el interior del aislante que pueden dar lugar a fenómenos de espacios cargados eléctricamente, aumentando el riesgo de ruptura dieléctrica. No obstante, formulaciones especiales de XLPE han sido desarrolladas para superar este inconveniente [78].

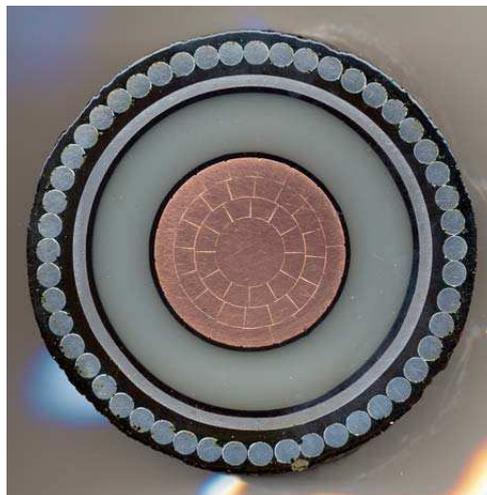


Figura 96 Cable HVDC con cubierta aislante extruida [73]



Las diferencias más significativas de cables HVDC y HVAC se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 4 Comparativa general entre cables HVAC y HVDC [adaptado de 79]

	HVAC	HVDC
Longitud teórica	60 – 90 km*	Ilimitada
Pérdidas adicionales	Si	No
Inversor/Convertidor	No es necesario	Es necesario
Sincronicidad de la red	Es necesario	No es necesario

* Fuertemente dependiente de las condiciones de capacidad, tensión y aislamiento.

Para longitudes menores que las presentadas, los cables HVAC son más económicos y presentan mayores tasas de potencia, pero cuando la longitud sobrepasa los límites, los cables HVDC son la única opción. [80]

❖ Papel impregnado

Aunque este tipo de aislante históricamente ha sido usado para la transmisión en MVAC, en la actualidad sólo se utilizan para la transmisión en HVDC hasta los 500 kV. Su ventaja principal es su bajo coste y la capacidad que tiene el papel de hincharse rápidamente en presencia de agua, bloqueando el fallo de forma automática.

La principal ventaja que ofrecen estos cables frente a los rellenos de fluido es que no se hace necesario el control de la presión dentro del cable, con lo que la longitud teórica de los mismos puede ser infinita.

❖ Papel impregnado con relleno de aceite para AC y DC

Son análogos a los anteriormente descritos, con la única diferencia de la aparición de uno o varios conductos por los que se hace pasar aceite a presión. Presentan la ventaja de poder usarse para grandes tensiones,



incluso mayores a 500 kV en DC, y la posibilidad de operar con menores secciones aislantes. En el caso de cables en AC, la presión inferida en el líquido evita que el gas disuelto en él forme burbujas, impidiendo la aparición de descargas en dichas burbujas que erosionarían el aislamiento.

Normalmente no se usan en corriente continua debido a que es difícil mantener una presión constante en tramos mayores a 50 km, e incluso, algunos autores señalan que el desarrollo de cables XLPE en la actualidad ha dejado en desuso a los cables rellenos.

❖ Inyección de gas

Históricamente se han usado en instalaciones submarinas, aunque en la actualidad están siendo desplazados por los cables de XLPE por precio, disponibilidad de fabricantes y facilidad de uso. Su fabricación es relativamente sencilla, una vez conformado el cable, se hace el vacío en su interior para luego rellenarlo con un gas a presión. Las ventajas que tiene, al igual que sus inconvenientes, son análogas a los cables rellenos de líquido a presión.

6.5.2.3 Consideraciones de corriente en la envoltura aislante

La corriente en cables submarinos depende principalmente de la temperatura de trabajo, resistividad térmica del dieléctrico en referencia al medio, profundidad, espacio entre conductores y material de la armadura.

La resistividad térmica lineal del medio depende del propio medio y de las condiciones de trabajo, pero para cables posados en el lecho marino un valor de $0.3 \text{ }^\circ\text{K}\cdot\text{m}/\text{W}$ suele ser el estándar. Si el cable está enterrado a una distancia no mayor de 2.0 m, un valor de $1.0 \text{ }^\circ\text{K}\cdot\text{m}/\text{W}$ se toma como referencia. En los demás casos, como será el caso de este proyecto, se debe realizar un estudio más detallado del medio para tomar valores tipo.

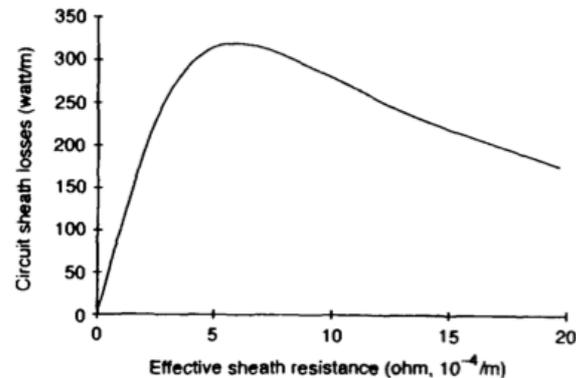


Figura 97 Relación entre la resistividad efectiva de la envoltura y las pérdidas en la misma en un cable de núcleo simple de 630 mm² y relleno con fluido

En cables de corriente alterna y núcleo simple, se suelen dar espaciados grandes entre los conductores, de modo que esta configuración produce un aumento de la corriente en la envoltura y reduce la corriente en el conductor central. Para conseguir mejores índices de corriente se busca la reducción de la corriente de carga de la envoltura, que suele lograrse mediante la inserción de una o varias capas de conductor de cobre, reduciéndose también el campo magnético externo y permitiendo el uso de acero galvanizado en la armadura. El uso de aluminio para evitar estas corrientes también es posible, pero de nuevo su fácil oxidación en ambientes marinos lo hacen una elección arriesgada.

En líneas submarinas largas se debe asegurar también que la tensión que aparece en la envoltura anticorrosión no se aproxime al nivel de ruptura eléctrica del material. La práctica habitual es unir eléctricamente las envolturas conductoras a la armadura a intervalos regulares para evitar estos fallos.

6.5.2.4 Fibra óptica submarina

La adición de fibra óptica en los cables submarinos de potencia suele tener diferentes objetivos, aunque en general, su principal uso es el de



transmitir los datos referentes a la salud de la instalación y a cambios en las condiciones del entorno.

Para cables de longitud hasta 30 Km, la facilidad para incluir fibra óptica en espacios libres dentro del cable junto con su bajo precio y facilidad de medición hacen de éste un método muy usado. Sin embargo, en cables de potencia de longitud superior, es necesario el empleo de un conjunto de repetidores y amplificadores para evitar pérdidas en la señal [81], tecnología que todavía no está introducida por completo en líneas combinadas de potencia y datos debido a la complejidad y coste de los equipos asociados, lo que hace que las longitudes máximas para la transmisión de datos en este tipo de cables sean del orden de los 200 km.

6.5.2.5 Cubierta protectora frente a la entrada de agua

El dieléctrico debe ser protegido frente a la posibilidad de un fallo que provoque la entrada de agua para que pueda mantener sus propiedades de rigidez dieléctrica, siendo ésta la función prioritaria de la cubierta. En función del material aislante empleado y de las condiciones del entorno, se puede optar por dos tipos de diseño:

- Diseño en condiciones húmedas
- Diseño en condiciones secas.

Para tensiones de hasta 36 kV, y si el dieléctrico posee una resistencia adecuada ante la arborescencia, se puede prescindir de la colocación de una cubierta impermeable (diseño húmedo) o se puede emplear un diseño más simple de la cubierta debido a la baja tensión eléctrica en el aislamiento (diseño semihúmedo). En este segundo caso, una estrategia consiste en equipar al cable con una cubierta polimérica estanca frente al agua pero que permitiría el paso de una cierta cantidad de humedad en fase vapor por difusión, y ubicar bajo ésta agentes capaces de absorber el vapor de agua, manteniendo al aislamiento dieléctrico seco durante la vida útil del cable [82].



En alta tensión es más recomendable recurrir a un diseño en seco, ya que los dieléctricos resistentes a la arborescencia (como es el caso del EPR) presentan un factor de pérdidas mayor que el polietileno, el cual, además de jugar en su contra se hace más significativo a mayor tensión. Por lo tanto, para mantener la capacidad dieléctrica del PE y evitar su arborescencia, éste debe estar protegido del agua mediante el empleo de una cubierta interior impermeable. Los materiales más utilizados para las cubiertas son:

❖ Cubierta de Plomo

Las cubiertas de plomo bien producidas gozan de la propiedad de ser completamente impermeable frente a la entrada de agua y dispersión de la humedad. Además, en el caso de emplear cables de papel impregnado y con relleno de aceite, la cubierta actúa como un sello que aísla frente a posibles fugas al cable del medio marino. Otra ventaja que presenta es la de añadir peso al cable, lo que puede ser importante para mejorar la estabilidad del mismo en el fondo.

El plomo puro es muy débil, por lo que debe alearse o protegerse frente a daños durante la fabricación, transporte, instalación y servicio. Las aleaciones de base plomo pueden mejorar sus propiedades, siendo los aleantes más comunes el antimonio, estaño, cobre, calcio, cadmio y telurio (en la norma EN 50307 se puede encontrar una lista de aleaciones de plomo para su uso en cables submarinos de potencia). Además, cuando la cubierta de plomo se somete a procesos de fatiga y ciclos térmicos, sus propiedades herméticas pueden deteriorarse. La realización de ensayos en cables ha concluido que los resultados óptimos se obtienen mediante la aplicación sobre la cubierta de plomo de una cubierta de PE seguido de una o varias capas de refuerzo.



❖ Cubierta de aluminio

Las cubiertas de aluminio se pueden presentar en diferentes formas:

- Extruidas.
- Soldadas.
- Laminadas.

En el caso de las cubiertas soldadas, las bandas de aluminio, de espesor entre 0,5 y 4 mm, se pliegan alrededor del cable y se sueldan longitudinalmente formando un tubo que puede ser posteriormente corrugado mejorando así su flexibilidad. El cordón de soldadura debe ser observado cuidadosamente en busca de posibles defectos.

Las cubiertas de aluminio extruido y corrugado se han empleado durante décadas, pero sólo en ocasiones y con espesores de entre 2 y 4 mm se han utilizado para cables submarinos. Sin embargo, hoy en día estas cubiertas no se utilizan en cables submarinos debido a que se han observado importantes problemas de corrosión.

Por último, las cubiertas de aluminio laminado consisten en una lámina delgada de aluminio, de 0.1 a 0.3 mm de espesor, junto con una capa de copolímeros de PE. En la misma operación de producción, una cubierta de PE es extruida directamente sobre la lamina de aluminio, lo cual, otorga a la cubierta de aluminio la capacidad de resistir la flexión del cable sin arrugas o pliegues. Además, en la mayoría de los casos, se sitúa una pantalla de alambre de cobre directamente bajo el laminado para transportar la corriente de cortocircuito.

❖ Cubierta de Cobre

Las cubiertas formadas a partir de tiras de cobre soldadas y corrugadas son empleadas en ocasiones para aplicaciones en cables



submarinos de potencia. Mediante una máquina de corrugación se puede dotar a ésta de una estructura ondulada, en forma de anillos o helicoidal, predominando la forma anular ya que proporciona una barrera más efectiva contra la intrusión de agua. Además, son resistentes a la corrosión y en tamaños adecuados incluso son capaces de conducir las corrientes de cortocircuito haciendo prescindibles las pantallas de alambre de cobre [73].

❖ Cubiertas poliméricas

Este tipo de cubiertas se utilizan habitualmente para proteger a la cubierta metálica inferior, ya sea de plomo, aluminio, etc. tanto de la abrasión como de la corrosión. Los distintos tipos de polímeros utilizados son:

- LDPE: Polietileno de baja densidad.
- HDPE: Polietileno de alta densidad. Es el de uso más común ya que posee una impermeabilidad al vapor de agua alta.
- Poliamida: Sus propiedades mecánicas son mejores que las del LDPE y HDPE, pero su capacidad para evitar la difusión de humedad es menor.
- PVC: Policloruro de vinilo. Tanto éste como la poliamida (nylon) tienen mayores velocidades de difusión que el HDPE.
- PVDC: Cloruro de polivinilideno. Ofrece una velocidad de difusión de la humedad mucho menor que el HDPE, pero hasta el momento no ha sido utilizado en cables submarinos.

Como ya dijimos al principio, si el cable carece de cubierta metálica, aunque los materiales poliméricos son impermeables, el agua puede filtrarse mediante la difusión en forma de vapor por lo que necesitaremos emplear aditivos absorbentes de la humedad.

6.5.2.6 Armadura

El elemento constructivo más destacado de los cables submarinos es el blindaje, que proporciona tanto estabilidad tensional como protección mecánica. Suele consistir en una o varias capas de alambres metálicos de 2 a 8 mm de diámetro, enrollados helicoidalmente y que descansan sobre una cama de fibras poliméricas que protege la superficie inmediatamente inferior de presiones excesivas. Su longitud de paso, es decir, la distancia longitudinal para la cual el alambre de blindaje completa una vuelta alrededor del cable, suele oscilar entre 10 y 30 veces el diámetro del cable bajo el blindaje y debe ser optimizada teniendo en cuenta la sollicitación tensional, la capacidad resistente del conductor y los requerimientos torsionales del cable.

En el caso de que la armadura esté constituida por una doble capa, existe la posibilidad de que ambas capas estén enrolladas en el mismo sentido o en sentidos diferentes. Junto a estas configuraciones existe una disposición especial en el caso de armaduras de doble capa llamada *armadura tipo Rock*, que comprende una capa interior con longitud de paso larga y una capa exterior con una longitud de paso muy corta, y que mejora significativamente las propiedades de resistencia al aplastamiento de los cables y resulta en una menor rigidez de flexión que en el caso de tener un paso largo.



Figura 98 Cable submarino trifásico con armadura de doble capa tipo "rock" [86]



Otra opción consiste en el empleo de cables planos en lugar de alambres redondos para el blindaje, los cuales proporcionan la sección transversal necesaria con un menor diámetro exterior, ahorrando así en material y en espacio. Sin embargo, el efecto protector de los cables de blindaje contra las agresiones externas disminuye con el cuadrado del diámetro del alambre y muchos fabricantes de cables creen que la mayor protección proporcionada por los alambres redondos justifica el aumento de los costes de material en comparación con los alambres planos.

Para aguas poco profundas con bajos requisitos tensionales, es posible utilizar un blindaje abierto con alambres espaciados, el cual no sólo reduce el peso, sino también, y para el caso de corriente alterna, puede reducir las pérdidas por corrientes parásitas. Aun así, este tipo de blindaje no suele utilizarse ya que ofrece una menor protección mecánica que un blindaje cerrado.

Por último, en la mayoría de los casos el blindaje está hecho a partir de acero, que es un material que concentra el campo magnético alrededor del conductor y genera pérdidas y calor extra en los cables submarinos de AC, pudiendo en cables submarinos de un solo núcleo reducir sustancialmente la intensidad admisible. Existen algunas estrategias para reducir estas pérdidas:

- Armaduras hechas a partir de materiales no magnéticos, tales como bronce, latón, cobre o aluminio.
- Reducción de la inducción magnética, bien aplicando una pantalla de cobre que genere una corriente de pantalla que fluya en dirección opuesta cancelando el campo magnético de la corriente principal (las pérdidas magnéticas desaparecen casi por completo, pero las pérdidas en la pantalla de cobre aumentarán en su lugar), o bien mediante un blindaje doble



helicoidal contrapuesto, siendo la capa interior de cobre y la exterior de acero.

En el caso de cables de triple núcleo, los campos magnéticos de los tres núcleos se cancelan entre sí en gran medida, y las pérdidas magnéticas se reducen a un nivel inferior.

6.5.2.7 Protección contra la corrosión

El agua marina, con su alto contenido en sales disueltas, es un ambiente especialmente corrosivo que debe considerarse seriamente en el diseño de los cables submarinos de potencia y en la selección de los materiales adecuados.

De forma general, la protección de la armadura frente a la corrosión es elaborada a partir de un recubrimiento de sus alambres con zinc (protección primaria) y con unas capas bituminosas (protección secundaria). La durabilidad de la protección con betún depende de los impactos mecánicos que se produzcan sobre el cable y puede ser erosionada durante la instalación o más tarde durante el servicio, haciéndose entonces cargo de la protección contra la corrosión la capa de zinc (las investigaciones de los cables recuperados después de décadas de exposición en el Mar del Norte han mostrado una tasa de corrosión de la capa de zinc de aproximadamente 1 micra/año). Una vez que la capa de zinc se ha eliminado, el acero se consume a un ritmo de unas 10 micras/año [83].

Otra fuente importante de corrosión que se debe evitar es la asociada con las corrientes eléctricas procedentes del ambiente y que entran y salen por la armadura. Las mareas, en combinación con el campo electromagnético terrestre pueden causar este fenómeno, aunque también pueden deberse a otros factores como corrientes residuales debidas, por ejemplo, a soldaduras [84].



El blindaje también puede ser construido a partir de metales más resistentes a la corrosión como se mencionó anteriormente (cables de cobre, bronce y latón). No obstante, la opción más útil es utilizar una cubierta exterior conjunta para todo el cable en combinación con las protecciones antes descritas.

6.5.2.8 Envoltura exterior

Para preservar las capas bituminosas y de zinc con las que se protege la armadura, y por consiguiente al cable frente a la corrosión, es habitual disponer de una envoltura exterior. Esta suele ser a base de polímeros extruidos (PE o PVC) y/o mediante tejidos a base de fibras.

Los tejidos a base de fibras no impiden totalmente la intrusión de agua pero la reducen a valores que disminuyen la corrosión (diseño semihúmedo). Estos huecos dejados entre la cubierta exterior y la armadura suelen impregnarse de betún para mejorar la protección contra la corrosión.

Por su parte, la envoltura exterior polimérica extruida proporciona tanto una apariencia limpia del cable submarino como una alta impermeabilidad, lo cual hace que la armadura no se vea afectada por el agua salada. Aun así, el sistema de blindaje debe estar diseñado para la exposición al agua en caso de daños en la envoltura.

Durante la instalación es importante que la cubierta exterior tenga cierta fricción para evitar su deslizamiento. En este sentido, las cubiertas de materiales fibrosos no ofrecen ningún problema, mientras que los polímeros extruidos son más resbaladizos. Así mismo, por ser ésta la capa visible del cable se suele dotar con cierto tipo de diseño que ayude a diferenciar el cable de otros que puedan estar ya instalados.



6.5.3 Configuraciones genéricas

De forma genérica, existe una tendencia a la agrupación de los conductores bajo un mismo cable. De esta manera, se reducen los costes de instalación, se disminuyen los campos electromagnéticos y se restringen las pérdidas respecto a los cables de núcleo único, siendo el principal inconveniente de estos cables con múltiples núcleos la presencia de un mayor número de uniones intermedias y que están tasados para niveles de potencia inferiores a los de los cables de núcleo único.

A continuación se tratará de explicar las configuraciones más comúnmente empleadas para aplicaciones AC y DC.

6.5.3.1 Cables AC tripolares o de triple núcleo

Los modernos cables submarinos de media tensión (≤ 52 kV) se diseñan fundamentalmente como cables de triple núcleo (3C) y aislamiento de XLPE, aunque algunos fabricantes ofrecen todavía la posibilidad de adquirir cables submarinos de media tensión con aislamiento de masa impregnada [85]. Además, existen muchas y muy diferentes alternativas de diseño para el resto de capas de esta clase de cables submarinos dependiendo de las especificaciones, como hemos indicado en los apartados anteriores dentro de este capítulo.

Para cables de alta tensión, existen diseños de triple núcleo hasta los 300 kV y diseños de un solo núcleo hasta 400 kV, siendo también el XLPE el material más empleado para realizar el aislamiento de los conductores [86]. Para proporcionar una base estable donde asentarse la armadura y la fibra óptica, los intersticios externos están normalmente rellenos de material, siendo el PVC y PE los más empleados. Además, y por lo general, el espacio central del cable no necesita un relleno para obtener estabilidad ya que los tres conductores del cable se apoyan mutuamente para que no colapsen en el espacio central.



Los cables 3C se han producido también con aislante de papel impregnado y relleno de aceite. Estos cables siempre están equipados con una cubierta de plomo, ya sea mediante una cubierta común para los tres núcleos o mediante cubiertas individuales de plomo para cada núcleo. Sin embargo, hoy en día para todas las aplicaciones prácticas este tipo de cables han sido sustituido por sistemas de XLPE que no necesitan canales de alimentación con aceite, son más ligeros y fáciles de manejar y cuentan con mejores propiedades termo-eléctricas..

A continuación se muestra una tabla con las principales propiedades térmicas y eléctricas de los aislamientos de XLPE y de papel impregnado y relleno de aceite:

Tabla 5 Tabla comparativa de dieléctricos más comúnmente usados en HV [87]

	Factor de pérdidas dieléctricas	Constante dieléctrica	Resistencia del aislamiento	Temperatura de operación	Temperatura de cortocircuito
XLPE	0.0004	2.3	10^{17}	90	250
papel impregnado	0.003	3.7	10^{14}	60-70*	140-170

6.5.3.2 Elección entre un cable AC de tiple núcleo o tres cables AC de núcleo único

En algunos casos existe la posibilidad de elegir entre un cable de triple núcleo o tres cables de núcleo único para la ruta seleccionada. Para la recolección de potencia dentro del parque, la opción elegida será la de cables de MV con 3C y aislamiento XLPE, mientras que para la evacuación de la potencia hasta tierra firme se debe discernir entre cables 3C o 3 cables de núcleo único. La mejor opción no siempre es evidente, ya que dependerá de un gran número de aspectos entre los que

se incluyen características de la ruta del cable, métodos de instalación y protección, etc.

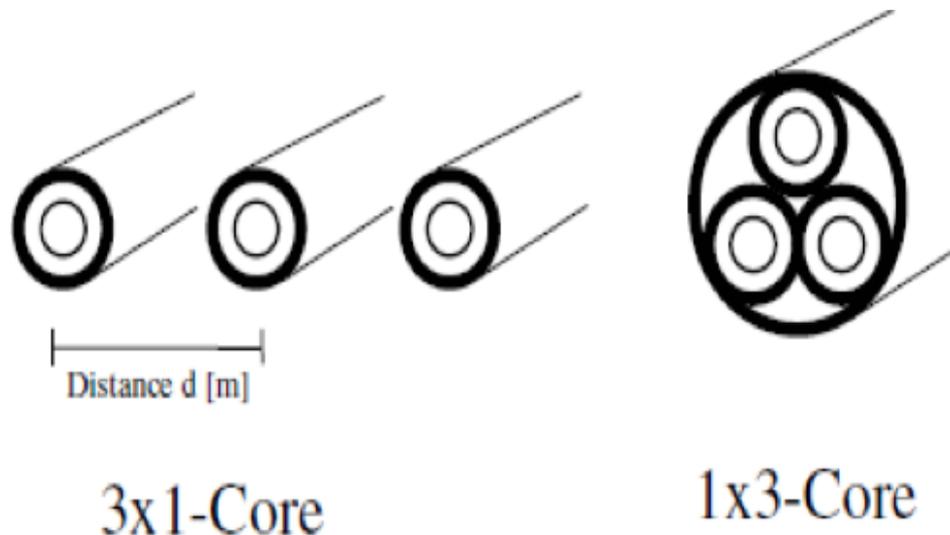


Figura 99 Número de conductores por cable: terna de cables de núcleo simple (izq.); cable de triple núcleo (dcha.) [88]

Las siguientes consideraciones, aplicables únicamente a cables de corriente alterna, nos ayudarán a discernir mejor la elección:

- Las pérdidas originadas por el blindaje son significativamente menores para los cables 3C que para los cables 1C debido a la cancelación de los campos magnéticos producidos por las corrientes de los tres núcleos, por lo tanto, los cables 3C pueden ser equipados con blindaje de alambres de acero mientras que el blindaje en cables 1C requiere soluciones más sofisticadas.
- La capacidad de evacuación del calor generado es menor en un cable 3C que en un grupo de cables 1C espaciados, lo que reduce la capacidad máxima de transporte de corriente en los primeros.
- La fabricación de un cable 3C es, en principio, más cara que la de la suma de tres cables 1C como consecuencia del proceso



de ensamblado de los tres conductores y sus cubiertas bajo un mismo cable. Por otro lado, su coste de instalación es menor ya que un cable 3C se puede instalar de una sola tanda y en una única zanja, siempre que el buque pueda cargar suficiente cable para completar la ruta del cable, mientras que un grupo de cables 1C requiere múltiples viajes y zanjas para completar el tendido.

- Un grupo de cables de 1C, a menudo pueden ser instalados y enterrados con equipos más ligeros que los cables 3C porque el peso unitario del cable, rigidez a la flexión y radio de curvatura son más pequeños.
- Otro aspecto importante es la seguridad de los sistemas de cableado. Resulta una práctica común instalar un grupo de cables 1C con cierta distancia de separación (hasta varios cientos de metros) para evitar que un daño pueda afectar a todos los cables a la vez. Además, es también práctica común instalar cuatro cables para un circuito trifásico, a fin de tener un cable de repuesto. Así, en caso de fallo de un cable, el circuito puede ser restaurado inmediatamente utilizando el cable de repuesto, mientras que la falta en el cable dañado se puede reparar sin interrumpir el suministro. Para lograr una redundancia similar para un cable 3C, solo un segundo cable 3C (preferiblemente separado 250 metros) lo haría posible, con un costo considerable.



A continuación se presenta una tabla con los pros y los contras de cada posible elección en AC [42]:

Tabla 6 Ventajas e inconvenientes entre terna de cables o cable de triple núcleo

Núcleo único	Triple núcleo
<p>Ventajas:</p> <ul style="list-style-type: none">• Menor peso y diámetro• Mayor longitud continua y menor número de articulaciones tanto en fabrica como in situ• Mejor balance seguridad-coste añadiendo un cuarto cable• Nivel de tensión hasta 400 V e incluso superior <p>Inconvenientes:</p> <ul style="list-style-type: none">• Mayor campo magnético• Mayores costos de instalación y protección• Múltiples zanjas• Corrientes considerables a través de las cubiertas protectoras	<p>Ventajas:</p> <ul style="list-style-type: none">• Reducción del campo magnético• Menores corrientes a través de las cubiertas protectoras• Menores costes de instalación y protección• Una única zanja <p>Inconvenientes:</p> <ul style="list-style-type: none">• Menor capacidad de corriente• Mayor peso y diámetro• Peor balance seguridad-coste añadiendo un segundo cable 3C• Las tres fases han de ser reparadas tras un fallo

6.5.3.3 Cables HVDC

Existe la posibilidad de decidir entre un cable de doble núcleo bipolar, dos cables monopolares donde uno de ellos sería un conductor con voltaje prácticamente nulo (en ambos casos no hay necesidad de usar el mar como electrodo) o un único cable monopolar en donde la corriente de retorno fluiría a través del fondo marino.

Aunque la tercera opción permite reducir los costes tanto en la fabricación como en la instalación del cable, esta opción favorecería la aparición de corrientes indeseadas que pueden conducir más fácilmente a la corrosión de los materiales, de forma que el diseño bipolar es la

opción más comúnmente empleada en sistemas HVDC ya que la ventaja de estos cables de dos núcleos con corrientes opuestas es la casi total cancelación del campo magnético externo. Aun así, es práctica habitual instalar también electrodos en el mar para uso temporal en caso de producirse daños en alguno de los cables.



Figura 100 Cable HVDC de doble núcleo y 450 KV para el proyecto NorNed [89]

Además, recientes investigaciones han demostrado que se puede crear un sistema bipolar mediante el empleo de un único cable coaxial, obteniéndose las ventajas de ambos sistemas.

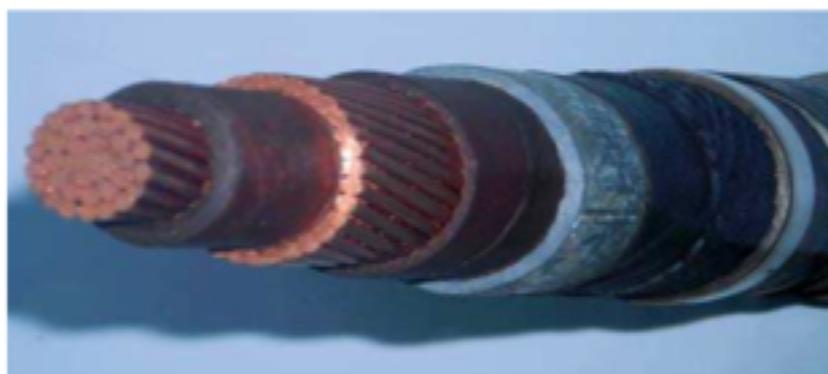


Figura 101 Uno de los primeros cables bipolar coaxial [91]

En los cables para evacuación en DC, la distribución de la tensión es dependiente de la geometría del cable, pero sobretodo de la caída de temperatura a través de la sección del dieléctrico, ya que la conductividad



del material aislante aumenta de manera exponencial con la temperatura, de forma que se da una correlación entre las pérdidas y la distribución de tensión dentro del aislante. Normalmente, el diseño que limita la capacidad de transmisión de estos cables se realiza atendiendo a criterios de tensión y no de máxima temperatura permitida para el conductor [73].

En cualquier caso, los cables en DC son más baratos que sus homólogos en AC ya que para la misma cantidad tanto de conductor como de aislante, operan de forma segura a niveles mayores de corriente, permitiendo así una mayor capacidad de potencia. No obstante, y como mencionamos al hablar del sistema HVDC, el coste de sus convertidores de potencia (rectificador e inversor) en ambos extremos de la línea de transmisión son demasiado elevados como para emplear tal sistema bajo condiciones que no cumplan los criterios de potencia y distancia de evacuación.

7 Herramientas de análisis

El diseño de nuevos sistemas de evacuación de energía eléctrica offshore requiere de la utilización de herramientas informáticas de simulación en dos ámbitos complementarios:

- Herramientas de simulación de sistemas eléctricos de potencia.
- Herramientas de simulación del comportamiento térmico de cables.

7.1 Herramientas de simulación de sistemas eléctricos de potencia

Aplicaciones como PSCAD/EMTDC y Portunus [92][93], permiten simular el comportamiento de sistemas eléctricos de potencia mediante transitorios



electromagnéticos. Las dos aplicaciones anteriores disponen de librerías de componentes típicos de los sistemas de potencia como: transformadores, máquinas eléctricas rotativas, convertidores de potencia, cables y líneas, etc.

Esta herramienta permite también desarrollar modelos mixtos AC/DC de sistemas eléctricos, así como estudiar aspectos relacionados con la integración en red de la generación. La siguiente figura muestra tal herramienta en la simulación de un sistema HVDC.

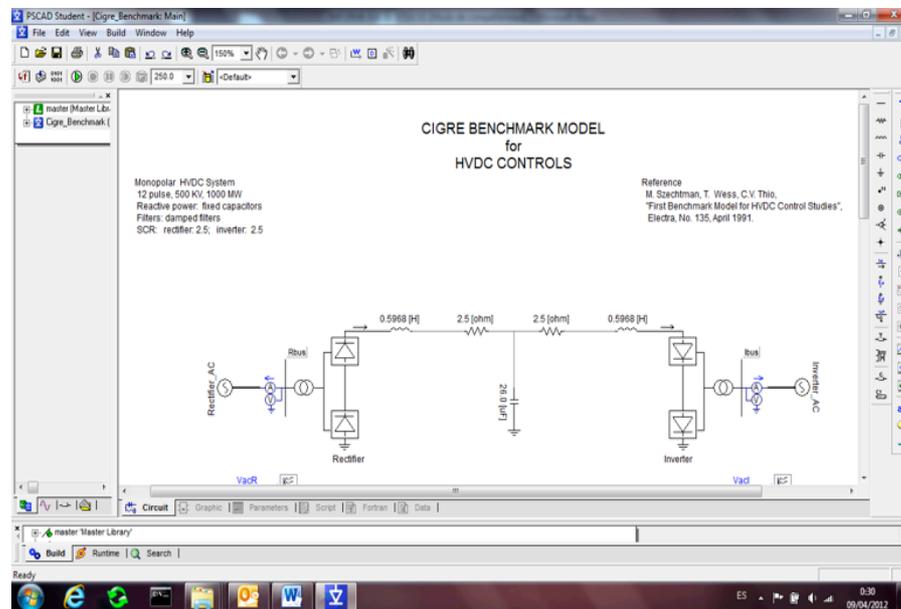


Figura 102 Herramienta PSCAD/EMTDC para la simulación de sistemas eléctricos de potencia

PSCAD/EMTDC permite también la simulación del comportamiento de los cables en base a su estructura geométrica y a las propiedades eléctricas de los conductores. La siguiente figura muestra el aspecto del formulario de configuración de las características geométricas de un conductor.

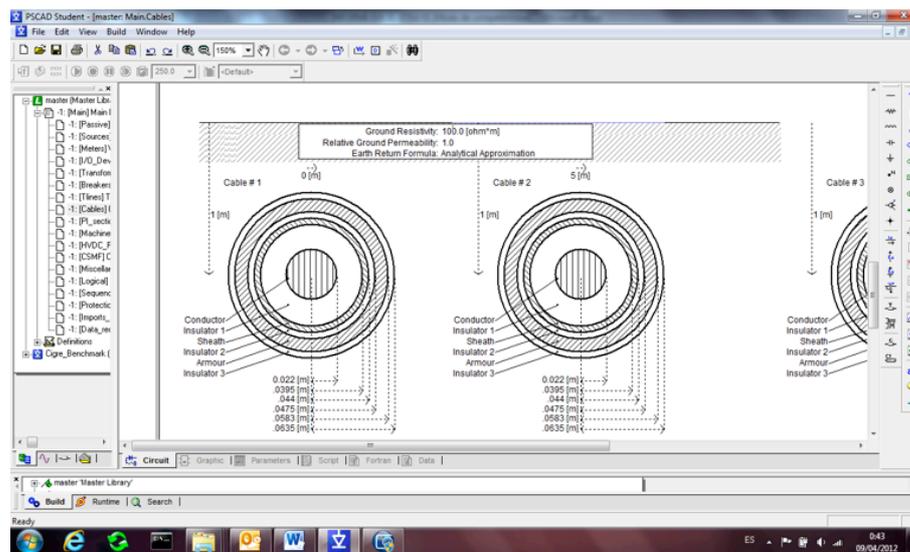


Figura 103 Formulario de definición de propiedades geométricas y físicas de un conductor mediante PSCAD/EMTDC

7.2 Herramientas de simulación del comportamiento eléctrico y térmico de cables de potencia

La herramienta FLUX [94], permite caracterizar las propiedades eléctricas y térmicas del conductor a partir de la geometría y de las características físicas del mismo. La siguiente figura muestra un ejemplo del análisis térmico de un conductor mediante la herramienta FLUX.

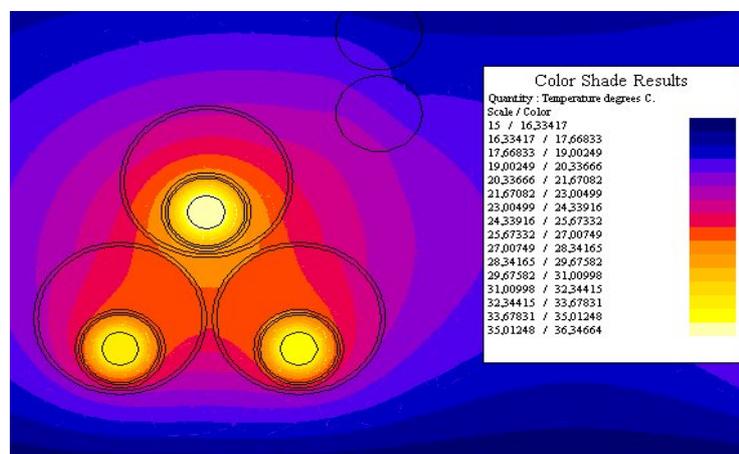


Figura 104 Análisis térmico de un cable complejo mediante FLUX



José Luis Alonso Gómez
Estudio de viabilidad del sistema eléctrico de evacuación de potencia
de un parque eólico offshore de 300 MW





Documento N° 2:

Anejos a la Memoria



Anejo I:

Cálculos Justificativos



1 Parámetros de evacuación

De acuerdo con los condicionantes impuestos por el promotor, las hipótesis y simplificaciones de partida y el emplazamiento elegido dentro de las aguas territoriales pertenecientes a Bélgica (apartado 6.1. del documento Memoria), pasaremos a fijar los parámetros eléctricos de evacuación para así poder empezar a realizar cálculos de referencia en función de los mismos.

Los parámetros elegidos son los siguientes:

- Nivel de potencia a evacuar. En este caso tomamos el máximo impuesto por el proyecto, que es de 300 MW.
- Nivel de tensión de evacuación. De nuevo elegimos los parámetros más extremos de los posibles, siendo de 33 kV entre aerogeneradores y de aerogeneradores a subestación y 220 kV de subestación offshore a subestación onshore.
- Modo de evacuación. Elegiremos la evacuación en AC por ser la opción tanto económica como técnicamente más viable para las distancias a costa y potencias que estamos manejando.
- Número de subestaciones offshore. Tomaremos una única subestación offshore ya que el nivel de potencia a evacuar está dentro de los límites para una única subestación.

2 Parámetros de generación

Para la realización de los cálculos, uno de los elementos que hemos de elegir es el modelo de aerogenerador empleado. Debemos analizar y seleccionar cuidadosamente al suministrador de aerogeneradores y elegir, de entre sus modelos, al más indicado.

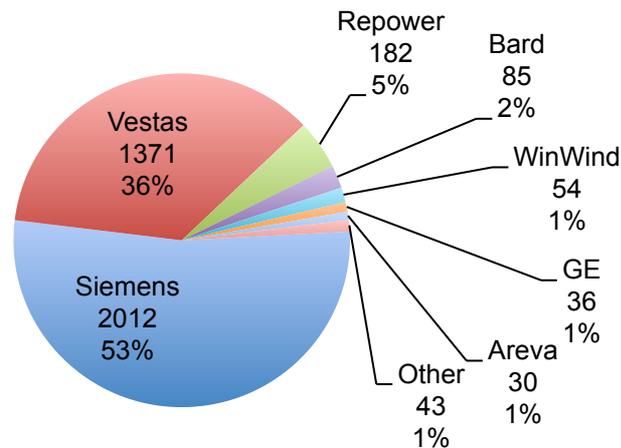


Figura 1 Mercado acumulado de aerogeneradores offshore por fabricante a comienzos de 2012 [13]

De acuerdo con el gráfico, dos grandes suministradores de aerogeneradores offshore, Siemens y Vestas, acaparan el 89% del mercado con Siemens encabezando el ranking con el 53%. El predominio de estas empresas se debe en gran medida a que fueron pioneras en proporcionar soluciones offshore, lo que las ha otorgado una gran experiencia, fiabilidad y confianza por parte de los promotores eólicos offshore.

Dos modelos diferentes de aerogenerador offshore suministrados por el fabricante Siemens han sido elegidos: SWT-3.6-107 y SWT-4.0-130. Su elección se ha debido fundamentalmente, además de a lo mencionado en el párrafo anterior, a que hemos podido tener acceso a las bases de datos de las características técnicas de ambos aerogeneradores. No obstante, para la realización de los cálculos que se van a llevar a cabo, nos apoyaremos sobre los datos proporcionados por el modelo SWT-3.6-107 (el segundo modelo ha sido introducido en este proyecto por tratarse de una evolución del modelo base y por si hubiera un deseo/necesidad de aumentar la potencia nominal unitaria).



Tabla 1 Características generales de los modelos de aerogenerador elegidos

	Características\Modelo	SWT-3.6-107	SWT-4.0-130
información general	Fabricante	Siemens	
	Disponibilidad	Disponible	Disponible
Datos de operación	Potencia nominal	3.6MW	4 MW
	Velocidad de arranque	3.0-5.0 mps	5.0 mps
	Velocidad nominal	13.0-14.0 mps	11.0-12.0 mps
	Velocidad de desconexión	25 mps	25 mps
	Clase	IEC IA	I B
Rotor	Diámetro	107 m	130 m
	Área de barrido	9000 m ²	13300 m ²
	Densidad de potencia	2.5 m ² /KW	3.32 m ² /KW
	Intervalo de operación	5.0-13.0 rpm	5.0-13.0 rpm
	Peso	95 Tm	105 Tm
Regulación de potencia	Tipo	Cambio de ángulo de paso con velocidad variable	
Datos eléctricos	Tipo de generador	Asíncrono	Asíncrono
	Potencia del generador	3600 KW	4000 KW
	velocidad	1300 rpm	1300 rpm
	voltaje de salida	690 V	690 V
	Frecuencia	50-60 Hz	50-60 Hz
	Tipo de convertidor	Convertidor de red	Convertidor completo
Multiplicador	Tipo	Planetario de 3 etapas	
	Ratio	1:119	1:119
Palas	Tipo	B 52	B 63
	Número	3	3
	Longitud	52 m	63 m
	Peso	16 Tm	20 Tm
	Material pala	Epoxi con refuerzo de fibras de vidrio	
Torre	Tipo	Troncocónica	Tubular
	Altura	80 m	89.5 m
	Peso	En función de la ubicación	
Góndola	Peso	125 Tm	125 Tm

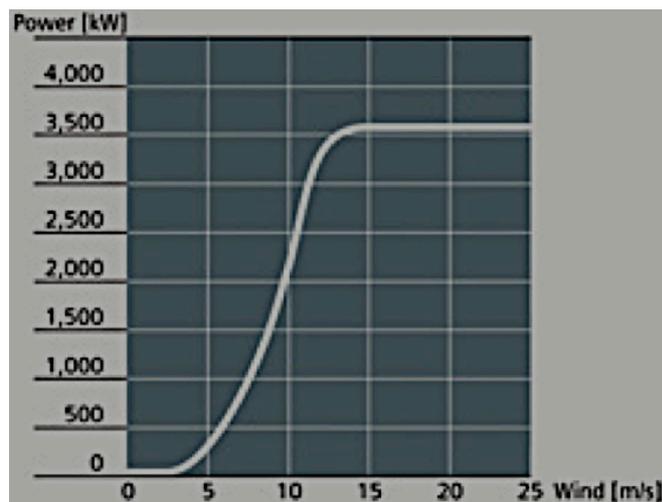


Figura 2 Curva de potencia del modelo de aerogenerador SWT-3.6-107 [95]

Ahora seleccionaremos los parámetros eléctricos de generación, es decir, los relativos a los propios aerogeneradores:

- Potencia unitaria: cada aerogenerador será capaz de generar una potencia útil de 3.6 MW. En este caso hemos seleccionado aerogeneradores de potencia media-alta. Con aerogeneradores de menor potencia se incrementaría el número a usar de los mismos, con el consiguiente incremento en los costes asociados (transporte e instalación principalmente), y con aerogeneradores más potentes se incrementaría su precio unitario, además de incurrir en una cierta incertidumbre ya que en la actualidad los aerogeneradores de potencia superior a los 4-4.5 MW se están empleando únicamente de forma experimental. Por lo tanto, los aerogeneradores de 3.6 MW se encuentran en la zona media, siendo una buena referencia para los cálculos.
- Factor de potencia: ya que en las hojas de características no aparece este dato, atendiendo a la bibliografía consultada tomaremos un factor de potencia de 0.85 inductivo.
- Diámetro del rotor: este dato será útil para la determinación de la configuración en planta del parque, ya que impondrá las distancias mínimas a respetar entre aerogeneradores y nos condicionará,



junto con el tamaño total disponible para la instalación del parque y los límites eléctricos del cable de recolección, el número máximo de aerogeneradores dentro de una misma fila.

3 Estructura general del parque

Para poder plantear correctamente, atendiendo a criterios meramente espaciales, la hipótesis acerca de cual puede ser la configuración elegida para el parque así como del número máximo de filas y de aerogeneradores por fila para poder llevar a cabo la realización de los cálculos, primeramente se presentarán las restricciones geofísicas del parque, impuestas por el gobierno belga en cumplimiento de los condicionantes tanto extrínsecos como mixtos definidos en el apartado cuarto dentro del documento Memoria:

- Lugar de ubicación: zona A (consultar mapa en el anejo II).
- Área disponible:
 - sin considerar el área de seguridad circundante → 38 Km².
 - Considerando el área de seguridad circundante → 44 Km².
- Dimensiones aproximadas (suponiendo un rectángulo perfecto):
 - Dirección paralela a la costa → 9.5 Km.
 - Dirección perpendicular a la costa → 4.0 Km.
- Distancia mínima a costa: 23 Km.
- Profundidad: entre 13 y 22 m.

Como ya se mencionó dentro del apartado 6.3.2 del documento Memoria, existen cuatro esquemas básicos para la realización de la configuración del parque:

- Configuración radial.
- Configuración en anillo de único lado.
- Configuración en anillo de doble lado.
- Configuración en estrella.

Para decidir que sistema es el más propicio en cada caso, se deben tener en cuenta aspectos como el tamaño del área destinada a la construcción del parque, el nivel de fiabilidad deseado, el diámetro del rotor empleado, las distancias mínimas a respetar entre aerogeneradores así como el número de aerogeneradores por fila y los costes económicos de cada una de las diferentes configuraciones.

En una primera aproximación hemos optado por aplicar un sistema de configuración tipo radial. Los motivos que han conducido a esta decisión son que conlleva un sistema de control más sencillo y costes, a priori, inferiores a los producidos por las otras tres configuraciones (bajo la hipótesis de sistemas sin fallo). Además, y exceptuando la configuración en estrella, el resto de configuraciones pueden ser implementadas a partir de la solución radial. No obstante, estudios más precisos, tanto técnicos como económicos, considerando los balances entre costes de implementación-potencia perdida, tasas de fallo y tiempos de reparación, nos proporcionarán la solución óptima.

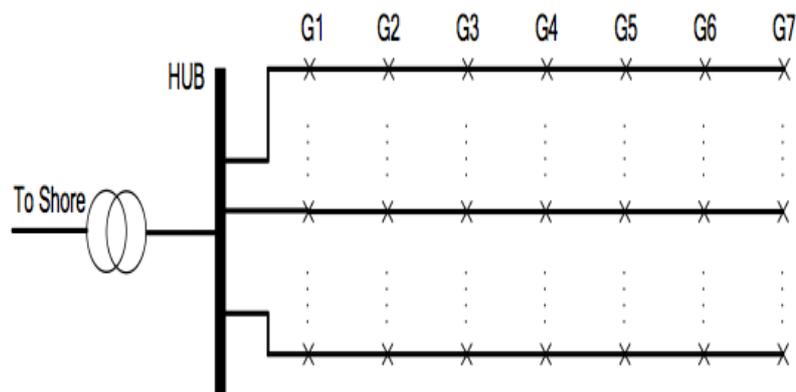


Figura 3 Configuración radial. Aplicación en parques como Horns Rev I, Dinamarca (160 MW)

La configuración radial es la única configuración que permite ir aumentando la capacidad del cable, y por lo tanto también su sección y peso, a medida que se va acercando al punto de interconexión ya que cada

vez es mayor la potencia vertida sobre él. No obstante, y basando la decisión en algunas fuentes consultadas, se ha decidido emplear un único cable para cada una de las filas con la capacidad total de recolección de la fila de aerogeneradores.

En lo que respecta a la distancia de separación entre los aerogeneradores, los dos objetivos principales son el de aprovechar al máximo el recurso eólico existente en la zona objeto del proyecto y el de reducir al mínimo las consecuencias que el efecto estela provoca sobre los aerogeneradores.

La distancia mínima a guardar entre aerogeneradores contiguos de una misma fila (cuya orientación debe ser lo más perpendicular posible a la dirección de viento predominante) es distinta de la que hay que respetar entre aerogeneradores contiguos correspondientes a distintas filas, siendo ésta última mayor. La bibliografía consultada recomienda una distancia entre 5 y 9 veces el diámetro del rotor en la dirección predominante del viento y entre 3 y 5 veces en la dirección perpendicular al viento.

Para no pecar de demasiado conservador, se ha optado por elegir valores intermedios en ambas direcciones, como muestra la siguiente figura:

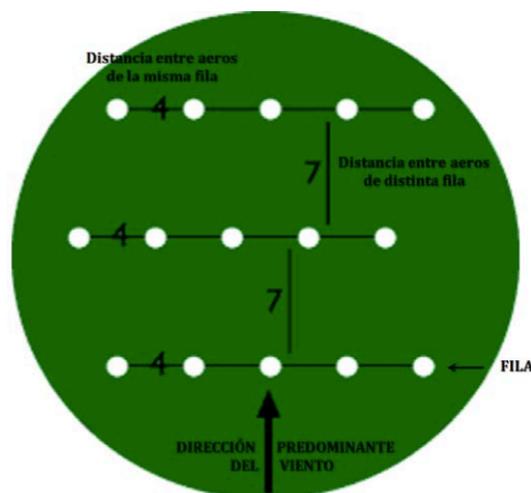


Figura 4 Esquema de distribución de aerogeneradores dentro del parque como función del diámetro del rotor [40]

De esta forma, resultan las siguientes distancias ($\phi_{\text{rotor}} = 107 \text{ m}$):

- dirección predominante del viento: $7 \times \phi_{\text{rotor}} = 749 \text{ m}$
- dirección perpendicular al viento: $4 \times \phi_{\text{rotor}} = 428 \text{ m}$

La distribución, de acuerdo con las dimensiones disponibles para la construcción del parque eólico offshore, con la disposición radial elegida y con las distancias de separación establecidas, será mostrada en detalle en el documento denominado planos.

A continuación, y a modo de croquis, se representa el parque, en donde los aerogeneradores están unidos en serie dentro de cada fila y éstas llevadas en paralelo a la subestación offshore, tal y como se deduce de la figura.

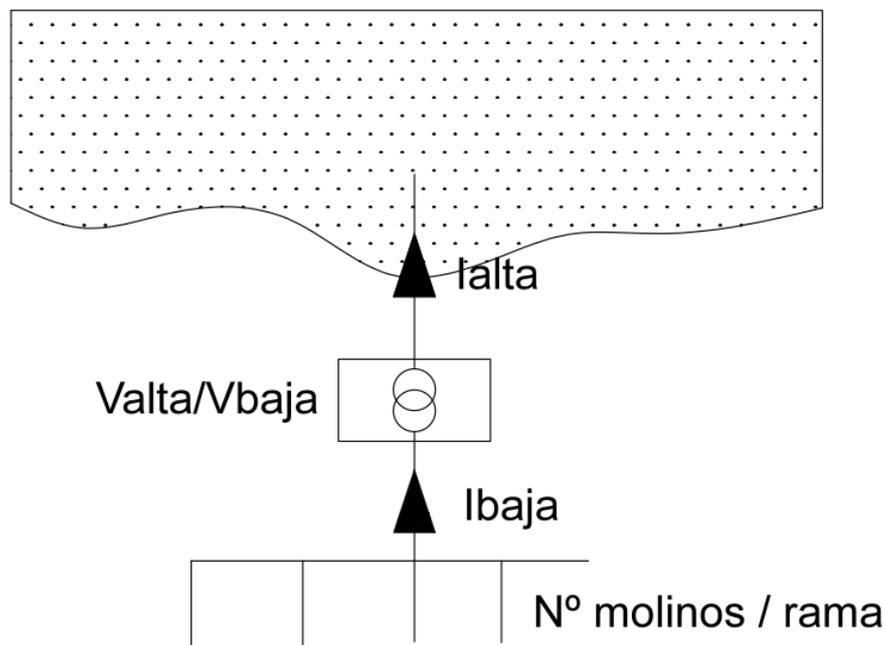


Figura 5 Bosquejo general del parque eólico offshore. Elaboración propia

Por último, mencionar que la ubicación de la subestación será la que cumpla al mismo tiempo que su distancia tanto a los ramales como a la costa sea mínima para reducir costes y que su interacción con el recurso eólico sea también la menor posible.



4 Cálculos

4.1 Cálculo del número de filas y de aerogeneradores en cada fila

Para la determinación del número idóneo de filas así como del número de aerogeneradores dentro de una misma fila, se mencionó en el apartado 6.3.2 dentro del documento Memoria que su número ha de venir fijado fundamentalmente por las dimensiones del parque, la potencia nominal del aerogenerador elegido y el nivel de tensión del parque (establecido actualmente en 33 KV), factor este último que limita la capacidad de transporte del cable hasta un máximo en torno a los 50 MW (como se sugirió al hablar del sistema de evacuación en MV) y que ocasiona que la situación más común sea de 7 u 8 aerogeneradores por hilera (según la potencia nominal unitaria de los aerogeneradores) estando establecido el límite teórico, según diversas fuentes, en 10 aerogeneradores.

De acuerdo con las dimensiones de la parcela disponible para la creación del parque eólico offshore (9.5 x 4 Km) en combinación con las distancias mínimas establecidas para las direcciones predominante y perpendicular al viento ($7 \times \phi_{\text{rotor}}$ y $4 \times \phi_{\text{rotor}}$ respectivamente), admitiendo como invariante la elección hecha del modelo de aerogenerador, el número máximo de filas sería de 13, siendo 10 el número máximo de aerogeneradores por fila y obteniéndose una potencia total de 468 MW.

Como la producción energética solicitada por el promotor del parque es de tan solo 300 MW, esto permite la variabilidad tanto del número de filas como del de aerogeneradores por fila para alcanzar tal producción, siempre y cuando no se sobrepasen los valores límite definidos en el párrafo anterior. Para alcanzar tal producción energética, el número total de aerogeneradores a instalar vendrá determinado no solo por ésta sino también por la potencia nominal unitaria del aerogenerador elegido de la siguiente forma:



$$N_{aerogeneradores}^{\circ} = \frac{P_{parque}}{P_{aerogenerador}} = \frac{300MW}{3.6MW} = 83.33 \cong 84 \text{ aerogeneradores}$$

Una vez determinado el número necesario de aerogeneradores para satisfacer la producción y conocidos los valores límite del número de filas y del número de aerogeneradores por fila, podemos establecer unos valores representativos dentro de estos límites. Aunque en la práctica pudiese ocurrir que la configuración del parque no siguiera un esquema homogéneo, pudiendo variar el número de aerogeneradores dentro de cada fila debido por ejemplo a singularidades de cualquier tipo como la existencia de pecios en el fondo marino u otros factores, dentro de un estudio preliminar es práctica habitual suponer un primer diseño homogéneo sobre el que se podrán incorporar en estudios posteriores todo tipo de singularidades.

La siguiente tabla muestra las distintas combinaciones posibles entre el número de filas y de aerogeneradores por fila, apareciendo sobre fondo gris aquellas que se encuentran dentro de los límites establecidos.

Tabla 2 Combinaciones posibles entre el número de filas y de aerogeneradores por fila como función de las dimensiones del parque. Elaboración propia

Nº aerogeneradores por fila	Nº de filas	Potencia por fila (MW)
1	84	3.6
2	42	7.2
3	27.7	10.8
4	21	14.4
5	16.8	18.0
6	14	21.6
7	12	25.2
8	10.5	28.8
9	9.3	32.4
10	8.4	36



La elección de la combinación más idónea, la mejor tanto técnica como económica de filas y aerogeneradores por fila deberá ser asimilada en posteriores estudios, una vez conocidos los costes asociados principalmente con el cable (precio unitario, pérdidas unitarias, etc.) y con su instalación (peso unitario, diámetro de bobinado, radio de curvatura, etc.). No obstante, y como primera aproximación, se ha optado por elegir la opción 7-12 debido a que el mayor número de filas (12) no supone un problema de espacio y a que el menor número de aerogeneradores por fila (7) permite evitar que la intensidad y la potencia al final de cada rama sea elevada (25.2 MW), lo que trae consigo no solo una disminución en la sección y peso del conductor por la correspondiente reducción en la sección de cobre, y por lo tanto también del cable, sino que así también reducimos las pérdidas originadas en el transporte de potencia hasta la subestación. Además, esta combinación es la que más se aproxima a la potencia total del parque, de 300 MW.

4.2 Cálculo de intensidades en BT

El cálculo de la intensidad al final de cada rama nos ayudará a escoger la sección del conductor en el lado de baja tensión.

$$P_{total\ rama} = N^{\circ}aerogeneradores_{rama} \cdot Paerogenerador = 7 \cdot 3.6 = 25.2MW$$

$$I_{rama} = \frac{P_{rama}}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot fdp} = \frac{25.2 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 33 \cdot 10^3 \cdot 0.85} = 518.7 \approx 519A$$

$$I_{total\ BT} = I_{rama} \cdot N^{\circ}ramas = 519 \cdot 12 = 6228A$$



4.3 Cálculo de intensidades en AT

El cálculo de la intensidad en alta tensión vendrá dado por la relación de transformación de los transformadores de la subestación:

$$I_{total_{AT}} = m \cdot I_{total_{BT}} = \frac{33}{220} \cdot 6228 = 934 \text{ A}$$

Este dato nos permitirá escoger la sección de los conductores en el lado de alta tensión.

5 Selección y dimensionamiento de los conductores

Con la intensidad por rama calculadas y conocido su nivel de tensión, se puede proceder a hacer una estimación de la sección de cable a usar. Las siguientes restricciones son tomadas a la hora de elegir el cable:

- Material del conductor: su elección debe ser tomada atendiendo a criterios tanto técnicos como económicos. Mientras que el aluminio es más barato, el cobre cuenta con mejores propiedades eléctricas por lo que en un primer análisis será la opción elegida.
- Configuración del cable: tomaremos el XLPE como solución al aislamiento del cable ya que en la actualidad es la opción más demandada debido a su estabilidad eléctrica en cables de gran longitud. Además, debido a que el cable se encuentra sumergido en el agua, se elegirá una cubierta protectora frente al agua radial y longitudinal con diseño seco evitando así el potencial riesgo de entrada de agua. El resto de elementos que configuran el cable, como son la armadura, la protección frente a la corrosión y la cubierta externa se dejarán al buen criterio del fabricante del mismo.



A continuación se comparan sus propiedades eléctricas con las de otros dos materiales típicamente empleados en cables de potencia:

Tabla 3 Características eléctricas de los aislamientos más comunes en aplicaciones offshore [87]

	Factor de pérdidas dieléctricas $\tan\delta$	Constante dieléctrica ϵ	Resistencia del aislamiento	temperatura de servicio	temperatura de cortocircuito
XLPE	0.0004	2.3	$10^{17}\Omega\cdot\text{cm}$	90°C	250°C
EPR	0.002	3	$10^{14}\Omega\cdot\text{cm}$	90°C	250°C
Paper-Oil	0.003	3.7	$10^{14}\Omega\cdot\text{cm}$	60-70°C	140-170°C

- Intensidad: consideraremos que la intensidad máxima que puede pasar por los conductores viene impuesta por los criterios de intensidad máxima admisible en servicio permanente e intensidad máxima admisible en cortocircuito impuestos por el aislamiento XLPE.
- Una última consideración técnica viene dada por la estructura interna del cable. Los cables submarinos con aislamiento XLPE vienen bajo dos estructuras básicas: terna de cables con un solo núcleo o un único cable con núcleo triple o tripolar. Normalmente se intentará que los cables empleados tanto para la recolección como para la evacuación de potencia sean tripolares, reduciéndose de esta manera su coste de instalación ya que se evita así tender tres cables por separado. Para la configuración interna del parque (posición de baja tensión) esta consideración no planteará ningún problema, sin embargo, en la evacuación (posición de alta tensión) y a pesar del nivel de tensión superior, la corriente a evacuar es tal elevada que se disparan las secciones de los conductores haciendo que para secciones superiores a los 300 mm^2 la elección sea la de una terna de cables de núcleo único por su mayor intensidad de paso admisible.

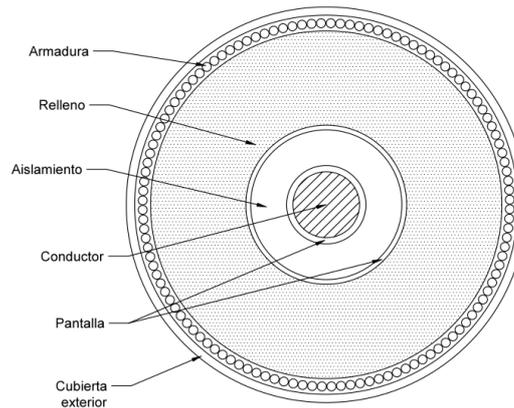


Figura 6 Estructura general de un cable submarino con aislamiento XLPE y núcleo simple. Elaboración propia

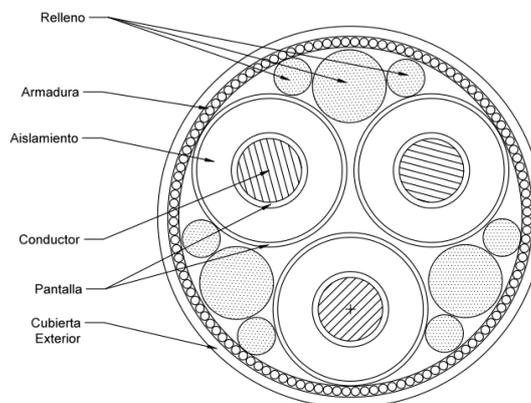


Figura 7 Estructura general de un cable submarino tripolar con aislamiento XLPE. Elaboración propia

Tendremos por lo tanto, una posición de baja tensión (33 KV) representada por el parque eólico offshore hasta la subestación offshore y una posición de alta tensión (220 KV) representada por la línea de evacuación desde la subestación offshore hasta la subestación onshore. Los criterios a cumplir simultáneamente para determinar correctamente la sección del cable en cualquiera de las posiciones mencionadas son:

- Intensidad máxima admisible en servicio permanente: la temperatura máxima del conductor trabajando a plena carga y en régimen permanente no debe superar nunca la temperatura máxima admisible definida para el aislamiento utilizado en servicio permanente.



- Intensidad máxima admisible en cortocircuito: la temperatura del conductor del cable durante una falta por cortocircuito con intervalo de tiempo no superior a los 5 segundos, no debe superar nunca la temperatura máxima admisible en cortocircuito definida para el aislamiento utilizado en el cable.
- Caída de tensión: la circulación de corriente a través de la sección del conductor determina, además de pérdidas, una caída de tensión entre los extremos. Este criterio suele ser determinante solamente en líneas de gran longitud y según la bibliografía consultada no debe superar el 3% de la tensión nominal de línea tanto en el tramo de 33 KV como en el tramo de 220 KV.

A continuación se muestran estas temperaturas de servicio y de cortocircuito máximas admisibles para los aislamientos más frecuentemente usados en aplicaciones offshore (sombreado en gris el aislamiento seleccionado para los cables).

Tabla 4 Aislamientos sólidos. Temperaturas máximas en °C [86]

Tipo de aislamiento sólido	Temperatura en servicio permanente	Temperatura en Cortocircuito ($t \leq 5s$)
XLPE	90°C	250°C
EPR	90°C	250°C
PVC	70°C	160°C

5.1 Tramo de baja tensión (33 KV): red interna del parque

Esta red es la encargada de la conexión eléctrica entre los aerogeneradores y de llevar la potencia eléctrica producida por los mismos hasta el embarrado del parque. Todos los aerogeneradores contendrán en su interior un transformador de tipo seco encapsulado que elevará la tensión



del generador hasta la tensión del parque (33 KV) y del que, por lo tanto, saldrá un tramo de cable de 33 KV que enlazará, a través de su equipo de conexiones, con el siguiente aerogenerador dentro de su fila.

5.1.1 Intensidad máxima admisible en servicio permanente

Esta intensidad es calculada de acuerdo con la serie de normas IEC 60287 y según las siguientes condiciones genéricas del entorno:

- Cable tripolar o terna de cables unipolares.
- Temperatura del fondo marino → 20 °C.
- Profundidad de enterramiento → 1m.
- Resistividad térmica del terreno → 1.0 K·m/W.

Para el lado de baja tensión, la sección del conductor viene dada según las siguientes tablas:

Tabla 5 Secciones de conductor según intensidad que circula por el mismo en cable submarino tripolar con aislamiento XLPE entre 10-90 KV [86]

Conductor para cable tripolar XLPE entre 10-90 KV		
Sección transversal mm²	Conductor de Cu Intensidad (A)	Conductor Al Intensidad (A)
95	300	235
120	340	265
150	375	300
185	420	335
240	480	385
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720



Tabla 6 Secciones de conductor según intensidad que circula por el mismo en terna de cables submarinos unipolares con aislamiento XLPE entre 10-90 KV [86]

Conductor para terna de cables submarinos de núcleo único XLPE entre 10-90 KV		
Sección transversal en mm²	Distancia de separación larga Intensidad en A	Distancia de separación corta Intensidad en A
95	410	315
120	465	355
150	520	395
185	585	435
240	670	495
300	750	545
400	840	610
500	940	670
630	1050	740
800	1160	805
1000	1265	870

Observamos que para una intensidad de rama con valor de 519 A la sección de cobre a elegir puede ser de 185 mm² (terna de cables submarinos de núcleo único con capacidad máxima permitida de corriente de 585 A) ó de 300 mm² (cable submarino tripolar con capacidad máxima permitida de corriente de 530 A), situándonos en el límite teórico afirmado por algunos autores entre cables tripolares y terna de cables unipolares. Como ya se ha mencionado varias veces a lo largo de este documento, siempre que se pueda evitaremos el empleo de ternas por el incremento de los costes asociados al tendido, con lo que la segunda opción será la elegida.

No obstante, a estos valores de intensidad habrá que aplicarles los factores correctores correspondientes a las condiciones que se dan en la ubicación del parque, obteniendo así el valor real de la capacidad máxima



del cable elegido. Las principales tablas de factores correctores aplicadas sobre los cables offshore son presentadas a continuación [87][96]:

Tabla 7 Factor corrector para profundidad de tendido

Factor corrector por resistividad térmica del fondo marino	
Resistividad térmica K·m/W	Factor corrector
0.4	1.25
0.5	1.21
0.7	1.14
1	1
1.2	0.93
1.5	0.84
2	0.74
2.5	0.67
3	0.61

Tabla 8 Factor corrector por temperatura del fondo marino

Factor corrector para profundidad de tendido	
Profundidad de tendido (m)	Factor corrector
0.5	1.1
0.7	1.05
0.9	1.01
1.0	1.0
1.2	0.98
1.5	0.95

Tabla 9 Factor corrector por resistividad térmica del fondo marino

Factor corrector por temperatura del fondo marino								
Temperatura conductor °C	Temperatura del fondo marino							
	10	15	20	25	30	35	40	45
90°C	1.07	1.04	1	0.96	0.93	0.89	0.84	0.80
65°C	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.74	0.66

Y las condiciones específicas del entorno son:

- Cable tripolar o terna de cables unipolares.
- Temperatura del fondo marino → La temperatura del agua en la región belga del Mar del Norte toma valores entre los 17 °C en verano y los 6 °C en invierno, de manera que tomaremos como valor intermedio una temperatura de 10 °C.
- Profundidad de soterramiento → Normalmente los cables submarinos son enterrados a una profundidad entre los 0.80 y 1.5 metros. Aunque la máxima capacidad de transporte de corriente de los cables se estabiliza para grandes profundidades de soterramiento, ésta se reduce bruscamente en los primeros metros de soterramiento, de forma que entre un soterramiento de 1.5 metros y otro de 0.10 metros (soterramiento del cable debido únicamente a la acción de su propio peso sobre el fondo marino) la diferencia en la capacidad del cable puede ser de casi el 50%, como se observa en la siguiente gráfica:

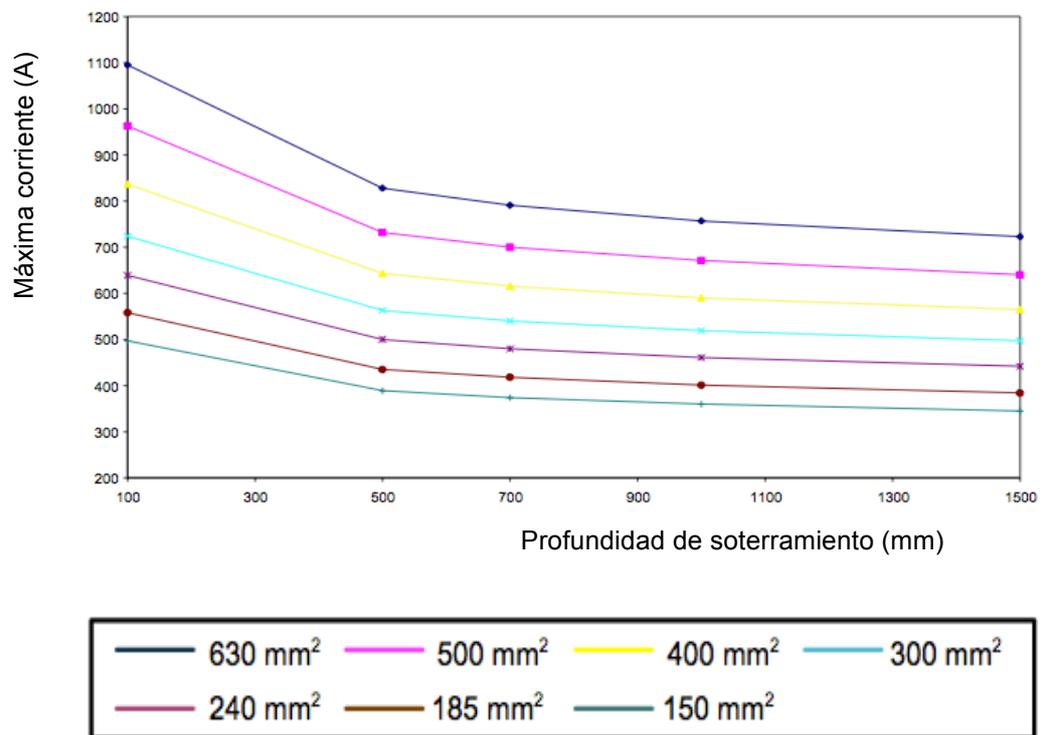


Figura 8 Máxima capacidad de transporte de corriente como función de la profundidad de soterramiento para siete secciones estándar

Desgraciadamente, las probabilidades de daño por causa de instrumentos marinos (anclas, aparejos de pesca, etc.) y los altos costes de reparación asociados a tales daños hacen que sea recomendable su soterramiento a una profundidad de al menos 1 metro, de modo que este factor no influirá sobre la capacidad de corriente del cable por coincidir el valor específico (1 metro) con el valor genérico empleado por la norma IEC 60287 para el cálculo de las secciones recogidas en la tabla “secciones de conductor según intensidad que circula por el mismo en cable submarino tripolar con aislamiento XLPE”.

- Resistividad térmica del terreno → Al igual que ocurre con la profundidad de soterramiento del cable, la resistividad térmica del terreno también influye en la capacidad de corriente del cable, como muestra la siguiente gráfica y en donde se puede observar con facilidad como sobre una misma sección de cable, el descenso en la resistividad térmica del terreno hace que aumente su capacidad máxima de corriente.

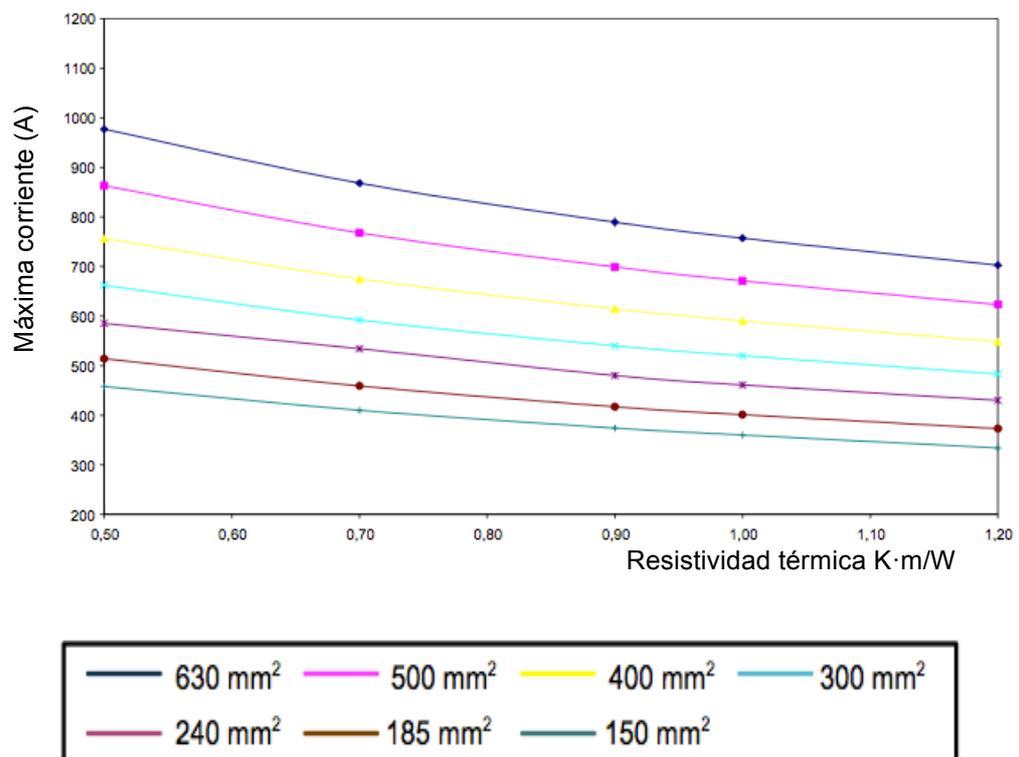


Figura 9 Máxima capacidad de transporte de corriente como función de la resistividad térmica del terreno para siete secciones estándar



Para nuestro caso en particular, de acuerdo con la siguiente tabla y teniendo en cuenta que el tipo de sedimento más frecuente en la composición del fondo marino del Mar del Norte es del tipo arenoso compacto, la resistividad térmica considerada será de 0.5 K·m/W.

Tabla 10 Resistividad térmica del terreno para diferentes sustratos

Tipo de fondo marino	Resistividad térmica K·m/W
capas de grava	0.05
arenoso de grano grueso	0.1
arenoso compacto	0.5
arenoso de grano fino	0.8
arcilloso	0.9

De forma que, una vez establecidas las condiciones específicas del entorno y sus valores correctores asociados, valores sombreados en las tablas de factores correctores y resumidos en la siguiente tabla:

Tabla 11 Resumen de los factores correctores asociados a las condiciones específicas del emplazamiento. Elaboración propia

Condición específica del entorno	Valor	Factor corrector asociado
Profundidad de tendido	1 m	1
Temperatura del fondo marino	10 °C	1.07
Resistividad térmica	0.5 K·m/W	1.21

solo nos queda aplicarlos sobre la tabla “ secciones de conductor según intensidad que circula por el mismo en cable submarino tripolar con aislamiento XLPE” en los siguientes términos:

$$I_{max\,admisible} = I_{max\,admisible} \cdot f_{c\,profundidad} \cdot f_{c\,temperatura} \cdot f_{c\,resistividad}$$



obteniéndose la siguiente tabla:

Tabla 12 Redefinición de la sección del conductor para cable tripolar XLPE entre 10 y 90 KV

Conductor para cable tripolar XLPE entre 10-90 KV		
Sección transversal mm²	Conductor de Cu Intensidad (A)	Conductor de Al Intensidad (A)
95	388.4	304.25
120	440.2	343.10
150	485.5	388.41
185	543.8	433.72
240	621.5	498.46
300	686.2	556.72
400	763.9	627.93
500	848.0	699.14
630	925.7	776.82
800	1003.4	854.50
1000	1068.1	932.18

Se observa ahora como para una intensidad de rama con valor de 519 A la sección de cobre a elegir es de 185 mm², que presenta una capacidad máxima permitida de corriente de 543.8 A.

Notar que el uso de estos factores correctores da una buena aproximación general sobre la planificación, selección y diseño de los cables aunque deberán ser realizados cálculos más precisos en sucesivos estudios para confirmar tales conclusiones.

Con la sección elegida, se obtienen las características constructivas y eléctricas del cable, presentadas a continuación en forma de tablas y que han sido obtenidas a partir del manual que la compañía Nexans ha elaborado para cables submarinos de potencia con nivel de tensión de hasta 33 KV llamado "Submarine Power Cables".



Tabla 13 Características constructivas del cable submarino de triple núcleo Cu y 33 KV, asilamiento XLPE y barrera de protección radial y longitudinal [87]

Sección del conductor (mm ²)	Diámetro del conductor (mm)	Espesor del aislamiento XLPE (mm)	Sección de la pantalla de alambres de cobre de cobre (mm ²)	Espesor de la cubierta de aluminio (mm)	Espesor del colchón de fibras (mm)	Diámetro alambres de acero de la armadura (mm)	Diámetro exterior del cable (mm)	Peso del cable (t/Km)
70	9.9	8.0	16	0.2	2	4.0	99	12.8
95	11.5	8.0	16	0.2	2	4.0	102	14.9
120	13.0	8.0	16	0.2	2	4.0	105	16.2
150	14.5	8.0	25	0.2	2	4.0	108	17.6
185	16.1	8.0	25	0.2	2	5.0	113	21.0
240	18.6	8.0	25	0.2	2	5.0	119	23.4
300	20.6	8.0	25	0.2	2	4.2	121	24.1
400	23.8	8.0	35	0.2	2	4.5	129	28.1
500	26.6	8.0	35	0.2	2.5	5.0	137	33.4
630	30.6	8.0	35	0.2	2.5	5.0	145	39.1
800	34.7	8.0	35	0.2	2.5	6.0	157	48.9

Tabla 14 Características eléctricas de cables submarinos de triple núcleo CU y 33 KV, asilamiento XLPE y barrera de protección radial y longitudinal [87]

Sección conductor/pantalla (mm ²)	Resistencia conductor DC 20°C (Ω/Km)	Resistencia conductor AC 90°C (Ω/Km)	capacidad (μF/Km)	inductancia (mH/Km)	Corriente nominal (A)	Pérdidas (W/m)	Corriente cortocircuito tras 1s Conductor/pantalla (kA)
50 / 16	0.387	0.49	0.14	0.48	202	62	7.1 / 3.3
70 / 16	0.268	0.34	0.15	0.45	245	65	10.0 / 3.3
95 / 16	0.193	0.25	0.17	0.42	291	67	13.6 / 3.3
120 / 16	0.153	0.20	0.18	0.41	330	69	17.1 / 3.3
150 / 25	0.124	0.16	0.19	0.39	366	71	21.4 / 5.1
185 / 25	0.0991	0.13	0.21	0.38	411	74	26.5 / 5.1
240 / 25	0.0754	0.10	0.23	0.36	470	77	34.3 / 5.1
300 / 25	0.0601	0.079	0.25	0.35	564	83	43.3 / 5.1
400 / 35	0.0470	0.063	0.28	0.34	627	86	57.8 / 7.1
500 / 35	0.0366	0.050	0.32	0.32	699	88	72.2 / 7.1
630 / 35	0.0283	0.041	0.34	0.31	777	92	91.0 / 7.1
800 / 35	0.0221	0.034	0.37	0.30	852	96	115.6 / 7.1

Estando la estructura del cable representada por la siguiente foto:



Figura 10 Distribución espacial de las diferentes capas que componen la estructura del cable submarino de potencia modelo 2XS2YRAA 18/33 (36) KV [87]

5.1.2 Intensidad máxima admisible en cortocircuito

Durante un cortocircuito, la temperatura máxima permitida en el conductor es determinada por las propiedades del material que actúa como aislante. La norma IEC 61443, “ Short circuit temperature limits of electric cables with rated voltage above 30 KV ($V_{max} = 36KV$) ”, especifica estos conceptos.

La corriente máxima de cortocircuito debida a las restricciones térmicas del material aislante durante un cortocircuito vendrá determinada por la magnitud y la duración del mismo. Para los propósitos de diseño se suele emplear una corriente de cortocircuito aplicada durante 1 segundo según la siguiente formula (válida para intervalos de cortocircuito de duración entre 0.2 y 5 segundos) :

$$I_{sh} = \frac{I_1}{\sqrt{t_{sh}}} \quad [KA]$$

en donde:

- I_{sh} representa la corriente de cortocircuito durante un tiempo t_{sh} .
- I_1 representa la corriente de cortocircuito durante 1 segundo.
- t_{sh} representa la duración del cortocircuito.



Si suponemos que t_{sh} es de 1 segundo, tendremos $I_{sh} = I_1 = 26.455$ KA, valor tabulado en la siguiente tabla:

Tabla 15 Corrientes de cortocircuito

Máxima corriente de cortocircuito I_{sh} sobre conductor durante 1s [KA]				
Sección transversal mm ²	Conductor de Al		Conductor de Cu	
	65 °C	90°C	65°C	90°C
35	3.6	3.3075	5.495	5.005
50	5.2	4.725	7.85	7.15
70	7.2	6.615	10.99	10.01
95	9.8	8.9775	14.915	13.585
120	12.4	11.34	18.84	17.16
150	15.5	14.175	23.55	21.45
185	19.2	17.4825	29.045	26.455*
240	24.8	22.68	37.68	34.32
300	31.1	28.35	47.1	42.9
400	41.4	37.8	62.8	57.2
500	51.8	47.25	78.5	71.5
630	65.2	59.535	98.91	90.09
800	82.8	75.6	125.6	114.4
1000	104	94.5	157	143
1200	124	113.4	188.4	171.6
1400	145	132.3	219.8	200.2
1600	166	151.2	251.2	228.8
2000	207	189	314	286
por mm ²	0.104	0.0945	0.157	0.143

*corriente máxima de cortocircuito para la sección seleccionada por criterio de intensidad máxima admisible en servicio permanente.

5.1.3 Caída de tensión

Existen varios métodos para el cálculo de la caída de tensión en función del grado de precisión que se deseé, como por ejemplo el empleo de flujos de potencia, ecuaciones diferenciales para líneas de gran longitud, esquemas en T o en Pi para líneas de longitud media, esquema en serie para líneas cortas, etc. Mientras que el cálculo a través del empleo de las ecuaciones diferenciales asociadas al modelo equivalente de líneas de gran

longitud es el más exacto y complejo, el cálculo a través del empleo de las ecuaciones asociadas al modelo en serie de líneas cortas es el más rápido y sencillo, y como cualquiera de las líneas tanto en el lado de recolección de potencia dentro del parque como en el lado de evacuación de potencia a la red en tierra representan una distancia inferior a 50 Km (límite de modelización para líneas cortas), este último será el método empleado. No obstante, en posteriores estudios se podrán completar estos cálculos mediante el empleo de métodos más precisos.

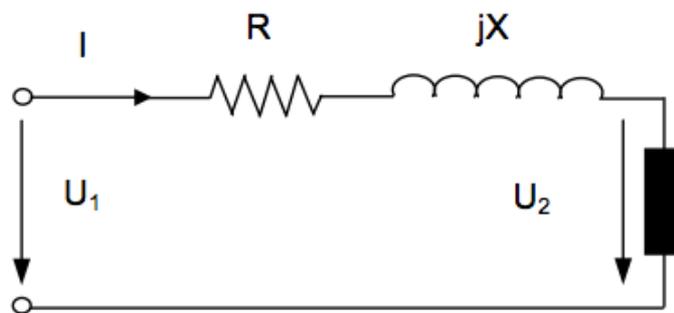


Figura 11 Modelo equivalente de una línea corta

Me dispongo a continuación a calcular la caída de tensión de cada una de las líneas que van desde el último aerogenerador de cada fila hasta el embarrado de baja tensión de la subestación offshore. Para ello, y de acuerdo con el modelo en serie para líneas cortas, la ecuación a emplear es:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$$

No obstante, y sabiendo que la expresión de la potencia trifásica es:

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi$$

La ecuación final a aplicar para el cálculo de la caída de tensión queda de la siguiente manera:

$$\Delta U = \frac{P \cdot L}{U} \cdot (R + X \tan \varphi)$$



O en valor porcentual:

$$\Delta U(\%) = 100 \cdot \frac{P \cdot L}{U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

- $\Delta U \rightarrow$ caída de tensión en voltios (V)
- $U \rightarrow$ tensión en voltios (V)
- $P \rightarrow$ potencia transportada por el cable en vatios (W)
- $L \rightarrow$ longitud del cable en Kilómetros (Km)
- $R \rightarrow$ resistencia unitaria (Ω/Km)
- $X \rightarrow$ reactancia unitaria (Ω/Km)
- $\tan \varphi \rightarrow$ tangente del desfase entre la corriente y la tensión

Notar que los valores tales como la resistencia óhmica (R) y la reactancia inductiva (X) del cable deben ser facilitados por el fabricante.

Numerando las filas de aerogeneradores del 1 al 12, considerando que la distancia vertical recorrida por los cables desde la base de la torre hasta alcanzar el fondo marino es de 22 metros (situación más desfavorable), que la separación entre aerogeneradores de una misma fila es de 428 metros, que la distancia vertical recorrida por los cables desde el fondo marino hasta alcanzar el embarrado de la subestación es de 47 metros (22 metros de profundidad mas 25 metros de elevación de la subestación respecto del nivel del mar) y que los cables no van en línea recta hasta la subestación, las longitudes aproximadas de cada fila y sus correspondientes caídas de tensión serán:



Tabla 16 Caídas de tensión en el sistema recolector de potencia del parque

Aerogenerador	Sección (mm ²)	Longitud total (m)	X (Ω/Km)	R (Ω/Km)	Potencia (W)	ΔU (V)	ΔU (%)
A _{1,7} -embarrado	185	6777,21	0,1194	0,13	25200000	814,558	2,47
A _{2,7} -embarrado	185	6059,48	0,1194	0,13	25200000	702,757	2,13
A _{3,7} -embarrado	185	5360,47	0,1194	0,13	25200000	593,872	1,80
A _{4,7} -embarrado	185	4702,11	0,1194	0,13	25200000	491,318	1,49
A _{5,7} -embarrado	185	4150,40	0,1194	0,13	25200000	405,378	1,23
A _{6,7} -embarrado	185	3901,00	0,1194	0,13	25200000	366,528	1,11
A _{7,7} -embarrado	185	3901,00	0,1194	0,13	25200000	366,528	1,11
A _{8,7} -embarrado	185	4150,40	0,1194	0,13	25200000	405,378	1,23
A _{9,7} -embarrado	185	4702,11	0,1194	0,13	25200000	491,318	1,49
A _{10,7} -embarrado	185	5360,47	0,1194	0,13	25200000	593,872	1,80
A _{11,7} -embarrado	185	6059,48	0,1194	0,13	25200000	702,757	2,13
A _{12,7} -embarrado	185	6777,21	0,1194	0,13	25200000	814,558	2,47

Como principal conclusión vemos que la sección elegida para los cables no se va a ver limitada por la caída de tensión máxima admisible ya que en ningún caso se supera este límite.

5.2 Tramo de alta tensión (220 KV): red de evacuación

Es la red encargada de transportar la energía eléctrica producida en el interior del parque, previo paso por la subestación offshore, hasta el punto de interconexión con la red eléctrica situada en tierra. El procedimiento ha seguir para la determinación de la sección de los conductores de alta tensión es exacto al empleado para el lado de baja.

5.2.1 Intensidad máxima admisible en servicio permanente

Esta intensidad es calculada de acuerdo con la serie de normas IEC 60287 y según las siguientes condiciones genéricas del entorno:

- Cable tripolar o terna de cables unipolares.
- Temperatura del fondo marino → 20 °C.
- Profundidad de enterramiento → 1m.



- Resistividad térmica del terreno $\rightarrow 1.0 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$.

Por lo tanto, y para el lado de alta tensión, la sección del conductor viene ahora dada según las siguientes tablas:

Tabla 17 Sección de conductor según intensidad que circula por el mismo en cable submarino tripolar con aislamiento XLPE entre 100-300 KV [86]

Conductor para cable tripolar XLPE entre 100-300 KV		
Sección transversal mm²	Conductor de Cu Intensidad (A)	Conductor de Al Intensidad (A)
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720

Tabla 18 Sección del conductor según intensidad que circula por el mismo en terna de cables submarinos unipolares con aislamiento XLPE [86]

Conductor para terna de cables submarinos de núcleo único XLPE entre 100-420 KV		
Sección transversal mm²	Distancia de separación larga A	Distancia de separación corta A
185	580	445
240	670	505
300	750	560
400	845	620
500	950	690
630	1065	760
800	1180	830
1000	1290	895

A priori (sin aplicar los factores correctores asociados con el emplazamiento específico del parque) se observa como para una intensidad



en el lado de alta tensión de valor 934 A, la sección del conductor de cobre se dispara, con valores mayores a los 1000 mm² (cables tripolares) o 500 mm² (terna de cables de núcleo único). Tras la aplicación de los factores correctores (idénticos a los aplicados sobre las tablas de baja tensión) obtenemos los siguientes valores para las tablas:

Tabla 19 Redefinición de la sección para cable tripolar XLPE entre 100 y 300 KV

Conductor para cable tripolar XLPE entre 100-300 KV		
Sección transversal mm²	Conductor de Cu Intensidad (A)	Conductor de Al Intensidad (A)
300	686,191	556,721
400	763,873	627,9295
500	848,0285	699,138
630	925,7105	776,82
800	1003,3925	854,502
1000	1068,1275	932,184

Tabla 20 Redefinición de la sección de conductor para terna de cables submarinos de núcleo único XLPE entre 100 y 420 KV

Conductor para terna de cables submarinos de núcleo único XLPE entre 100-420 KV		
Sección transversal mm²	Distancia de separación larga A	Distancia de separación corta A
185	750,926	576,1415
240	867,449	653,8235
300	971,025	725,032
400	1094,0215	802,714
500	1229,965	893,343
630	1378,8555	983,972
800	1527,746	1074,601
1000	1670,163	1158,7565

A posteriori (tras aplicar los factores correctores asociados con el emplazamiento específico del parque) se observa como la sección en el



caso de cables de triple núcleo continúa siendo considerablemente grande ya que la sección del conductor de cobre resulta ser de 800 mm^2 , y a pesar de que grandes empresas del sector como Nexans (líder mundial en la industria del cable que firmó en 2008 un contrato para el diseño, fabricación y suministro de un cable submarino de alta tensión para el proyecto eólico Wolfe Island, Ontario, Canadá, que se convirtió en el primer cable submarino XLPE de triple núcleo y tensión nominal de 245 kV con una sección de conductor de 500 mm^2 , batiendo el récord mundial actual de Nexans de 150 kV, establecido para el parque eólico offshore Horns Rev., Dinamarca) o ABB presentan soluciones con cables de triple núcleo para secciones superiores a los 300 mm^2 en estos niveles de tensión, la solución genérica de partida será el empleo de una terna de cables de unipolares debido a factores como un menor coste de fabricación (aunque el coste de instalación puede ser superior debido al multitendido), mayor comodidad en el manejo de los cables tanto para su bobinado en el tambor del barco como durante las labores de tendido, mantenimiento y reparación in situ ya que su peso es inferior y se pueden manejar las fases por separado, y mayor facilidad para la implementación de la redundancia en la línea de evacuación sin más que tender un cuarto cable idéntico a los demás (un sistema de evacuación que depende únicamente de un cable de triple núcleo presenta un nivel elevado de colapso total del servicio en caso de producirse un fallo en el cable. Para mejorar la redundancia del sistema un cable extra puede ser tendido sobre el fondo marino, pero esto puede suponer en muchas ocasiones un incremento del coste sustancialmente mayor).

Como se ha indicado con anterioridad tanto en el documento Memoria como dentro de este documento, es práctica común emplear una terna de cables unipolares en la posición de alta tensión si la sección del conductor, y por ende del cable, se incrementa excesivamente como consecuencia de los valores de evacuación, con lo que la sección de cobre elegida en este caso es de 300 mm^2 con alto espaciado, que permite mayor circulación de intensidades bajo una misma sección.

Las características del cable vienen dadas por la siguiente tabla:

Tabla 21 Características de terna de cables submarinos unipolares Cu, 220 KV, aislamiento XLPE y barrera de protección radial y longitudinal [98]

Sección conductor mm ²	Diámetro exterior mm	Peso cable Kg/m	Reactancia mH/Km	Impedancia (90°C, 50 Hz) Ω/Km	Espesor de la cubierta de aluminio	Mínimo radio de bobinado	Impedancia característica
300	96	12	0.159	0.25	0.25	2000	59
500	99	13	0.148	0.23	0.25	2000	54
630	100	15	0.141	0.22	0.25	2000	51
800	105	17	0.132	0.20	0.25	2100	46
1000	111	20	0.126	0.19	0.25	2250	44
1200	112	22	0.129	0.19	0.25	2250	41
1400	115	24	0.115	0.18	0.25	2300	40
1600	116	26	0.111	0.18	0.25	2350	38
2000	119	30	0.110	0.17	0.25	2400	36
2500	129	37	0.107	0.17	0.25	2600	34

Y su disposición espacial es la siguiente:



Figura 12 Distribución espacial de las diferentes capas que componen la estructura del cable submarino de núcleo simple y tensión hasta 220 KV

No obstante, también puede ser técnicamente viable la opción de emplear cables de triple núcleo de gran sección transversal, como queda patente a través de los logros conseguidos por compañías como Nexans [99]. En este segundo caso, y como consecuencia de que los cables de mayor potencia actualmente suministrados a la industria eólica offshore son de una potencia nominal de en torno a los 200 MVA [88], nos veremos en la necesidad de emplear dos cables de evacuación. Según esta configuración alternativa, la potencia transportada por cada uno de ellos supondrá la mitad de la potencia total (150 MW), siendo la corriente también de la mitad (467 A).

De acuerdo con este valor de corriente eléctrica y repitiendo el procedimiento realizado en la elección de la sección del conductor para la terna de cables de núcleo único, empleando para este caso la tabla “Conductor para cable tripolar XLPE entre 100-300 KV”, la sección necesaria y suficiente en este caso es de 300 mm². No obstante, y tras buscar información en los catálogos disponibles dentro de los portales de los fabricantes de cables submarinos mas importantes, la mínima sección disponible en los mismos es de 500 mm², lo que implica un sobredimensionamiento de la sección de los conductores y por consiguiente un sobrecoste asociado.

Tabla 22 Características constructivas y eléctricas del cable submarino tripolar Cu de 220 KV, aislamiento XLPE y barrera de protección radial y longitudinal [86]

Sección conductor Cu (mm ²)	Diámetro conductor (mm)	Espesor aislante (mm)	Diámetro sobre el aislante (mm)	Espesor cubierta de plomo (mm)	Diámetro exterior cable (mm)	Peso cable (Cu) (Kg/Km)	Capacidad (μF/Km)	Corriente de carga por fase a 50 Hz (A)	Inductancia (mH/Km)
500	26.2	24.0	77.6	2.9	219.0	81.3	0.14	5.7	0.43
630	29.8	23.0	79.2	3.0	224.0	86.7	0.16	6.4	0.41
800	33.7	23.0	83.1	3.1	234.0	95.3	0.17	6.9	0.40
1000	37.9	23.0	87.3	3.1	241.0	104	0.19	7.4	0.38

La disposición del cable en este último caso será la que se muestra en la siguiente figura:



Figura 13 Distribución espacial de cable submarino tripolar Cu de 220 KV, aislamiento XLPE y protección radial y longitudinal



5.2.2 Intensidad máxima admisible en cortocircuito

La norma IEC 61443, “Short circuit temperature limits of electric cables with rated voltage above 30 KV ($V_{max} = 36$ KV)”, es de aplicación también para el lado de alta tensión. Para los propósitos de diseño, emplearemos también una corriente de cortocircuito aplicada durante 1 segundo según la siguiente formula :

$$I_{sh} = \frac{I_1}{\sqrt{t_{sh}}} \quad [KA]$$

De forma que, si asignamos a t_{sh} el valor de 1 segundo tendremos que $I_{sh} = I_1 = 42.9$ KA, valor tabulado en la siguiente tabla:

Tabla 23 Corriente de cortocircuito

Máxima corriente de cortocircuito I_{sh} sobre conductor durante 1 s [KA]				
Sección transversal mm ²	Conductor de Al		Conductor de Cu	
	65 °C	90°C	65°C	90°C
35	3.6	3.3075	5.495	5.005
50	5.2	4.725	7.85	7.15
70	7.2	6.615	10.99	10.01
95	9.8	8.9775	14.915	13.585
120	12.4	11.34	18.84	17.16
150	15.5	14.175	23.55	21.45
185	19.2	17.4825	29.045	26.455
240	24.8	22.68	37.68	34.32
300	31.1	28.35	47.1	42.9*
400	41.4	37.8	62.8	57.2
500	51.8	47.25	78.5	71.5
630	65.2	59.535	98.91	90.09
800	82.8	75.6	125.6	114.4
1000	104	94.5	157	143
1200	124	113.4	188.4	171.6
1400	145	132.3	219.8	200.2
1600	166	151.2	251.2	228.8
2000	207	189	314	286
por mm ²	0.104	0.0945	0.157	0.143

* corriente máxima de cortocircuito para la sección seleccionada por criterio de intensidad máxima admisible en servicio permanente



5.2.3 Caída de tensión

Las ecuaciones que utilizaremos serán idénticas a las empleadas para el cálculo de las caídas de tensión en el sistema de recolección del parque, considerando ahora una única línea trifásica compuesta por una terna de cables unipolares:

$$\Delta U = \frac{P \cdot L}{U} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

O en valor porcentual:

$$\Delta U(\%) = 100 \cdot \frac{P \cdot L}{U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Considerando también de 47 metros la distancia vertical recorrida por los cables desde el embarrado de la subestación hasta alcanzar el fondo marino y de 23000 metros la distancia horizontal desde la subestación hasta la línea de costa donde se encuentra la subestación onshore, la longitud aproximada de la línea de evacuación y sus correspondiente caída de tensión será:

Tabla 24 Caída de tensión en el sistema de evacuación de potencia

sección (mm ²)	longitud total (m)	X (Ω/Km)	R (Ω/Km)	Potencia (W)	ΔU (V)	ΔU (%)
300	23047	0,159	0,25	25200000	920,119	0,418

Vemos también en este caso como la caída de tensión para la sección de conductor elegida se encuentra muy por debajo del límite establecido

6 Otras consideraciones

Es importante señalar que las propiedades eléctricas vienen dadas por los ensayos a parámetros controlados de temperatura, profundidad y resistividad del terreno, con lo que éstos han sido ajustados a las



condiciones de trabajo de la zona de tendido elegida según las tablas de factores correctores mostradas en este anejo.

Por otro lado hay que apuntar que las propiedades mostradas están basadas en catálogos de diferentes casas comerciales. Cada casa presentará diferentes estructuras y propiedades para sus cables en función de las características exactas de los materiales empleados pero con ligeras variaciones, con lo que la elección de los cables realizada se puede considerar una referencia válida.



Anejo II:

Emplazamiento del Estudio

1 Marco legal

1.1 Región marítima Belga dentro del Mar del Norte



Figura 1 Reparto del Mar del Norte entre los países implicados

El Mar del Norte se encuentra entre Noruega, Dinamarca, Alemania, Holanda, Bélgica, Francia y Gran Bretaña. Conecta con el Océano Atlántico por el norte y el suroeste, a través del Canal. Al este conecta con el Mar Báltico a través del llamado Kattegat. Incluidos los estuarios y fiordos, la superficie total es de aproximadamente 750.000 km² y el volumen total de 94.000 km³. Esto representa menos de 1/500 de la superficie total de agua de la tierra [101].

1.2 El Mar Territorial y la Zona Exclusiva Económica Belga

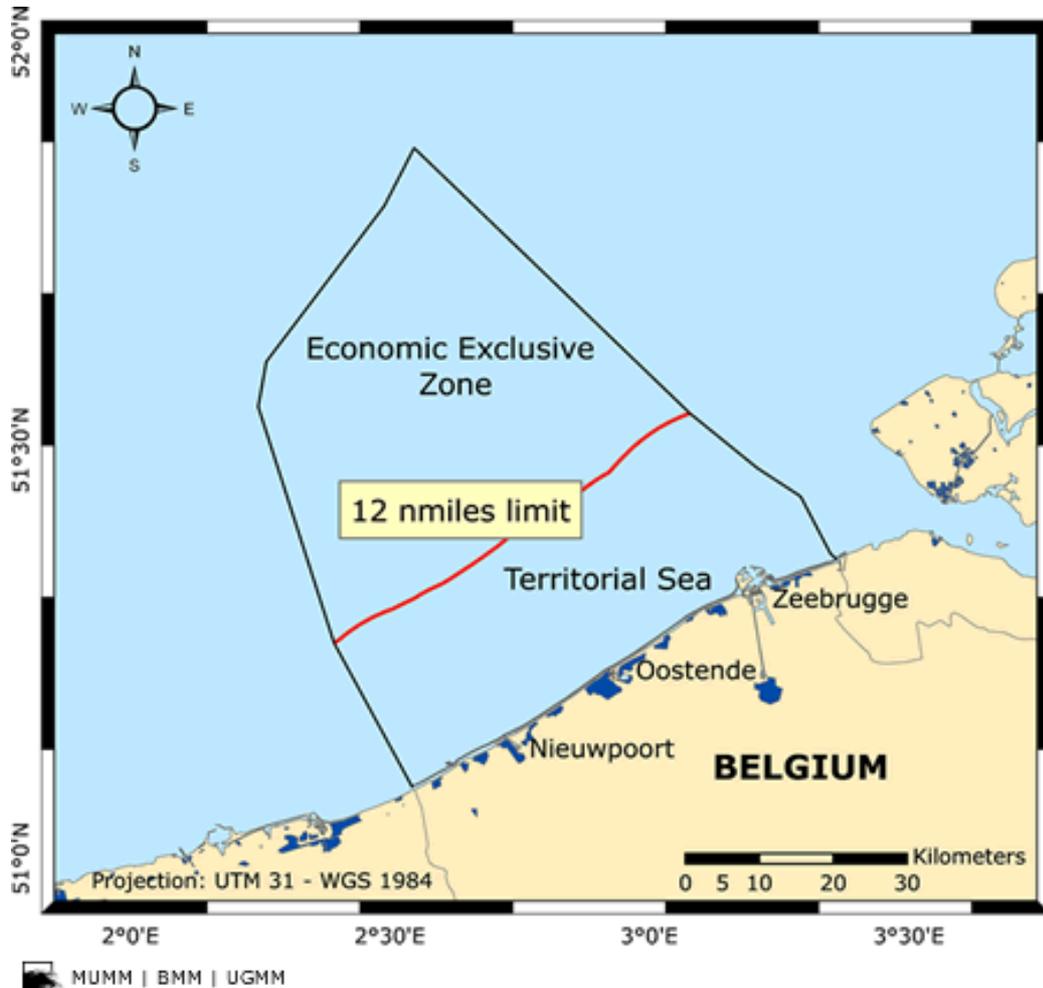


Figura 2 Delimitación de la región belga del Mar del Norte

Las aguas territoriales belgas alcanzan hasta las 12 millas náuticas. Más allá pero junto a éstas, ha sido establecida una Zona Económica Exclusiva (ZEE o plataforma continental belga) que abarca una superficie de aproximadamente 3600 km², se caracteriza por una serie de bancos de arena que se encuentran paralelos a la costa y comprende el agua, el fondo del mar y el sedimento [101].

1.3 Lugar de Importancia Comunitaria (Directiva Hábitat) y Zonas de Especial Protección (Directiva Aves)

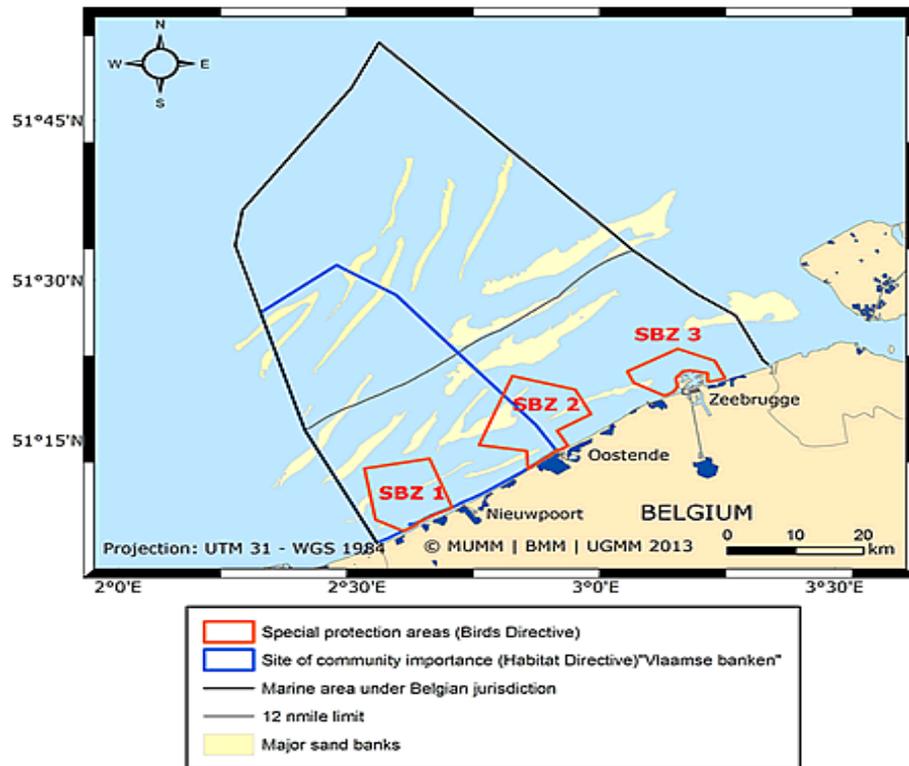


Figura 3 Zonas bajo Directiva Hábitat y Directiva Aves en la región belga del Mar del Norte

Áreas Natura 2000 en la parte belga del Mar del Norte [101]:

- 3 zonas de protección especial (Directiva de Aves SBZ1, SBZ2 y SBZ3).
- 2 zonas con Directiva Hábitat ("Trapegeer-Stroombank" y "Vlakte van de Raan") fueron designadas a través del Real Decreto del 14 de octubre de 2005. La designación de la "Vlakte van de Raan" fue anulada posteriormente por el Consejo de Estado (decisión 179.254 de 1 de febrero de 2008) mientras que el área "Trapegeer-Stroombank" ha sido recientemente integrado dentro de la Zona de Interés Comunitario "Vlaamse Banken" (RD 16 octubre de 2012).

1.4 Humedales de Importancia Internacional bajo la Convención de Ramsar

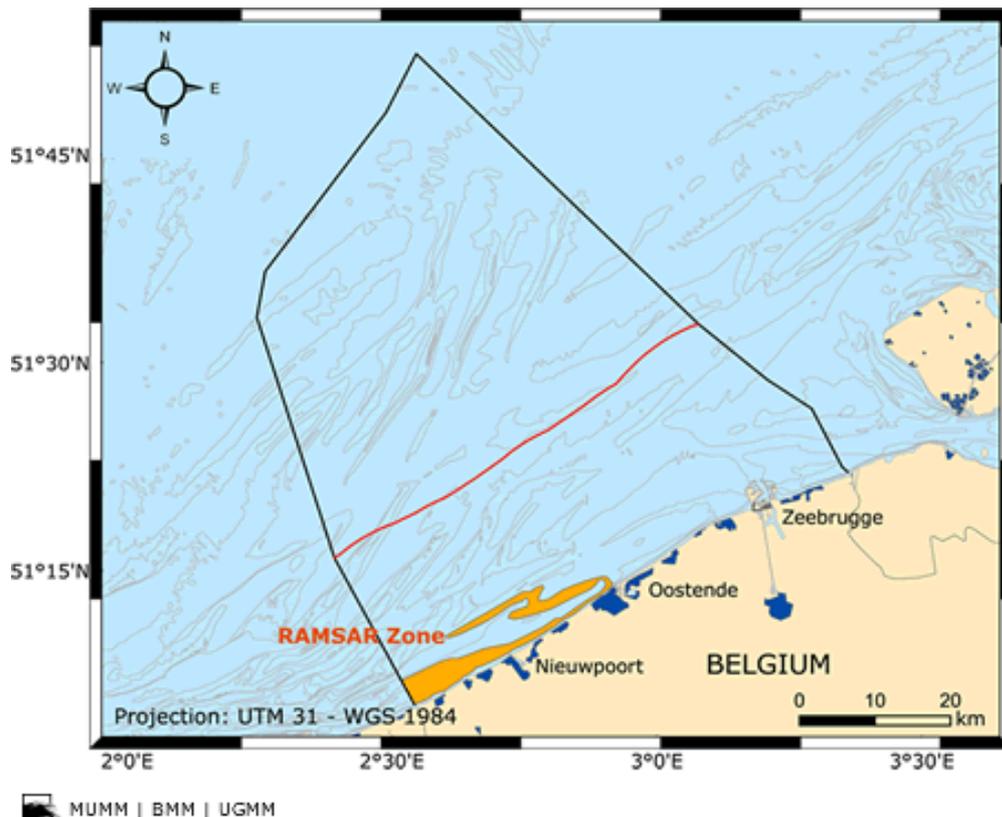


Figura 4 Humedales dentro de la región belga del Mar del Norte bajo la Convención Ramsar

En la costa oeste, los bancos costeros tienen la condición de zona Ramsar por su importancia internacional para las aves. El Convenio, firmado en Ramsar, Irán, en 1971, es un tratado intergubernamental que promueve una mejor protección de los humedales [101].

2 Características hidrodinámicas de la Plataforma Continental belga

2.1 Batimetría del dominio marítimo Belga

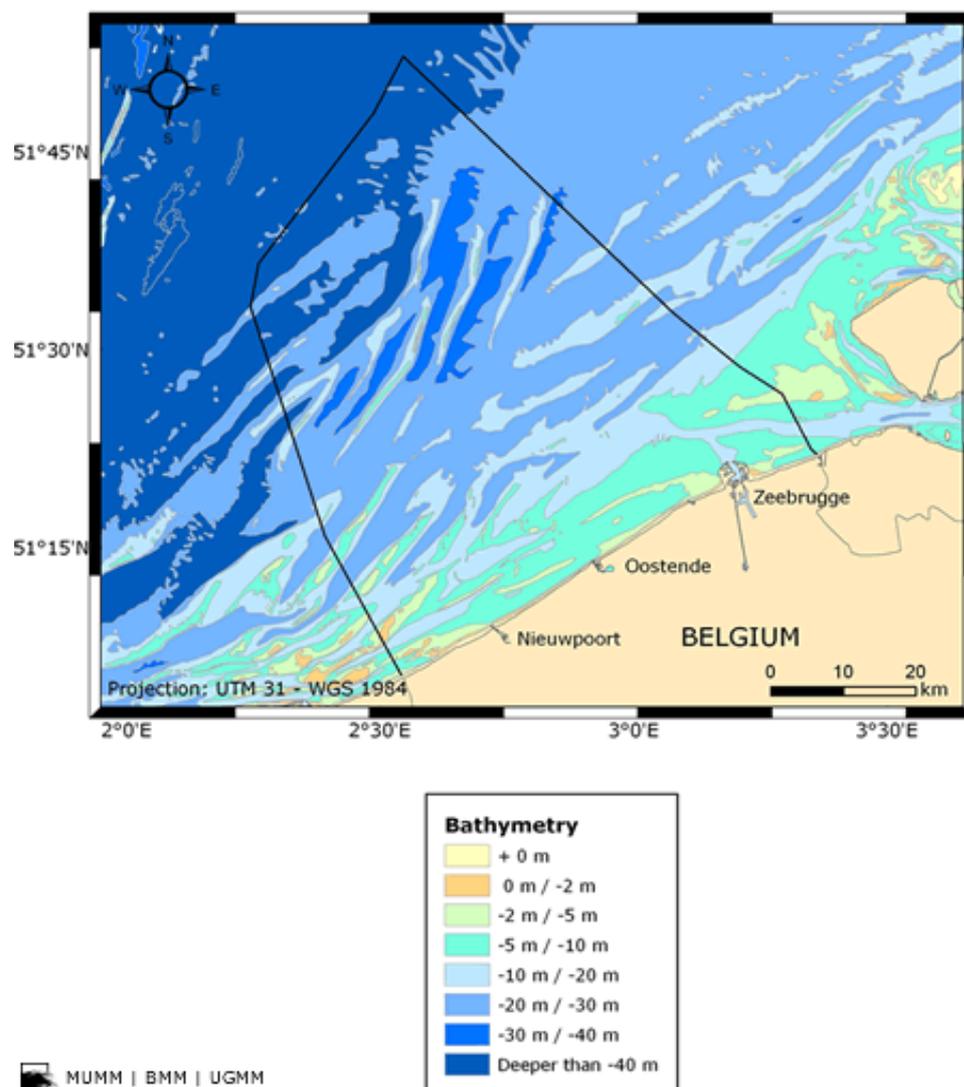


Figura 5 Batimetría de la región belga del Mar del Norte

Esta carta batimétrica ha sido producida utilizando los datos del Atlas limitado de la parte belga del Mar del Norte (Maes et al, 2000). La profundidad varía entre 0 y 20 metros a lo largo de la costa y puede alcanzar los 40 metros mar adentro.

2.2 Bancos de arena

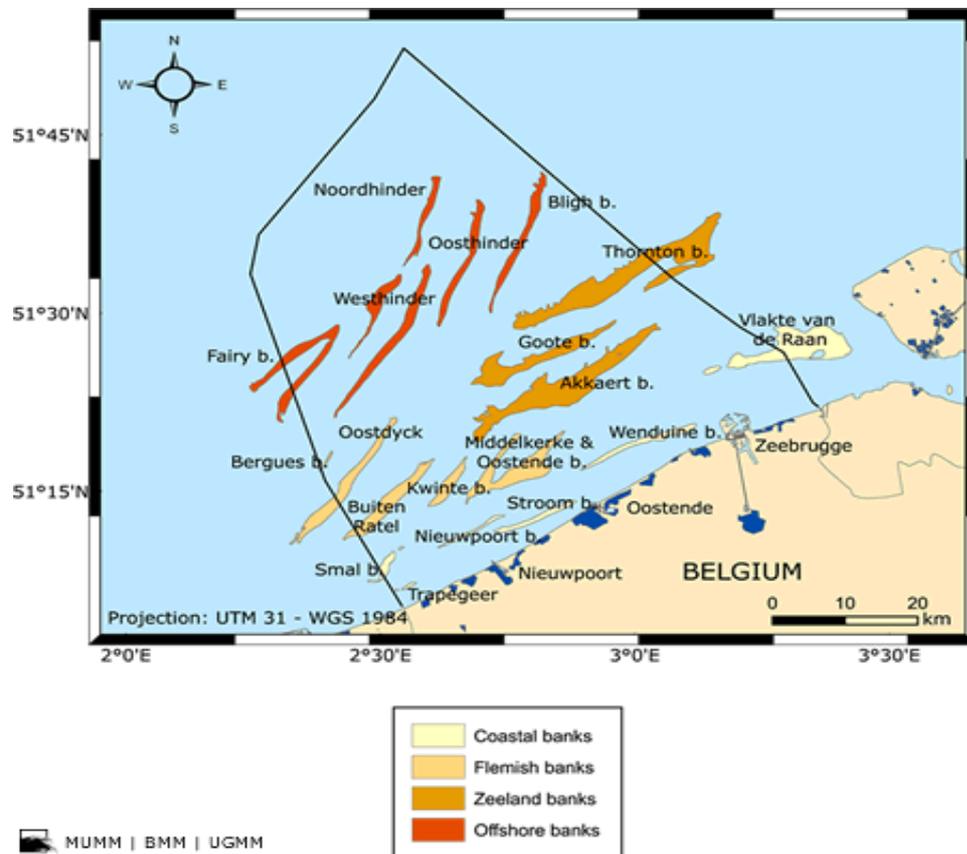


Figura 6 Principales arenales de explotación en la región belga del Mar del Norte

Las áreas marinas belgas se caracterizan por la presencia de sistemas de bancos de arena que transitan más o menos paralelos a la costa [101]:

- Bancos Costeros: Trapegeer, Broersbank, Smal Bank, Nieuwpoortbank, Stroombank, Wenduinebank y Vlakte van de RAAN.
- los Bancos flamencos: Oostdyck, Ratel Buiten, Kwintebank, Middelkerkebank y Oostendebank.
- los Bancos Zeeland: Akkaertbank, Gootebank y Thorntonbank.
- los bancos offshore (Fairy Bank, Westhinder, Noordhinder, Oosthinder y el Banco Bligh).

2.3 Las corrientes de marea

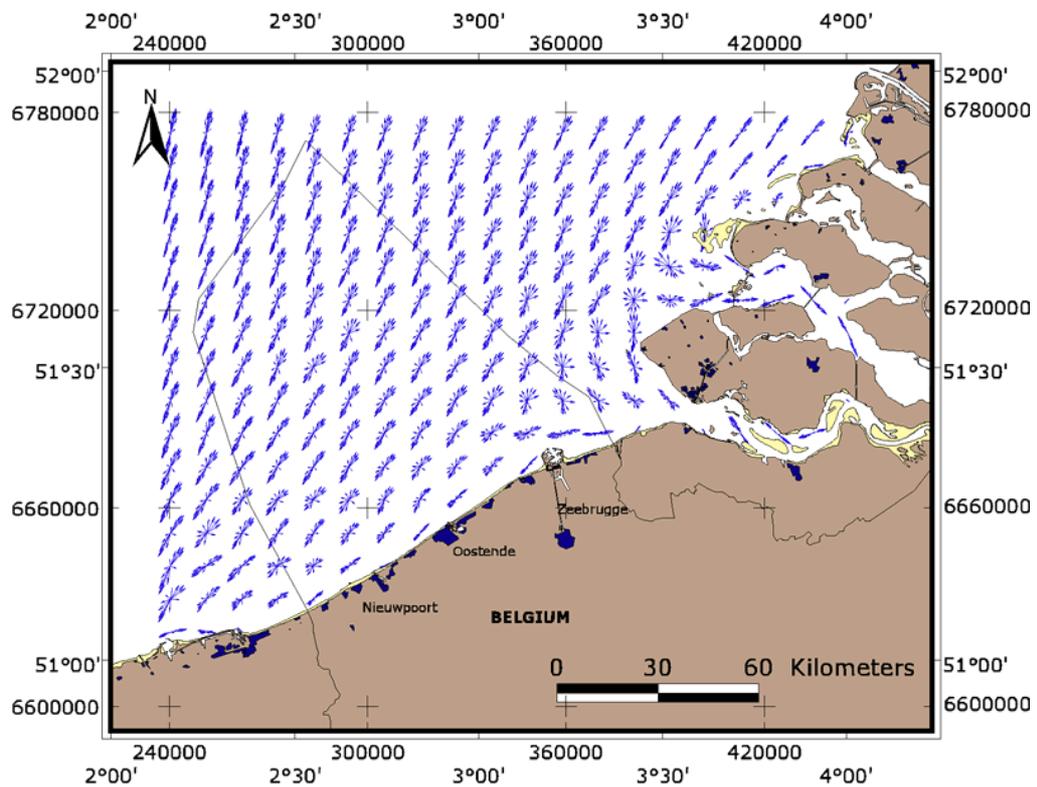
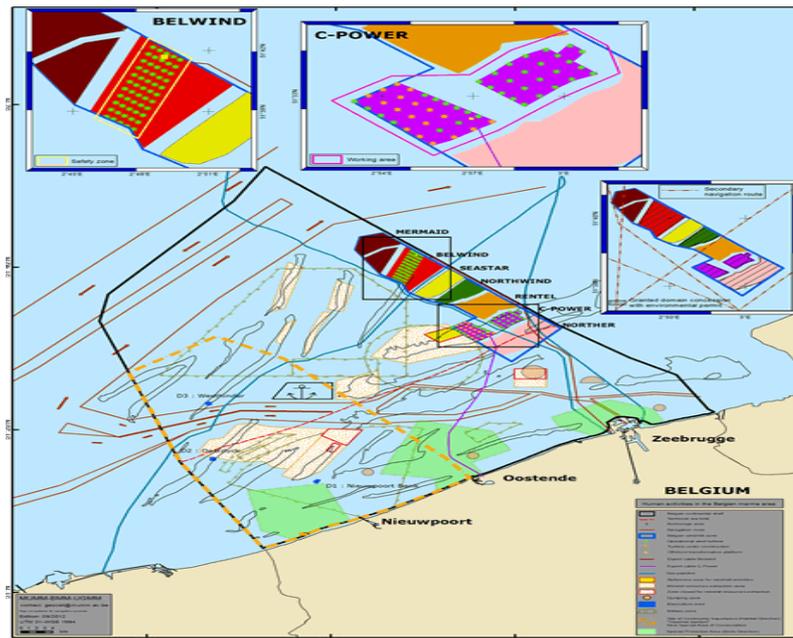


Figura 7 Dirección predominante de corrientes bajo condiciones meteorológicas estables en la región belga del Mar del Norte

A fin de obtener resultados generales, no se han tenido en cuenta en esta simulación las condiciones meteorológicas variables. El mapa mostrado es por lo tanto un buen ejemplo de la situación que prevalece en tiempo de calma [101].

3 Las actividades humanas

3.1 Información general de las actividades humanas



Leyenda:



Figura 8 Mapa general de las principales actividades humanas llevadas a cabo dentro de la jurisdicción marítima belga

3.2 Vías fluviales y zonas de anclaje

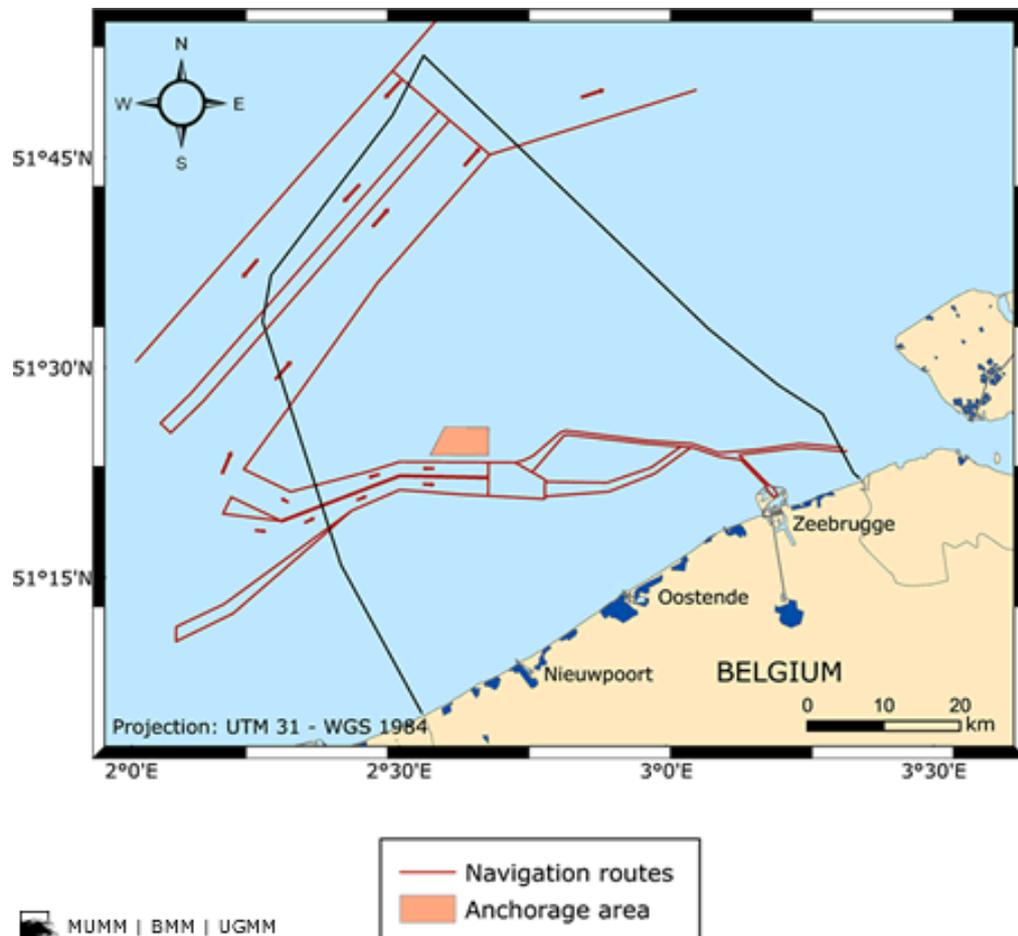


Figura 9 Principales vías fluviales y zonas de varado de embarcaciones

La importancia del Mar del Norte, y particularmente toda la zona del canal, en términos de tránsito marítimo da como resultado un intenso tráfico frente a la costa belga. Con el fin de limitar los riesgos de accidentes, han sido establecidas tanto una legislación como unas determinadas rutas de navegación (Convención sobre el Reglamento internacional para prevenir las colisiones en el mar, 1972).

3.3 Zonas controladas para la explotación de recursos minerales y zonas limitadas para la extracción de arena

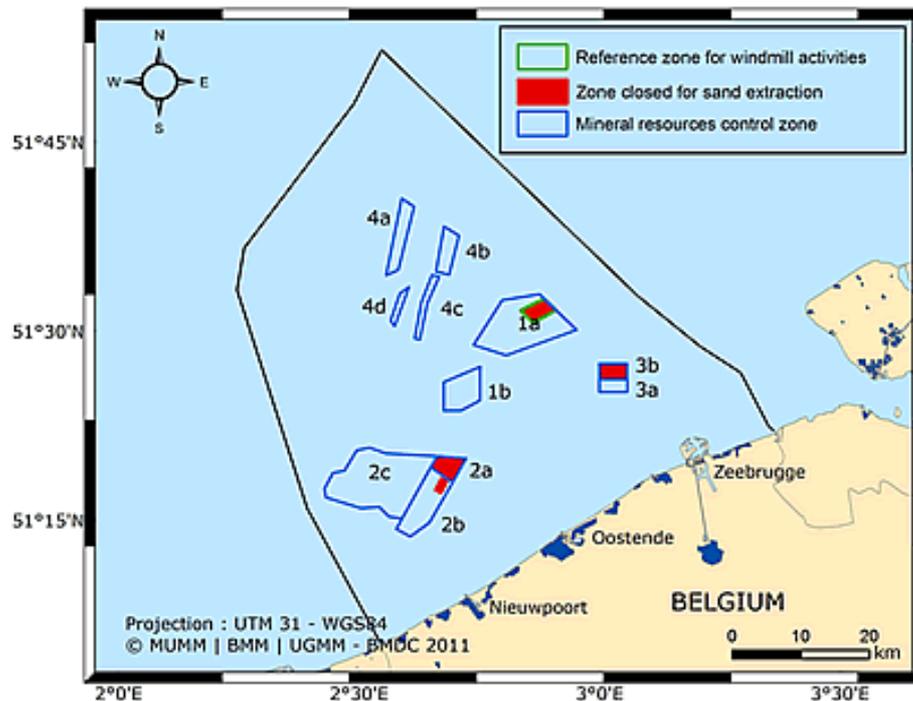


Figura 10 Zonas delimitadas para la explotación mineral en la región belga del Mar del Norte

3.4 Zonas de dragado, de vertido y de depósito de municiones de guerra

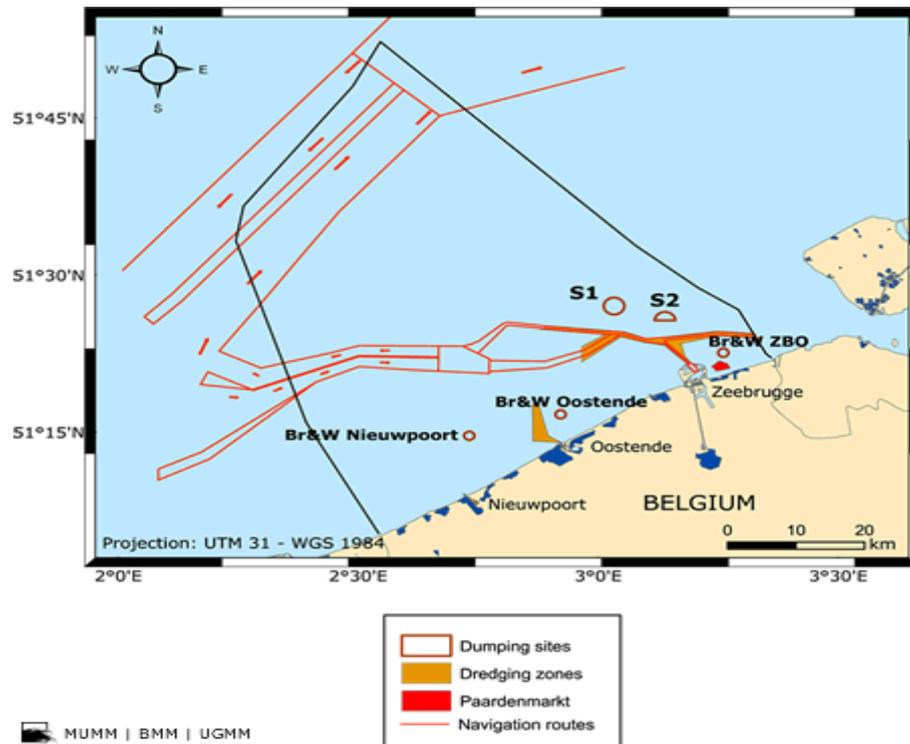


Figura 11 Principales zonas de dragado y vertido de residuos en función del tipo de residuo dentro de las aguas belgas

Con el fin de preservar la accesibilidad de los puertos por barco los canales deben de ser conservados, para lo cual, se realizan labores de dragado a lo largo de la costa belga y en el estuario del Escalda y se habilitan zonas concretas de vertido en función del origen de los residuos dragados. Además, aproximadamente a un kilómetro de la costa se ha habilitado una zona conocida como Paardenmarkt, que abarca cerca de 3 km², para el depósito de municiones de la Primera Guerra Mundial y donde la pesca, el anclaje y demás actividades están prohibidas [101].

3.5 Zonas para prácticas militares

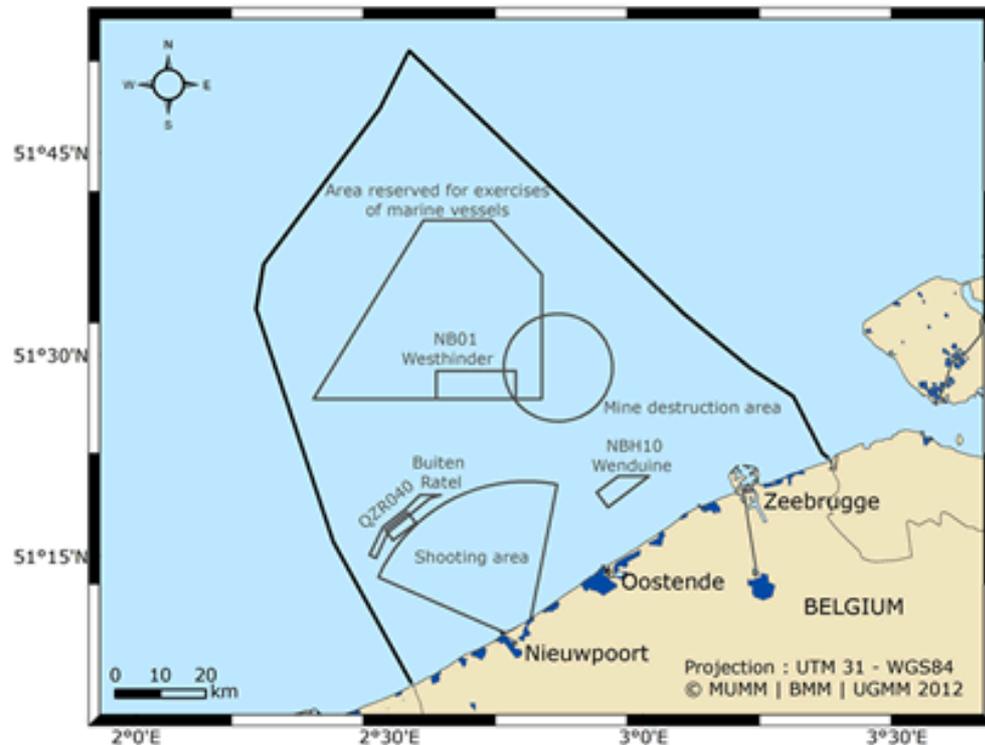


Figura 12 Zonas delimitadas por el gobierno belga para la realización de prácticas militares dentro de su jurisdicción

Diversos tipos de ejercicios militares son llevados a cabo en el mar y por lo tanto, diferentes sectores han sido definidos dependiendo del tipo de actividad realizada. Durante los ejercicios militares, que se anuncian en la sección "Avisos para navegantes", todos los buques deberán evitar la navegación en la zona de que se trate [101].

3.6 Cables de comunicación y gasoductos

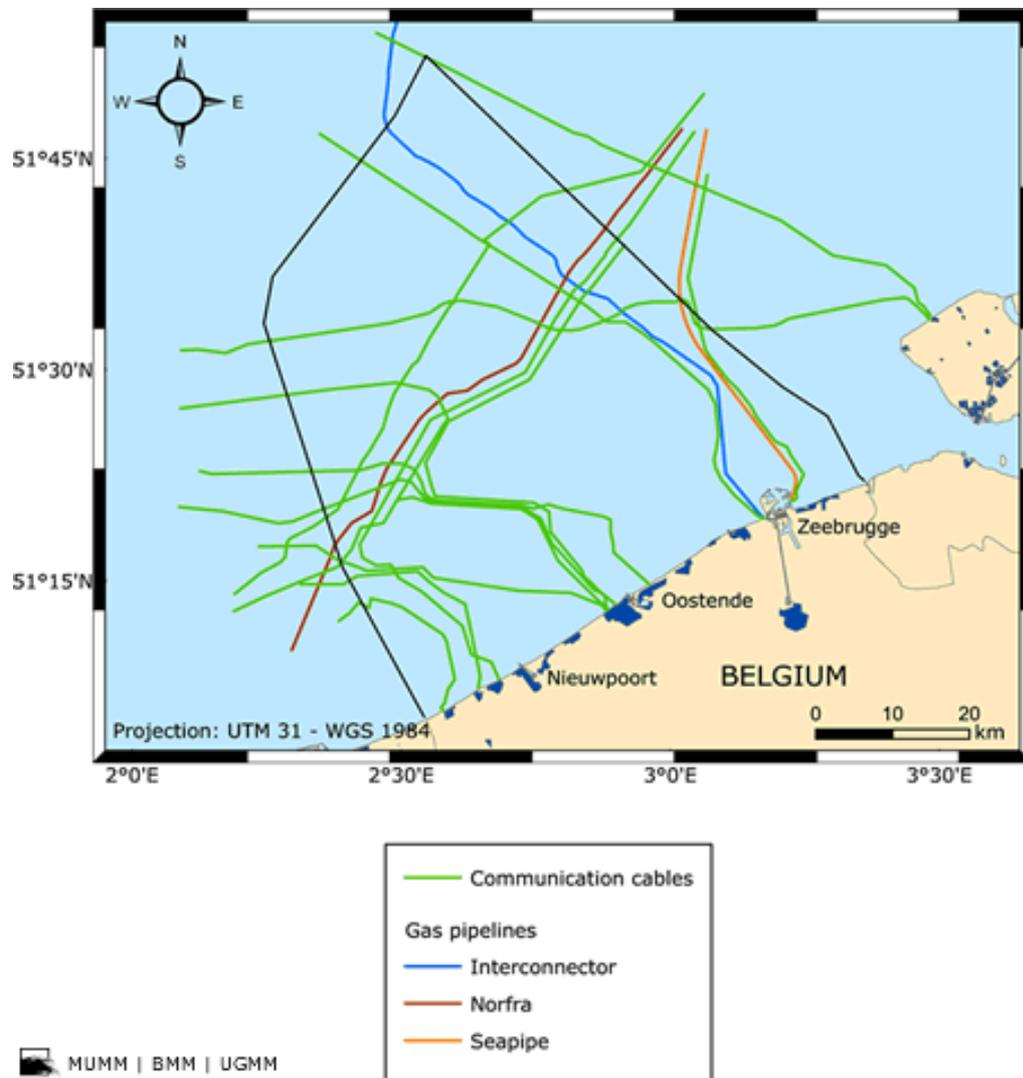


Figura 13 Mapa de las principales líneas de comunicación y gasoductos submarinos bajo las aguas belgas del Mar del Norte

Numerosos gasoductos y líneas de comunicación cruzar la plataforma continental belga, por lo que el gobierno belga ha estimado oportuno definir una zona de seguridad alrededor de los mismos. Esta es una zona que se extiende 250 metros a cada lado de los cables de comunicación y 500 metros a cada lado de las tuberías de gas.

Junto a los tres gasoductos submarinos que cruzan la plataforma continental belga: la Seapipe, el Interconector y la Norfra, en este gráfico sólo se muestran los cables de comunicación que aún están en funcionamiento hoy en día.

3.7 Área específica para la explotación energética offshore en Bélgica



Figura 14 Zona asignada por el gobierno belga para la explotación de los recursos energéticos renovables dentro de sus aguas

En el año 2004, el Ministerio belga competente designó esta zona para la producción de electricidad a partir del viento, el agua o las corrientes. Los proyectos sólo puede ser concebidos dentro de esta zona.

3.8 Parques eólicos offshore: proyectos en curso dentro de la zona designada

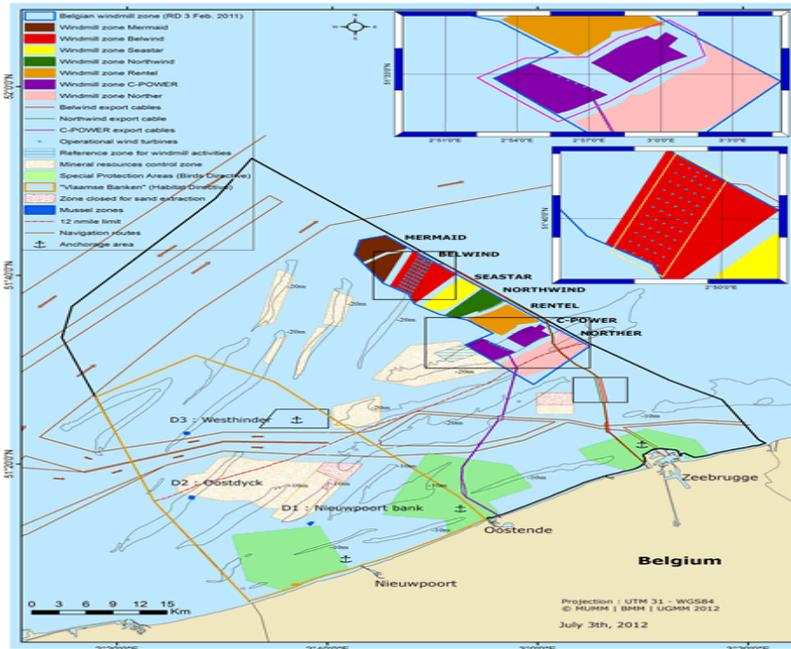


Figura 15 Reparto de la región delimitada para la explotación energética offshore

3.9 Áreas actualmente explotadas dentro de la región energética offshore belga

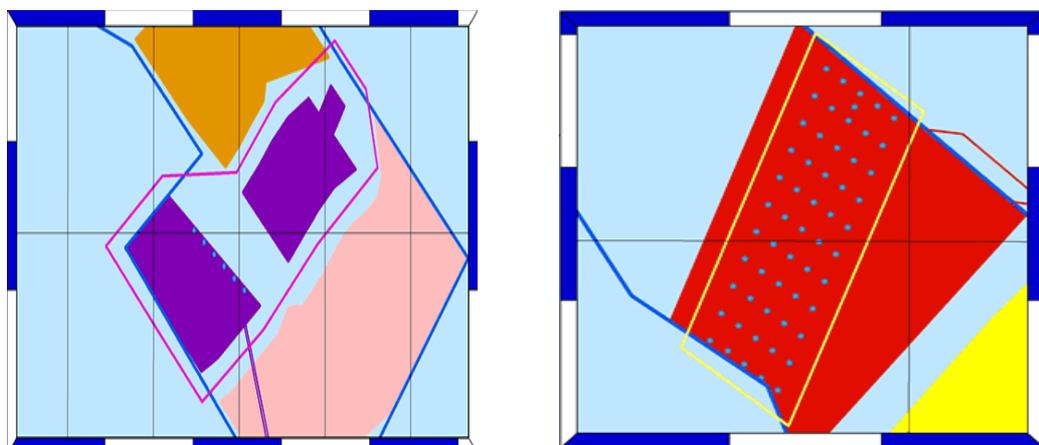


Figura 16 Áreas actualmente explotadas mediante parques eólicos offshore: C - POWER (izq.) y Belwind (dcha.)

3.10 Zona elegida para la realización del parque eólico offshore objeto de proyecto

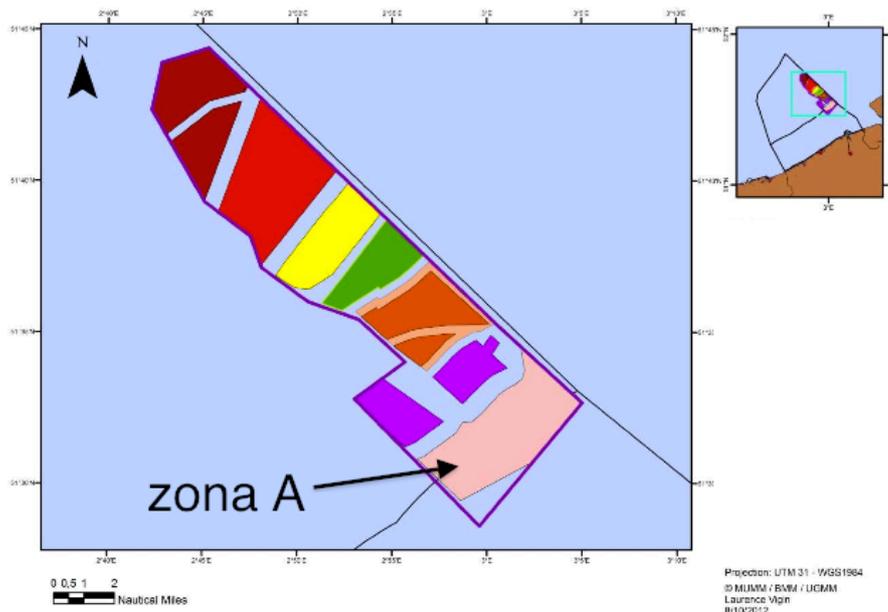


Figura 17 Porción elegida para la explotación eólica offshore objeto de proyecto

3.11 Batimetría de la región de desarrollo del parque eólico offshore objeto de proyecto

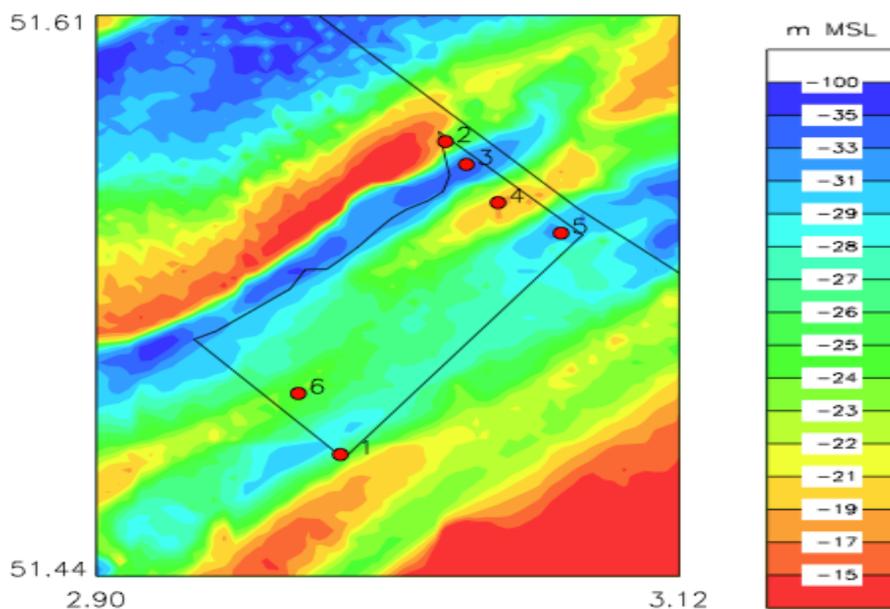


Figura 18 Batimetría del fondo marino bajo la zona de explotación objeto de proyecto

3.12 Maricultura: zonas designadas

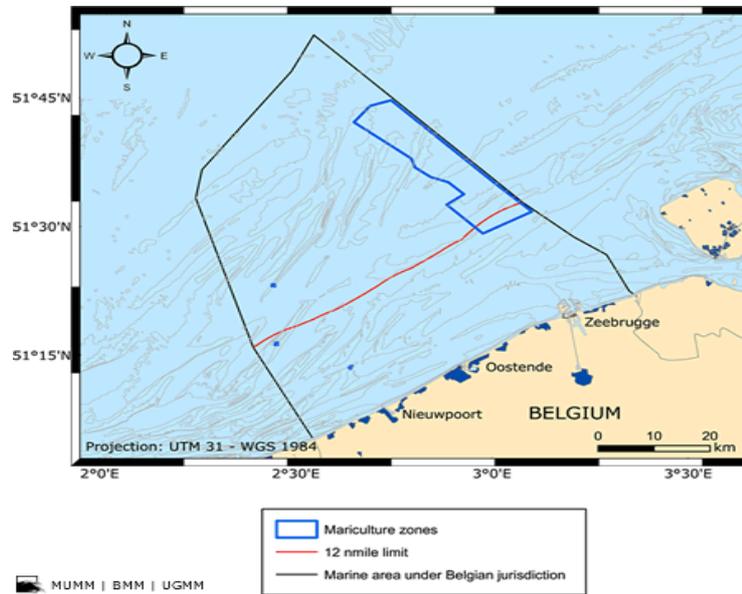


Figura 19 Zonas bajo decreto ministerial belga para su explotación a través de la maricultura

En 2005, se concedió un permiso por decreto ministerial para la producción de moluscos bivalvos en estas cuatro áreas del Mar del Norte.

3.13 Pecios con valor ecológico

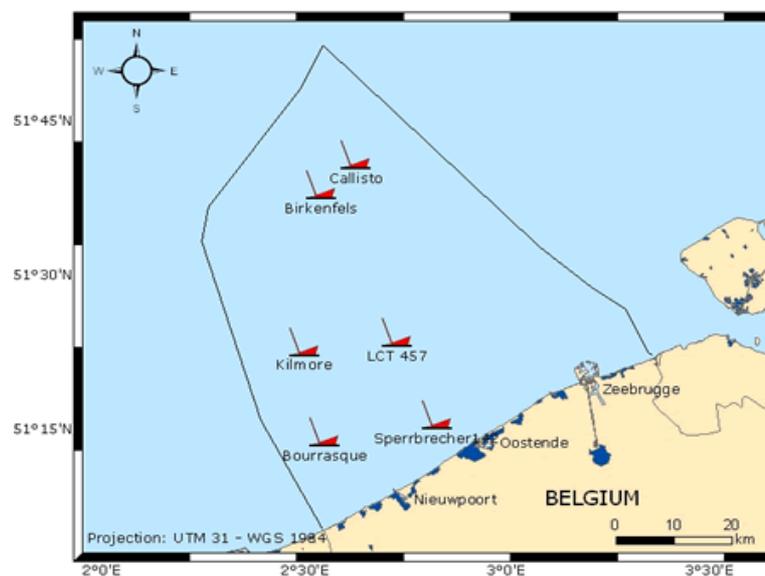


Figura 20 Regiones submarinas con interés arqueológico y ecológico

3.14 Puntos de referencia usados para el control aéreo sobre la pesca y la contaminación

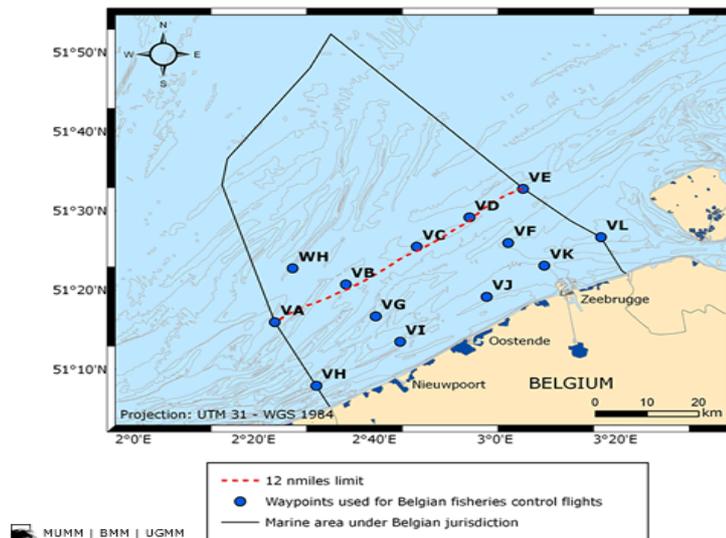


Figura 21 Boyas establecidas para el control aéreo de las actividades marítimas

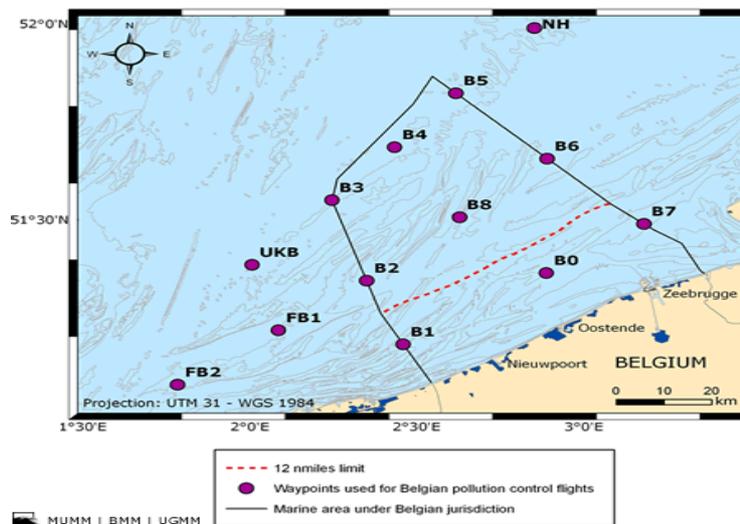


Figura 22 Boyas fijadas en el mar para el control aéreo de la contaminación

Estos puntos sirven para establecer rutas aéreas de control de las actividades navieras (puntos en color azul) y de la contaminación (puntos en color granate).



Anejo III:

Parques Eólicos Offshore



1 Parques eólicos offshore instalados, aprobados y bajo construcción [10]

Table 2.1: Installed Offshore Wind Energy Projects (Data Verified by AWS Truewind Research, December 2009)

Project Name	Country	Capacity (MW)	Operating Year	Status	No. Turbines	Turbine Size (MW)	Turbine Model	Water Depth (m)	Distance from Shore (km)	Foundation Type
Vindeby	Denmark	5	1991	Commissioned	11	0.45	Siemens 450	3 to 5	1.5	Gravity
Lely	Netherlands	2	1994	Commissioned	4	0.5	NEG Micon	5 to 10	1	Monopile
Tuno Knob	Denmark	5	1995	Commissioned	10	0.5	Vestas 500 kW	3 to 5	6	Gravity
Dronen/Jeune Vorrink	Netherlands	16.8	1996	Commissioned	28	0.6	Nordtank	5	0	Monopile
Bockstigen	Sweden	2.75	1997	Commissioned	5	0.55	NEG Micon 550 kW	6	3	Monopile
Blyth	United Kingdom	4	2000	Commissioned	2	2	Vestas V66	9	1	Monopile
Middelgrunden	Denmark	40	2001	Commissioned	20	2	Bonus 2 MW	5 to 10	2 to 3	Gravity
Ytre Steingrund	Sweden	10	2001	Commissioned	5	2	NEG Micon 2 MW	8	5	Monopile
Horns Rev	Denmark	160	2002	Commissioned	80	2	Vestas V80	6 to 14	14 to 17	Monopile
Samsø	Denmark	23	2002	Commissioned	10	2.3	Siemens 2.3	11 to 18	3	Monopile
Ulgrunden	Sweden	11.4	2002	Commissioned	8	1.425	Enron 1.425	7 to 10	8 to 12	Monopile
Frederikshavn	Denmark	10.6	2003	Commissioned	2	3	Vestas V90	1	1	Monopile, Bucket
North Hoyle	United Kingdom	60	2003	Commissioned	1	2.5	Bonus 2.3	5 to 12	8	Monopile
Emden Nearshore	Germany	4.5	2004	Commissioned	30	2	Vestas V80	3	0	#N/A
Rodsand /Nysted	Denmark	165.6	2004	Commissioned	72	2.3	Siemens 2.3	6 to 10	6 to 10	Gravity
Rosend	Denmark	17.2	2004	Commissioned	8	2	Vestas V80	1	0	Monopile
Scroby Sands	United Kingdom	60	2004	Commissioned	30	2	Vestas V80	2 to 10	3	Monopile
Setana	Japan	1.32	2004	Commissioned	7	0.66	Vestas V47	13	1	#N/A
Arklow Bank	Ireland	25	2005	Commissioned	2	3.6	GE 3.6	2 to 5	10	Monopile
Kentish Flats	United Kingdom	83	2005	Commissioned	30	3	Vestas V90	5	9	Monopile
Barrow	United Kingdom	90	2006	Commissioned	30	3	Vestas V90	15	7	Monopile
Beatrice (Moray Firth)	United Kingdom	10	2006	Commissioned	2	5	REpower 5M	43	25	Jacket
Rostock	Germany	2.5	2006	Commissioned	1	2.5	Nordex 2.5 MW	2	1	#N/A
Blue H Puffin (Pilot)	Italy	0.08	2007	Commissioned	1	0.08	WES18 mk1	108	20	Floating
Bohai Bay	China	1.5	2007	Commissioned	1	1.5	Goldwind	#N/A	70	Jacket
Burbo Bank	United Kingdom	90	2007	Commissioned	25	3.6	Siemens 3.6	10	5.2	Monopile
Egmond aan zee (Nordzee Wind)	Netherlands	108	2007	Commissioned	36	3	Vestas V90	17 to 23	8 to 12	Monopile
Kemi Aps Phase I	Finland	15	2007	Commissioned	5	3	WindWind 3 MW	#N/A	0 to 1 km	Artificial Islands
Hookael (Demonstration)	Germany	5	2008	Commissioned	1	5	BARO 5 MW	2 to 8	1	Triple
Inner Dowsing	United Kingdom	97.2	2008	Commissioned	27	3.6	Siemens 3.6	10	5	Monopile
Kemi Ajos Phase II	Finland	15	2008	Commissioned	0	1	WindWind 3 MW	#N/A	0 to 1 km	#N/A
Lilgrund Oresund	Sweden	110	2008	Commissioned	48	2.3	Siemens 2.3	2.5 to 9	10	Gravity
lym	United Kingdom	97.2	2008	Commissioned	27	3.6	Siemens 3.6	10	5	Monopile
Princess Amalia (Q2-WP)	Netherlands	120	2008	Commissioned	60	2	Vestas V80	19 to 24	>23	Monopile
Alpha Ventus/Borkum West	Germany	60	2009	Commissioned	6	5	Multihybrid M5000	30	45	Tripod Jacket
Gasslinggrund (Lake Vanem)	Sweden	30	2009	Commissioned	10	3	REpower 5M	4 to 10	4	#N/A
Gunfleet Sands Phase I	United Kingdom	108	2009	Commissioned	30	3.6	(DynaWind AB)	2 to 15	7	Monopile
Horns Rev Expansion	Denmark	210	2009	Commissioned	91	2.3	Siemens 2.3	9 to 17	30	Monopile
Hywind/Karmøy (Floating Pilot)	Norway	2.3	2009	Commissioned	1	2.3	Siemens 2.3	120 to 700	10 km initially	Floating
Rhy Flats/Constable Bank	United Kingdom	90	2009	Commissioned	25	3.6	Siemens 3.6	8	8	Monopile
Robin Rigg (Solway Firth)	United Kingdom	180	2009	Commissioned	60	3	Vestas V90	>5	10	Monopile
Sprogø	Denmark	21	2009	Commissioned	7	3	Vestas V90	6 to 15	1	Gravity
Thornton Bank	Belgium	30	2009	Commissioned	6	5	REpower 5M	25	30	#N/A
Avedøre/hvidovre	Denmark	15	2010	Financed/Under Construction	3	5	#N/A	#N/A	20 to 100	#N/A
Baltic I	Germany	48.3	2010	Financed/Under Construction	21	2.3	Siemens 2.3	18	16	#N/A
Bard Offshore I	Germany	400	2010	Financed/Under Construction	80	5	BARO 5 MW	39 to 41	100	Triple
Greater Gabbard Phase I	United Kingdom	150	2010	Financed/Under Construction	140	3.6	Siemens 3.6	24 to 34	25	Monopile
Gunfleet Sands Phase II	United Kingdom	64	2010	Financed/Under Construction	18	3.6	Siemens 3.6	2 to 15	7	Monopile
Nordegrunde	Germany	90	2010	Financed/Under Construction	18	5	REpower 5M	4 to 20	30	Monopile or Jacket
Rodand II	Denmark	207	2010	Financed/Under Construction	90	2.3	Siemens 2.3	5 to 12	6 to 10	Gravity
Sea Bridge	China	102	2010	Financed/Under Construction	34	3	Shovel 3 MW	8 to 10	8 to 14	#N/A
Walney Island Phase I	United Kingdom	183.6	2010	Financed/Under Construction	51	3.6	Siemens 3.6	20	15	#N/A
Belwind	Belgium	165	2011	Financed/Under Construction	55	3	Vestas V90	20 to 35	46	Gravity
Borkum West II	Germany	400	2011	Financed/Under Construction	80	5	Multihybrid M5000	22 to 33	45	Tripod
Ornøude	United Kingdom	150	2011	Financed/Under Construction	30	5	REpower 5M	17 to 22	10	Jacket
Thiart	United Kingdom	300	2011	Financed/Under Construction	100	3	Vestas V90	20 to 25	7 to 9	Monopile
Borkum Riffgat	Germany	264	2012	Financed/Under Construction	44	5	#N/A	16 to 24	15	#N/A
London Array Phase I	United Kingdom	630	2012	Financed/Under Construction	175	3.6	Siemens 3.6	23	>20	Monopile
Sheringham Shoal	United Kingdom	316.8	2012	Financed/Under Construction	88	3.6	Siemens 3.6	16 to 22	17 to 23	Monopile
Walney Island Phase II	United Kingdom	183.6	2012	Financed/Under Construction	51	3.6	Siemens 3.6	20	15	#N/A



2 Parques eólicos offshore en el Mar del Norte

Parque eólico	País	Cap. (MW)	Tipo turbina	Fecha	Profundidad (m)	Distancia a costa
Hywind	Noruega	2.3	1 × Siemens SWP-2.3-82	2009	220	10
Blyth	Reino Unido	4	2 × Vestas V66-2MW	2000	6-11	1.6
Beatrice	Reino Unido	10	2 × REpower 5M	2007	45	23
Thornton bank	Bélgica	30	6 × REpower 5M (will be 56)	2009	13-19	27
Scroby Sands	Reino Unido	60	30 × Vestas V80-2MW	2004	0-8	2.5
Alpha Ventus	Alemania	60	6 × Multibrid M5000, 6 × REpower 5M	2010	28	56
Kentish Flats	Reino Unido	90	30 × Vestas V90-3.0MW	2005	3-5	10
OWEZ		108	36 × Vestas V90-3MW	2008	15-18	13
Princess Amalia	Holanda	120	60 × Vestas V80-2MW	2008	19-24	26
Horns Rev I	Dinamarca	160	80 × Vestas V80-2MW	2002	10-20	18
Gunfleet Sands 1 & 2	Reino Unido	172	48 × Siemens SWP-3.6-107	2010	2-15	7
Lynn and Inner Dowsing	Reino Unido	194	54 × Siemens SWP-3.6-107	2009	6-11	5
Horns Rev II	Dinamarca	209	91 × Siemens SWP-2.3-93	2009	9-17	32
Thanet	Reino Unido	300	100 × Vestas V90-3.0MW	2010	20-25	11
Sheringham Shoal	Reino Unido	317	88 × Siemens SWT-3.6-107	2012	12-24	17
Greater Gabbard	Reino Unido	504	140 × Siemens SWT-3.6-107	2012	20-32	23

Esta lista no muestra todos los parques eólicos offshore operativos en el Mar del Norte hasta 2011[102].



3 Los 25 mayores parques offshore operativos por capacidad de potencia [102]

Parque eólico	País	Cap. (MW)	Tipo turbina	Fecha oficial de inicio
Kentish Flats	Reino Unido	90	30 × Vestas V90-3MW	2005
Barrow	Reino Unido	90	30 × Vestas V90-3MW	2006
Burbo Bank	Reino Unido	90	25 × Siemens 3.6-107	2007
Rhyl Flats	Reino Unido	90	25 × Siemens 3.6-107	2009
North Hoyle	Reino Unido	60	30 × Vestas V80-2MW	2003
Greater Gabbard	Reino Unido	504	140 × Siemens 3.6-107	2012
Walney (phases 1&2)	Reino Unido	367.2	102 × Siemens SWT-3.6-107	2011 (fase 1) 2012 (fase 2)
Sheringham Shoal	Reino Unido	315	88 × Siemens 3.6-107	2012
Thanet	Reino Unido	300	100 × Vestas V90-3MW	2010
Thorntonbank Phases 1 & 2	Bélgica	215 [14]	6 × REpower 5M, 30 x 6M	2012
Horns Rev II	Dinamarca	209.3	91 × Siemens 2.3-93	2009
Rødsand II	Dinamarca	207	90 × Siemens 2.3-93	2010
Chenjiagang Xiangshui	China	201	134 × 1.5 MW	2010
Lynn and Inner Dowsing	Reino Unido	194	54 × Siemens 3.6-107	2008
Robin Rigg (Solway Firth)	Reino Unido	180	60 × Vestas V90-3MW	2010
Gunfleet Sands	Reino Unido	172	48 × Siemens 3.6-107	2010
Nysted (Rødsand I)	Dinamarca	166	72 × Siemens 2.3	2003
Bligh Bank (Belwind)	Bélgica	165	55 × Vestas V90-3MW	2010
Horns Rev I	Dinamarca	160	80 × Vestas V80-2MW	2002
Longyuan Rudong Intertidal Demonstration	China	150	21 × Siemens 2.3-93 20 × Goldwind 2.5MW 17 × Sinovel 3W	2011 (fase 1) 2012 (fase 2)
Ormonde	Reino Unido	150	30 × REpower 5M	2012
Princess Amalia	Holanda	120	60 × Vestas V80-2MW	2008
Donghai Bridge	China	110.6	34 × Sinovel SL3000/90 1 × Sinovel SL 5000 1 × Shanghai Electric W3600/116	2010-2011
Lillgrund	Suecia	110	48 × Siemens 2.3-93	2007
Egmond aan Zee	Holanda	108	36 × Vestas V90-3MW	2006



4 Los 10 mayores parques eólicos offshore actualmente en construcción [102]

Parque eólico	País	Cap. (MW)	Tipo turbina	Fecha de inicio prevista
London Array (Phase I)	Reino Unido	630	175 × Siemens 3.6-120	2012
Gwynt y Môr	Reino Unido	576	160 × Siemens 3.6-107	2014
Trianel Borkum West II	Alemania	400	80 × Areva Multibrid M5000	2012 (fase 1) 2015 (fase 2)
BARD Offshore 1	Alemania	400	80 × BARD 5.0	2014
Anholt	Dinamarca	400	111 × Siemens 3.6-120	2013
Meerwind Süd & Ost	Alemania	288	80 x Siemens 3.6MW	2013
Lincs	Reino Unido	270	75 x 3.6MW	2012
Thornton bank Phase 3	Bélgica	110	18 x REpower 6M	2013



Anejo IV:

Tipos de Cimentaciones



1 Características de los principales tipos de cimentación

Tipo de cimentación	Aplicación	Máxima profundidad recomendada	Ventajas	Inconvenientes
Monopilote de acero	Apto para la mayoría de condiciones del fondo marino. Especialmente indicada para aguas poco profundas	Ideal en profundidades de hasta los 30 metros y firme sólido.	Estructura simple, ligera, versátil y fácil de fabricar, no precisa acondicionar el fondo marino, baja sensibilidad al socavamiento, mínimo espacio	Requiere pre-excavación del fondo marino, coste de instalación elevado y dificultad alta para su reemplazamiento o decomisado. Baja rigidez,
Monopilote de hormigón	Apto para la mayoría de condiciones del fondo marino. Especialmente indicada para aguas poco profundas	Ideal en profundidades de hasta los 40 metros y firme sólido.	Menor impacto ambiental por vibraciones en comparación con su homóloga de hormigón	Estructura más pesada de transportar y mayores costes de instalación que su homóloga de hormigón
Multipilote (trípode o Jacket)	Apto para la mayoría de condiciones del fondo marino, especialmente para aguas poco profundas	Ideal para profundidades superiores a los 40 metros y hasta los 60 metros.	Estructura muy rígida y versátil. Adecuada para turbinas de gran peso. Apenas necesita acondicionamiento del fondo marino.	No indicada para aguas poco profundas y/o con fondos marinos accidentados. Elevado coste de fabricación e instalación. Requiere una gran superficie sobre el fondo marino.
Por gravedad con base de hormigón	Apta para cualquier tipo de fondo marino	Hasta los 40 metros	Menor coste que la cimentación con base de acero para aguas poco profundas	Coste elevado debido a su gran peso. Requiere preparación del fondo marino. Necesita equipo pesado para su decomisado. Gran superficie sobre el fondo marino
Por gravedad con base de acero	Apta para cualquier tipo de fondo marino	Hasta los 40 metros	Más ligera que la cimentación por gravedad con base de hormigón. Fácil de transportar e instalar	Requiere protección catódica frente a la corrosión. Resulta más costosa que la cimentación por gravedad con base de hormigón para aguas poco profundas
Flotante	Grandes parques eólicos offshore en aguas profundas	Superior a los 50 metros	Escasa influencia de la profundidad y del tipo de fondo marino.	Tecnología aun inmadura y costes elevados del sistema de anclaje. Alta influencia del oleaje por carecer de estructura rígida. Exclusión de cualquier actividad pesquera, recreativa o marítima en el interior del parque.



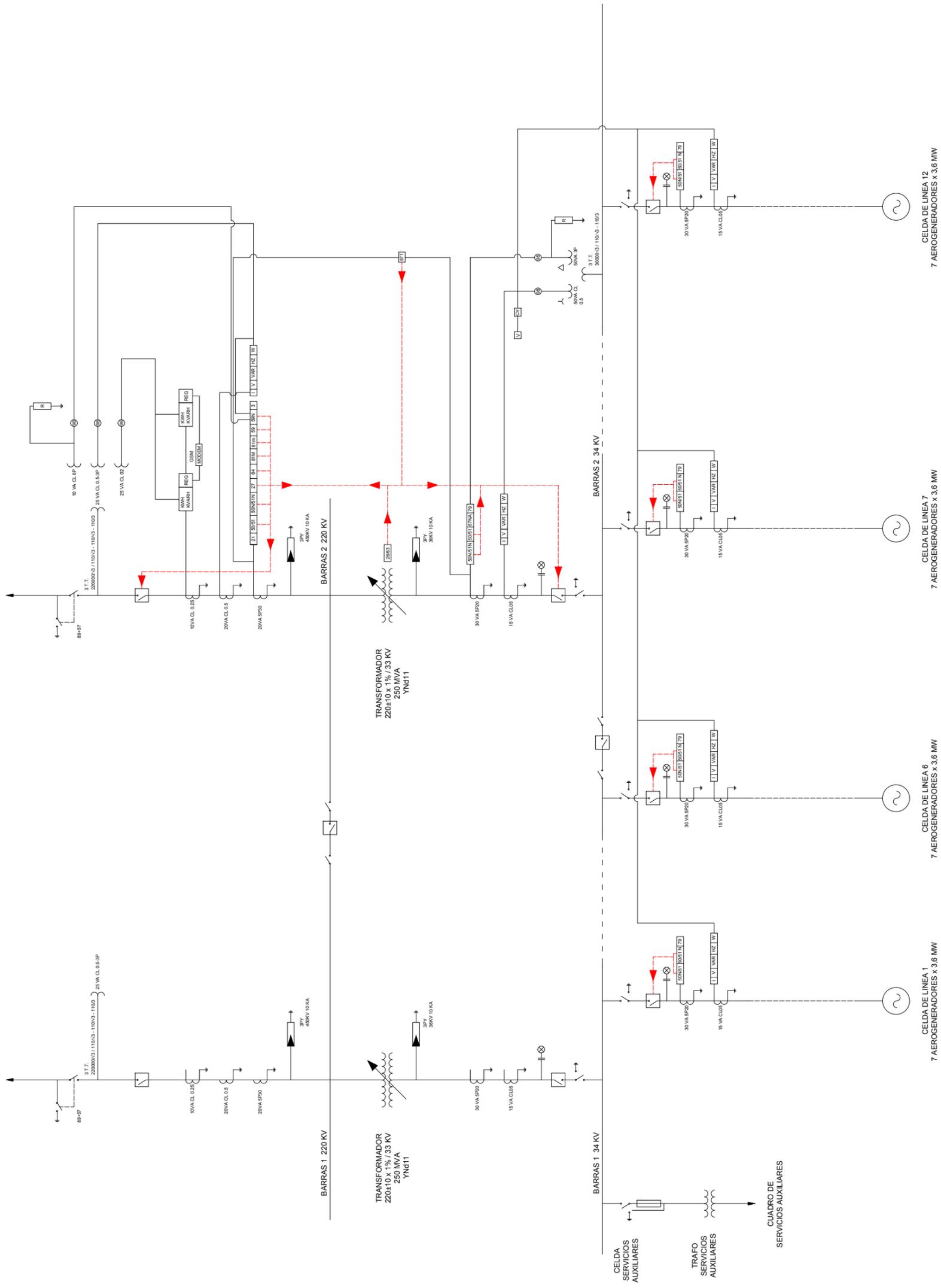
José Luis Alonso Gómez
Estudio de viabilidad del sistema eléctrico de evacuación de potencia
de un parque eólico offshore de 300 MW





Documento N° 3:

Planos



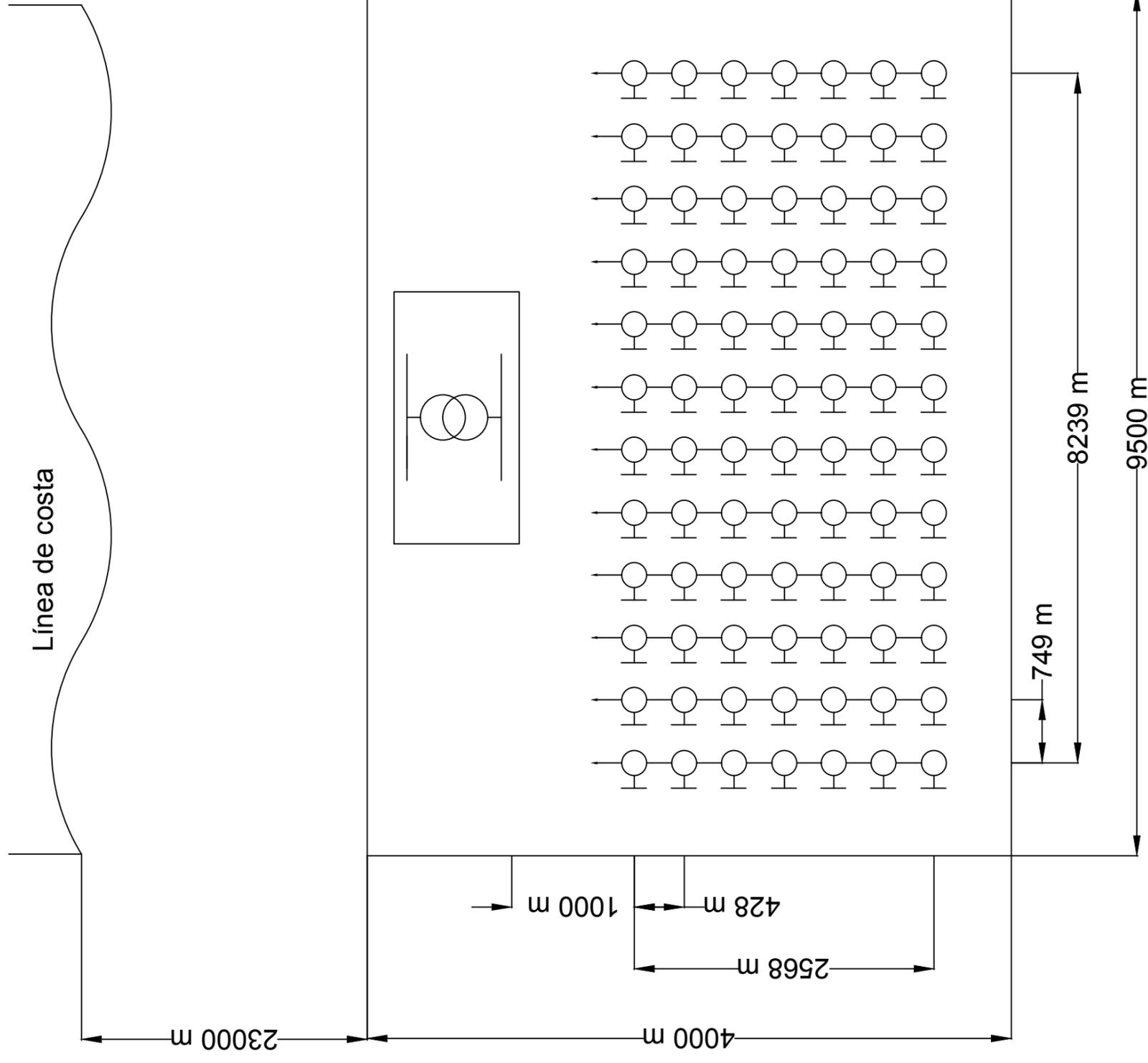
ESTUDIO DE VIABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE EVACUACIÓN DE POTENCIA DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE DE 300MW	
Dpto. de Ingeniería Eléctrica y Energética	Revisado por: Mario Mañana Canteli
Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación	Estado del documento: Aprobado
Plano: Diagrama Unifilar	Fecha: 04/2013
Escales: -	Idioma: ES
	Hoja: 1

CELDA DE LINEA 1
7 AEROGENERADORES x 3.6 MW

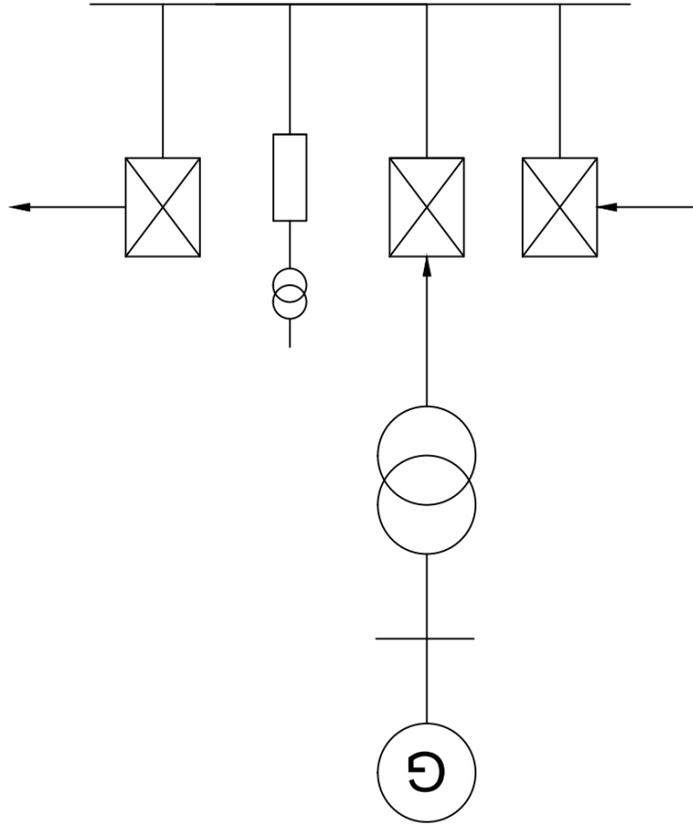
CELDA DE LINEA 6
7 AEROGENERADORES x 3.6 MW

CELDA DE LINEA 7
7 AEROGENERADORES x 3.6 MW

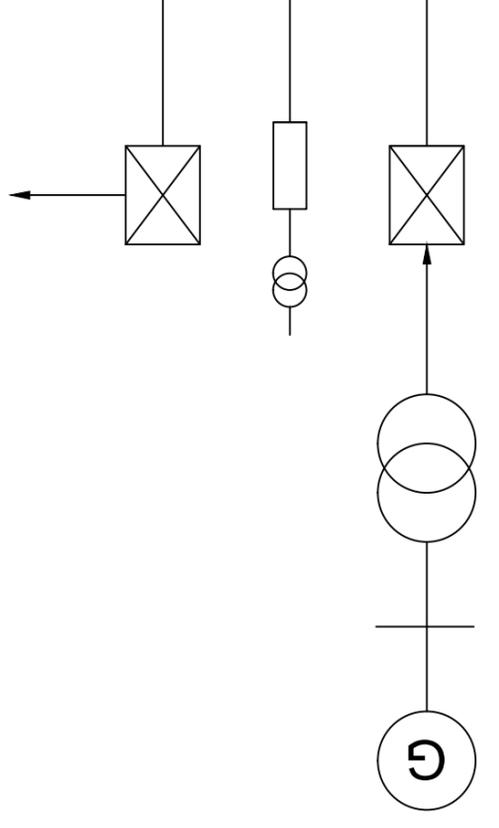
CELDA DE LINEA 12
7 AEROGENERADORES x 3.6 MW



ESTUDIO DE VIABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE EVACUACIÓN DE POTENCIA DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE DE 300MW			
Dpto. de Ingeniería Eléctrica y Energética	Creado por: José Luis Alonso Gómez	Revisado por: Mario Mañana Canteli	
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN	Plano: Esquema del parque	Estado del documento: Aprobado	
	Escala: _	Fecha: 04/2013	Idioma: ES
			Hoja: 2



Esquema de conexión de aerogeneradores intermedios



Esquema de conexión de aerogenerador de principio de línea

ESTUDIO DE VIABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE EVACUACIÓN DE POTENCIA DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE DE 300MW			
Dpto. de Ingeniería Eléctrica y Energética	Creado por: José Luis Alonso Gómez	Revisado por: Mario Mañana Canteli	
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN	Plano: Detalle de conexión	Estado del documento: Aprobado	
	Escala: -	Fecha: 04/2013	Idioma: ES
			Hoja: 3



José Luis Alonso Gómez
Estudio de viabilidad del sistema eléctrico de evacuación de potencia
de un parque eólico offshore de 300 MW





Documento N° 4: Estudio de Impacto Ambiental



1 Mar del norte en datos

Tabla 1 Información general sobre el Mar del Norte

Datos generales del Mar del Norte [101]	
Longitud norte - sur	960 Km
Anchura este - oeste	580 Km
Superficie	750000 Km ²
Volumen	94000 Km ³
Profundidad media	95 m
Profundidad máxima	700 m (Noruega)
Entrada anual de agua de río	300 km ³ directamente y 470 km ³ por el Mar Báltico
Área de drenaje	850000 Km ² (184 millones de habitantes)
Temperatura media en invierno	6 ° C
Temperatura media en verano	17 ° C
Salinidad	34 a 35 g de sal por litro de agua
Altura media de las mareas	Entre 0 y 8 m

2 Parte belga del Mar del Norte en datos

Tabla 2 Información general de la parte belga del Mar del Norte

Datos generales de la parte belga del Mar del Norte [101]	
Longitud de la costa belga	66 Km
Superficie de la parte belga del Mar del Norte	3454 km ²
Profundidad media de las aguas belgas	20-30 m
Número de barcos que cruzan el Canal	de 200000 a 300000 por año

- ubicación

La parte belga del Mar del Norte cubre aproximadamente 3454 Km², lo que supone apenas un 0.5% de la superficie total del mar del Norte. El mar territorial es de 12 millas náuticas. Más allá de las aguas territoriales de Bélgica pero junto a ellas, ha sido establecida una Zona Económica Exclusiva (ZEE o plataforma continental belga), la cual comprende el agua, el fondo del mar y el sedimento. Esta ZEE cubre la parte del Mar del Norte cuyo borde exterior se compone de una línea formada por segmentos que unen los puntos mostrados debajo, en el orden dado, definidos por sus coordenadas (latitud y longitud, expresada utilizando el sistema europeo geodésico):

1. 51 ° 16'09" N 02 ° 23'25" E
2. 51 ° 33'28" N 02 ° 14'18" E
3. 51 ° 36'47" N 02 ° 15'12" E
4. 51 ° 48'18" N 02 ° 28'54" E
5. 51 ° 52'34" N 02 ° 32'21" E
6. 51 ° 33'06" N 03 ° 04'53" E

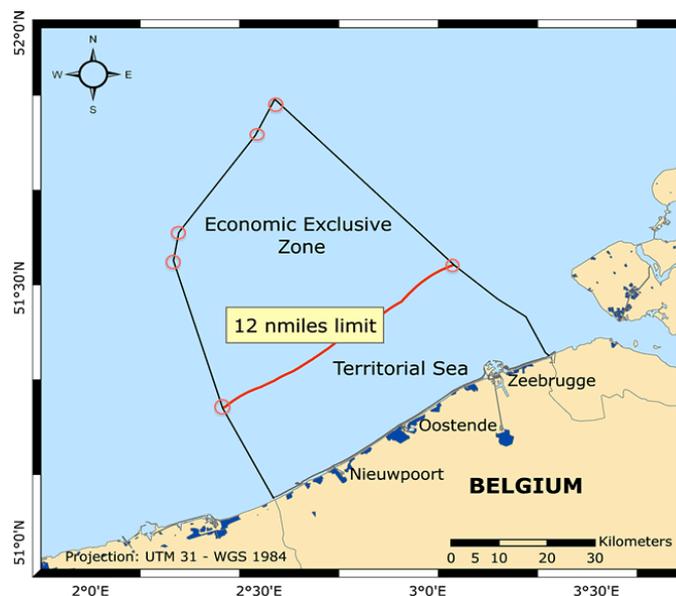


Figura 1 Mapa y coordenadas geodésicas de la región belga del Mar del Norte



Dentro de esta zona económica exclusiva, el Reino de Bélgica ejerce:

- ✓ Derechos de soberanía con los fines de exploración, explotación, conservación y gestión de los recursos naturales, biológicos y no biológicos, las aguas sobre el fondo del mar, los fondos marinos y los sedimentos, así como sobre otras actividades derivadas de la exploración y explotación de la zona para fines económicos, tales como la producción de energía a partir de agua, las corrientes y el viento.
- ✓ jurisdicción en relación con el establecimiento y la utilización de islas artificiales, instalaciones y estructuras; investigación científica marina; protección y conservación del medio ambiente marino.
- ✓ otros derechos establecidos por el derecho internacional.

- topografía

A lo largo de la costa belga el Mar del Norte es poco profundo (profundidad media de unos 20 m siendo la profundidad máxima de 35 m en la plataforma continental de Bélgica). La zona también se caracteriza por un complejo sistema de bancos de arena que son prácticamente paralelos a la costa y algunos de los cuales emergen del agua en las mareas muy bajas.

- hidrografía

Cerca de la costa belga la corriente fluye paralela a la misma, mientras que a medida que se avanza hacia el mar abierto, la corriente se convierte en una dirección SW-NE.



3 Aproximación al régimen jurídico sobre los parques eólicos marinos y su impacto ambiental

3.1 Introducción

En la regulación de este tema inciden los Instrumentos del Derecho Internacional del Mar, el Derecho Comunitario de la Unión Europea y las normas de los países miembros. No obstante, el impulso que este nuevo tipo de energía eólica está recibiendo por parte de los grupos ecologistas, el sector empresarial eólico y la propia Unión Europea hace recomendable establecer un régimen jurídico específico para este tipo de instalaciones y la aplicación de mecanismos de gestión integrada dentro de las zonas costeras.

3.2 El derecho internacional y regional del mar, los espacios marítimos y la instalación de parques eólicos marinos

La Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar de 1982 recoge algunas disposiciones que sin referirse explícitamente a los parques eólicos marinos se deben tener en cuenta. En particular, cuando en sus arts. 56 y 60 atribuye, por primera vez, explícitamente a los Estados el derecho de construir, así como el de autorizar y reglamentar la construcción, operación y utilización de las instalaciones y estructuras para la producción de energía derivada del agua, de las corrientes y de los vientos.

Ahora bien, deben distinguirse los derechos y obligaciones de los Estados ribereños para dichas actividades según se trate de los diferentes espacios marítimos (aguas interiores y mar territorial; zona económica exclusiva; plataforma continental; alta mar), que en todo caso no deben dificultar el



tráfico marítimo (el derecho de paso inocente) y la obligación de proteger el medio ambiente:

- a) en las aguas interiores y el mar territorial, el Estado ribereño es libre de construir las estructuras de los parques eólicos o permitir su construcción por los otros Estados, en tanto esto no ponga completamente fin al paso inocente o no infrinja infundadamente los derechos de los otros Estados.
- b) en la zona económica exclusiva, los parques eólicos offshore pueden ser construidos exclusivamente por el país costero o con su consentimiento y de acuerdo con su reglamentación, aunque se deberá respetar la reglamentación internacional relativa al medio ambiente, la pesca y la navegación.
- c) en la plataforma continental, el establecimiento de los parques eólicos se sujeta al mismo equilibrio entre los intereses del Estado costero y las otras actividades en el mar.
- d) en alta mar, aunque todavía no parece muy factible la instalación de parques eólicos en esta zona, todos los Estados ribereños y los Estados sin litoral tienen derecho a su instalación.

En cualquier caso, la Convención de Naciones Unidas establece la obligación general de proteger y preservar el medio ambiente marino y la conservación de los recursos vivos, lo cual implica la prohibición a los Estados del uso de sus espacios soberanos con finalidades que puedan causar daños a otros Estados, y la necesidad de evaluar los posibles efectos potenciales [104].

En el marco de algunos instrumentos regionales de protección del medio marino, se han realizado iniciativas que aluden expresamente a la energía eólica marina. Así, por ejemplo, la Declaración de Bergen, Noruega, firmada en marzo de 2002 por los Ministros de Medio Ambiente de nueve países europeos en la Quinta Conferencia Internacional sobre la Protección del Mar del Norte, en virtud de la cual acogieron con beneplácito el desarrollo de la



energía eólica marina, reconociendo que tenía posibilidades de aportar una contribución importante a la solución de los problemas del cambio climático. La Declaración alienta también a las autoridades competentes a que elaboren orientaciones adecuadas para el desarrollo de la energía eólica marina, acordando al mismo tiempo que los parques de energía eólica offshore se deben desarrollar teniendo en cuenta los datos sobre las consecuencias ambientales y la información de seguimiento, y considerando la oportunidad de aplicar el principio de precaución a esas actividades desde el comienzo.

Por otra parte, la Comisión del Convenio para la protección del Medio Marino del Atlántico Nordeste (OSPAR), en su segunda reunión a nivel ministerial celebrada en Bremen, Alemania en 2003, invitó a la Unión Europea a que cooperase en el desarrollo de criterios para ayudar a las autoridades que autorizaran la construcción de instalaciones de energía eólica marina, así como en el desarrollo de una descripción de las mejores técnicas disponibles para la construcción, explotación y desmantelamiento de parques eólicos offshore para facilitar su desarrollo y proteger el medio ambiente marino [101].

También en el marco del Convenio sobre protección del medio marino de la zona del Mar Báltico de 1974 se han dictado varias Recomendaciones (como la 15/5 de 10 de marzo de 1994 y la 17/3 de 12 de marzo de 1996) sobre la construcción de nuevas instalaciones (por ejemplo, los parques eólicos offshore) que puedan afectarlo y que establecen limitaciones para los emplazamientos de los mismos con el fin de proteger determinadas áreas costeras y marítimas del Mar Báltico.

Por último, en aplicación del Convenio sobre la Conservación de las especies migratorias de animales silvestres (Bonn, 1979), la Conferencia de las Partes dictó en septiembre de 2002 una Resolución relativa a Turbinas eólicas y Especies Migratorias en virtud de la cual reconoce la necesidad de realizar una evaluación exhaustiva de los efectos en el medio ambiente



antes de la selección de los lugares de implantación de dichas estructuras, así como vigilar y evaluar periódicamente los efectos reales de las turbinas eólicas.

El autor Satkauskas [105], resume los instrumentos generales y regionales del Derecho internacional del mar (en relación a las instalaciones eólicas en el mar) destacando las tres exigencias fundamentales que se derivan: adoptar programas de protección del medio marino, evaluar los impactos de los proyectos en el mar e intercambiar la información suministrada mediante los procedimientos de planificación del espacio. Además, teniendo en cuenta que los efectos reales de las turbinas eólicas offshore sobre la naturaleza no se pueden evaluar ni predecir totalmente en estos momentos, los documentos internacionales prevén la aplicación del principio de precaución en el desarrollo de las actividades eólicas offshore. Todos los factores posibles, incluyendo la consideración de la posibilidad de emplazamientos alternativos y de medidas adecuadas para la seguridad deben ser considerados en la decisión de construir un parque eólico.

3.3 Legislación sobre evaluación ambiental y otras normas que inciden sobre el uso de los espacios marinos

3.3.1 El Derecho comunitario sobre la energía y el fomento de las energías renovables

La normativa comunitaria vigente sobre energías renovables tiene su origen en varios documentos internacionales suscritos por la Unión Europea, como la Carta Europea de la Energía de 1991 o el Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático de 1997, y en importantes documentos de la Comisión Europea, como el Libro Verde de la Comisión sobre las fuentes de energías renovables de 1996 y el Libro Blanco por el que se establece una estrategia y un plan de acción comunitario en materia de fuentes de energías renovables. Pero la más firme base jurídica de las energías renovables en la Unión Europea se



encuentra en la Directiva 2001/77/CE del Parlamento y del Consejo (que entró en vigor el 27 de octubre de 2001), en virtud de la cual se establecen una serie de obligaciones para los Estados miembros con el objetivo de adoptar medidas adecuadas y proporcionadas de fomento de estas fuentes de energía, garantizar su producción y distribución, reducir los obstáculos existentes para su implantación, etc.

Desde el año 2001 la Comisión Europea ha promovido, con la colaboración de algunos Estados miembros y de las organizaciones empresariales del sector eólico, muchas iniciativas que tienen por objetivo el promocionar la implantación de la energía eólica marina. En este sentido cabe destacar la Acción Concertada sobre Energía Eólica offshore en Europa en que intervienen organizaciones públicas y privadas de casi todos los países costeros de Europa y que persigue el fomento de dicha modalidad de energía renovable en la Unión Europea destacando las mejores prácticas en la legislación y en los procedimientos existentes hasta el momento, así como la integración de los parques eólicos marinos en la red general y la mitigación de los impactos ambientales. También se indica que algunos países han seleccionado áreas de preferencia y han aplicado los procedimientos de evaluación de impacto ambiental.

Es importante asegurarse de que el desarrollo de la energía eólica marina no se vea obstaculizado por una evaluación falsa de posibles problemas, como su coexistencia con las aves, con la pesca de arrastre y con la navegación, el desarrollo y aplicación de normas de planificación nacionales, el origen de los fondos necesarios para ampliar y perfeccionar la red, la disposición de protección jurídica contra los daños a las estructuras fuera de las aguas territoriales de los Estados, etc. La Comisión revisará sistemáticamente los obstáculos y objeciones que puedan bloquear el desarrollo de la energía eólica marina y las exigencias medioambientales que haya que cumplir, y elaborará directrices para los Estados miembros, ofreciendo propuestas de legislación en caso necesario. También fomentará la coordinación de la investigación patrocinada por autoridades nacionales



sobre el impacto de los aerogeneradores en los seres vivos del mar y el medio ambiente marino. En todos esos casos cabe cierta competencia con otros usuarios de las aguas costeras, como la navegación o la pesca, siendo asimismo preciso respetar las necesidades de la población local.

3.3.2 Las exigencias del Derecho ambiental comunitario como presupuesto y delimitación de las instalaciones marinas de energía eólica

Desde el punto de vista de la política y el derecho ambiental de la Unión Europea, la Directiva 85/337/CEE sobre evaluación de impacto ambiental (modificada por la Directiva 97/11/CE) incluye expresamente a las instalaciones que utilizan la energía eólica para la producción de energía entre las que deben someterse a dicha evaluación. Y aunque en virtud del artículo 2 de la Directiva 97/11/CE, los Estados miembros pueden eximir de este procedimiento a proyectos específicos, sin embargo, no se espera, dado el tamaño y posibles efectos, que ningún parque eólico sea excluido del requerimiento de evaluación del impacto ambiental.

En primer lugar, una condición fundamental a la que deben someterse los parques eólicos es el previo sometimiento a la evaluación de impacto ambiental de sus proyectos. No obstante el desarrollo de las instalaciones eólicas como importante fuente de energía renovable, y por consiguiente, muy beneficiosa para la preservación del medio ambiente es innegable, aunque tienen un considerable coste ambiental y territorial.

Se detalla del siguiente modo los posibles impactos que causan estas granjas eólicas [105]:

- Los rotores de las turbinas afectarán a la alimentación y migración de los pájaros debido a las perturbaciones que producirán.
- Los cimientos afectarán a la comunidad bentónica, también influirán en la hidrológica y la sedimentación, con la consecuencia



de que se cambiará la composición de las comunidades bentónicas.

- Los campos magnéticos y eléctricos artificiales generados por las conexiones de los cables afectarán a la orientación de las especies de peces y mamíferos marinos.
- Las perturbaciones adicionales podrían ser el ruido y las vibraciones de los rotores sobre la superficie del mar, además de las derivadas del cambio de posición de los rotores.
- Los aerogeneradores, como una estructura vertical de 135 m de altura y los rotores móviles de 107 m de diámetro, tendrán un impacto importante en la vista natural de los paisajes marinos con su estructura horizontal predominante.
- La construcción de los parques pueden disturbar la fauna del mar, incluido los vertidos que pueden causar el cambio del hábitat.
- Además, debido al tamaño que tendrán estas granjas de energía eólica, aumentará el peligro frente a las colisiones navieras.

Los problemas presentados tienen que ver con los rotores, las torres, los pilares, las conexiones eléctricas, las actividades frente a la construcción del parque, los impactos frente a la fauna y la flora, las corrientes, la erosión costera, etc. y engloban un complejo impacto de elementos individuales que se deberán tener en cuenta frente al ecosistema marino para evaluar estos parques.

4 Zonificación de la región de estudio

4.1 Introducción

La producción de energía offshore mediante el empleo de aerogeneradores es en la actualidad una práctica común en varios países del norte de Europa, entre los que se encuentra Bélgica. Las razones que han conducido a esta explotación offshore están íntimamente relacionadas



con el hecho de que existen un menor número de conflictos y restricciones en la ocupación del territorio en comparación con la explotación onshore.

Ya que la generación de energía a través del recurso eólico offshore está basado en las energías renovables, ésta encaja en los objetivos tanto nacionales como europeos de producción energética, en detrimento de las energías no renovables.

Los objetivos mencionados arriba, también conocidos como “ Los objetivos europeos 20 20 20 ”, son los siguientes [27]:

- Reducir la emisión de gases de efecto invernadero en la Unión Europea en al menos un 20% en comparación con 1990.
- Aumentar la tasa de energía procedente de fuentes renovables hasta el 20% de la producción total.
- Reducir el consumo energético en un 20% como consecuencia de la mejora en la eficiencia energética.

4.2 Estudios previos

Como un intento de cumplir con estos objetivos, el gobierno belga, a través de sus organismos correspondientes, se lanzó a la búsqueda de lugares donde poder implementar el desarrollo de actividades eólicas offshore, ya que éstas deben cumplir con varios aspectos, tales como producción, costes de instalación, restricciones medioambientales, minimización de costes e impacto y compatibilidad con los instrumentos de gestión medioambiental.

El proceso para la elección del emplazamiento comienza con un análisis del potencial eólico y su distribución espacial en aquellas áreas de interés. Una vez que las áreas con mayor potencial eólico son determinadas, el siguiente paso es el de someter a dichas áreas a varias restricciones, las cuales pueden volver a tales áreas indeseables o inapropiadas para la

explotación eólica. La naturaleza de estas restricciones comprende diversos factores, tales como la profundidad y la morfología marina, la existencia de áreas restringidas (áreas de ejercicios militares, rutas de navegación, etc.) restricciones ambientales e impacto visual entre otras. Tras este análisis, muchas áreas serán ahora excluidas, siendo el resto aptas, y por lo tanto, quedando en manos de los inversores y promotores la decisión de elegir la más apta entre ellas para la realización del proyecto offshore [106].

4.3 Plan de ordenamiento del espacio marítimo

De acuerdo con lo expuesto hasta ahora, la zonificación de la región establecida por la Corona de Bélgica dentro de sus aguas territoriales y de su zona de exclusividad económica para poder llevar a cabo el desarrollo de diferentes proyectos eólicos offshore (indicados mediante colores) y ubicar el parque eólico offshore de estudio para este proyecto (zona A, en color carne) viene delimitada por la poligonal de color morado, según la siguiente figura:

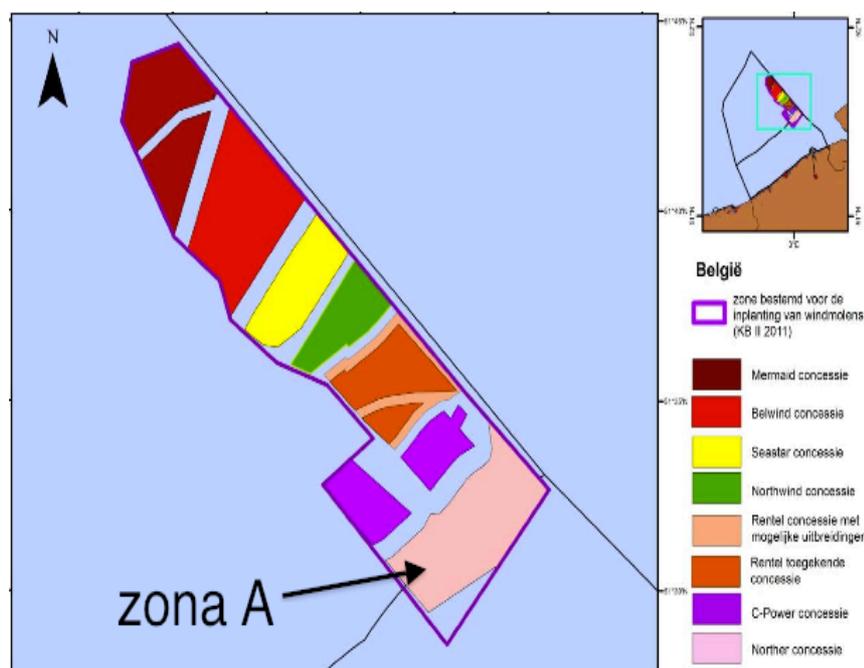


Figura 2 Zonificación de la región objeto de proyecto dentro del dominio marítimo belga



Tal y como se desprende de la imagen superior y en complementación con el anejo de mapas adjuntado como documento dentro de este proyecto de fin de carrera, el parque estaría situado en una zona acotada, limitada y previamente analizada tanto técnica como medioambientalmente por parte de las autoridades belgas pertinentes, cuyo objetivo fue el de emprender la labor de desarrollar un mapa que contenga tanto las actividades que se desarrollan dentro del espacio marítimo belga como los usos presentes y futuros de tales actividades; garantizar la sostenibilidad de los recursos, su preservación y regeneración, mejorando la eficiencia en el uso de su espacio marítimo dentro del marco de la integración multisectorial; definir los parámetros para el desarrollo sostenible de cada actividad (nueva o existente); y fomentar la importancia económica, social y medioambiental del mar.

De acuerdo con esta labor, las líneas-guía establecidas para la gestión del sector eólico offshore y que, a la postre, han llevado a la determinación de la zona antes mencionada, son:

- La producción de energía eólica debería ser desarrollada en las zonas con el mayor potencial, determinadas a partir de los análisis del clima eólico y su distribución espacial (rosa de los vientos para diferentes alturas).
- En tales áreas, las autoridades correspondientes proporcionarán las herramientas necesarias para la realización de las evaluaciones preliminares oportunas, enfocadas a facilitar y simplificar las futuras obtenciones de licencias por parte de los inversores, abaratando y haciendo competitivos sus costes asociados. Además, es aconsejable conciliar tales actividades con los intereses asociados con otros tipos de actividades marítimas, maximizando así los recursos.



- La instalación de las infraestructuras debe ser llevada a cabo de forma que se evite la formación de barreras que pudieran afectar a otras actividades desarrolladas en el mar.
- Los parques eólicos no deberían interferir sobre las rutas de circulación marítima hacia los puertos.
- Los parques eólicos no deberían interferir sobre las rutas de cables submarinos ni de cualquier tipo de tuberías.
- Los parques eólicos deben de ser perfectamente compatibles tanto con la fauna y flora marina como con los intereses de las comunidades pesqueras.
- La ordenación de los aerogeneradores dentro del parque debe ser tal que haga que la huella dejada sobre el fondo marino tanto durante la operación como tras el desmantelamiento de las instalaciones sea la menor posible.
- Al final del tiempo de vida del parque, todas las estructuras deben ser desmanteladas.
- La explotación de un parque eólico offshore debe ser gobernada mediante un código de buena praxis medioambiental y de acuerdo tanto con las normativas internacionales como europeas y nacionales, con el objetivo de minimizar cualquier posible deterioro del medio marino.
- La planificación e instalación del parque debe incluir un programa para la monitorización de su interacción con el medio así como un plan de contingencia en caso de observarse impactos y deterioros del entorno.



5 Vectores de impacto

En este capítulo se determinarán todas las acciones del proyecto que pueden causar impacto sobre el medio, atendiendo a cada fase del proyecto. El término *vector de impacto* se usará para describir las actividades o acciones que pueden causar impactos en el medio. Estos impactos podrán ser negativos o positivos, y pueden ser resultado de la acción directa o indirecta de cada vector. Para su mejor descripción se han dividido en función de la fase del proyecto en que se producen.

Dichas fases se han clasificado como [107]:

- fase de construcción.
- fase de operación (que incluirá las labores de mantenimiento y reparaciones).
- fase de desmantelamiento.

Se considerarán a continuación las acciones (vectores) a evaluar en este tipo de proyectos para cada una de las fases de las que consta [107].

5.1 Fase de construcción

Las principales actividades durante esta fase serán: estudios previos, preparación del suelo, la instalación de la cimentación, el cableado y el transporte tanto por mar como por aire. Por tanto, los principales vectores a tener en cuenta serán:

- Suspensión de sedimentos durante la toma de muestras realizadas durante los estudios geomorfológicos.
- Ruido procedente de la actividad de embarcaciones y de los estudios sísmicos o de sonar durante los estudios previos.
- Cambios en la columna de agua y en el fondo marino durante los dragados.



- Suspensión y redistribución de sedimentos durante la hincada de pilotes, la cimentación y la instalación de la escollera de protección.
- Ruido y vibraciones durante la hincada de pilotes, la cimentación y la colocación de la escollera de protección.
- Movimiento y funcionamiento de maquinaria: ruidos, perturbación física del fondo debido al anclaje de los buques utilizados para la construcción.
- Vertidos accidentales de contaminantes desde los buques
- Perturbación y pérdida de hábitats durante la apertura de zanjas para el tendido de cables.
- Vertido de materiales dragados: enfangamiento, enterramiento y cambio en la granulometría de los fondos.
- Nivelación del suelo

5.2 Fase de operación

Las principales actividades durante esta fase serán la operación de las turbinas, reparaciones y mantenimiento de la estación transformadora. Por tanto, los principales vectores a tener en cuenta serán:

- Ocupación permanente de terrenos.
- Pérdida de hábitats por la presencia física de la cimentación y protección contra la socavación.
- Introducción de sustratos duros artificiales.
- Reducción de la presión pesquera.
- Campos electromagnéticos procedentes de los cables de evacuación.
- vertido accidental de contaminantes procedentes de los buques.
- Movimiento y funcionamiento de maquinaria.
- Movimiento y emisiones de vehículos.



- modificación en el transporte de sedimentos por la presencia de la estructura de cimentación.
- Ruidos y vibraciones transmitidas por el aire y el fondo procedentes de los aerogeneradores.
- Efecto barrera por la presencia de las estructuras.
- Presencia de alumbrado.
- Oportunidad de empleo local.
- Reducción de gases efecto invernadero y del uso de combustibles fósiles.

5.3 Fase de desmantelamiento

Cuando los aerogeneradores han llegado al final de su vida útil podemos encontrarnos con dos alternativas. La primera de ellas consiste en la sustitución de los mismos, en este caso nos encontraríamos con la generación de algunos de los vectores de impactos vistos en el primer apartado, provenientes del tráfico de embarcaciones, ruidos producidos durante el desmantelamiento e instalación de las nuevas turbinas, etc. La otra alternativa que nos podemos encontrar es la de desmantelar la instalación completamente, lo que supone desinstalar la torre, subestación, cable subterráneo, etc. Los vectores de impacto durante esta fase van a variar mucho dependiendo de la alternativa que se escoja para el desmantelamiento de la instalación, pero principalmente tendremos:

- Retirada de los aerogeneradores, cimentaciones, cables y resto de infraestructuras asociadas.
- Transporte a vertedero y /o reutilización de materiales.
- Presencia de equipos, trabajadores y embarcaciones.
- abandono del emplazamiento.

A continuación se muestra la matriz de causa y efecto que se usa para la identificación y valoración de los impactos. Se han señalado con una “X” los principales efectos tanto negativos como positivos .



Tabla 3 Matriz de impacto ambiental

Causa de impacto	Estructura del fondo	fauna bentónica	Flora submarina	peces	aves	Mamíferos marinos	paisaje	Recursos pesqueros	Usos recreativos	Tráfico marítimo	Calidad del agua	empleo	turismo
Fase de construcción													
Movimiento de tierras	X	X	X	X							X	X	
Instalación de las cimentaciones	X	X	X	X		X		X			X	X	
Voladuras	X	X	X	X		X		X				X	
Vertido de materiales	X	X	X	X				X				X	
Movimiento de embarcaciones				X	X	X	X		X	X	X	X	
Entierro del cable	X	X	X									X	
Fase de explotación													
Movimiento y funcionamiento de la maquinaria					X	X						X	
Movimiento de embarcaciones						X	X		X	X	X	X	
Aerogenerador					X	X	X	X	X			X	X
Trabajos de reparación						X			X	X	X	X	
Introducción de sustratos duros	X	X	X	X				X					
Campos electro-magnéticos		X		X				X					



6 Análisis de los posibles efectos potenciales sobre el medio ambiente

Para el otorgamiento por parte de la corona de Bélgica de la concesión de la licencia para la explotación eólica offshore de una región dentro de las aguas bajo su jurisdicción, es necesario que se lleven a cabo por parte del promotor del parque una serie de estudios agrupados bajo el nombre de Estudio de impacto Ambiental, dentro del cual se han de recoger de forma extensiva todas aquellas posibles interacciones, restricciones e imposiciones con el futuro parque eólico offshore. No obstante, y para limitar el alcance de este estudio, se ha optado por limitar el mismo al impacto sobre los procesos de construcción, operación y sobre aquellos elementos del parque que se localicen en el mar. De esta manera, solamente se considerarán los potenciales efectos de los aerogeneradores, cables submarinos de recolección y evacuación y todos aquellos elementos pertenecientes a los parques, que se localicen dentro del denominado ámbito marítimo-terrestre y durante las fases de construcción, explotación y decomisado.

6.1 Efectos potenciales sobre el medio físico

6.1.1 Efectos potenciales sobre la geología, geomorfología y alteración del lecho marino

6.1.1.1 Fase de construcción

Durante el desarrollo de esta fase, los impactos potenciales sobre la plataforma oceánica pueden deberse a modificaciones del fondo marino como consecuencia de las labores de perforación y acondicionamiento para la instalación de las diversas cimentaciones empleadas para apoyar los aerogeneradores y la subestación offshore. También se pueden ver afectados aquellos yacimientos de arena que sean potencialmente explotables o que estén en fase de explotación y que se encuentren ubicados en las proximidades de un parque eólico offshore, ya que su explotación (presente o futura) puede traer consigo riesgos



medioambientales debido a que el dragado puede derivar en un mal asentamiento de los cimientos del parque. Por ello, la construcción en lugares próximos a tales explotaciones es incompatible, ya que de lo contrario, tales arenas deben dejar de ser reservas de arena para la regeneración del litoral. Por último, en la instalación del cableado del parque se prevén movimientos de tierra como consecuencia de las labores de tendido de los cables, que tendrán un carácter significativo y proporcional a los métodos empleados y a la longitud, peso y sección del cable escogido.

6.1.1.2 Fase de operación

En esta fase, se pueden producir cambios tanto en el entorno de las cimentaciones como en la dinámica litoral como consecuencia de la interacción de las estructuras con las mareas y corrientes marinas. Además, la energización de los cables de evacuación en las proximidades de zonas de explotación de yacimientos de arena hará que tales labores queden ausentes, como consecuencia de los posibles riesgos por rotura que se pueden ocasionar sobre los cables al dragar, desestabilización de los asentamientos de los cables, etc.

6.1.2 Efectos potenciales sobre el agua

6.1.2.1 Fase de construcción

Durante esta fase se producirá, de forma temporal un aumento de la turbidez sobre la columna de agua, principalmente en torno a la ubicación del proyecto, debido a los movimientos de tierra, arena y rocas como consecuencia de los procesos de construcción. También es posible que durante esta fase puedan darse alteraciones en las condiciones físico-químicas del agua como variaciones de la temperatura, modificación del PH, modificación de la salinidad, vertidos accidentales, etc., por lo que cada proyecto debe de tomar las medidas necesarias y oportunas para prever y actuar frente a los posibles cambios de esta índole.



6.1.2.2 Fase de operación

Las afecciones que se pudieran originar en esta fase sobre la calidad del agua se deberán principalmente al desgaste de ciertos materiales cuya degradación pueda modificar las propiedades del agua o a las labores de mantenimiento que pudieran modificar temporalmente el movimiento de las corrientes originando turbulencias y turbidez. Además, en el caso de los cables submarinos, los efectos que se producen como consecuencia de su estado de energización (evacuación del calor generado al exterior, flujos electromagnéticos, etc.) pueden provocar alteraciones sobre las propiedades del agua en torno al cable.

También se pueden producir alteraciones de las corrientes marinas. Generalmente este impacto será poco significativo, excepto en los casos en que se realice una mala disposición de los aerogeneradores, y sus principales impactos derivarán de la aparición de zonas de erosión no previstas, transporte de sedimentos hacia áreas no deseadas y disminución del oleaje debido al efecto de obstáculo de la instalación.

6.1.3 Efectos principales sobre la atmosfera

6.1.3.1 Fase de construcción

Al ser la energía eólica offshore un tipo de energía calificada como no contaminante, renovable e inagotable, sus emisiones a la atmosfera serán nulas. Sin embargo, la construcción de una planta capaz de aprovechar la energía eólica para producir energía eléctrica implica la movilización de un gran número de embarcaciones, helicópteros y otros tipos de maquinaria en general que van a producir contaminación atmosférica, por lo que han de tenerse en cuenta tales emisiones y tomar las medidas adecuadas, si bien el efecto producido será poco significativo y claramente temporal, siendo ampliamente compensado por el ahorro de emisiones obtenido durante el funcionamiento del parque offshore. Además, habrá que considerar los ruidos producidos durante esta fase, aunque su efecto sea claramente temporal.



6.1.3.2 Fase de operación

Durante esta fase, el nivel de contaminación por emisión de gases contaminantes sigue siendo nulo por parte del parque eólico offshore, y solamente durante los periodos de reparación o mantenimiento se producirán tales emisiones como consecuencia de la movilización de maquinaria. Sin embargo, en esta fase habrá que tener en consideración la contaminación acústica (ruido) producido por los aerogeneradores, los mecanismos internos de la góndola y la torre. Esta contaminación no supondrá ningún contratiempo para las poblaciones costeras ya que éstas están lo suficientemente alejadas como para poder percibirla, sin embargo si que puede suponer un serio problema para la fauna que habita en las inmediaciones del parque o que utilice la zona como lugar de tránsito durante sus migraciones, como es el caso de los cetáceos. Por último, también existirá una cierta contaminación lumínica, solamente perceptible durante la noche. No obstante, esta contaminación acústica está justificada debido a su obligatoriedad de acuerdo con la normativa sobre balizamiento y seguridad marítima y aérea.

6.1.4 Efectos potenciales sobre el paisaje

6.1.4.1 Fase de construcción

La instalación de los aerogeneradores podría llevar asociada la alteración del paisaje debido a la intromisión de elementos externos (grúas, plataformas,...). No obstante, esta alteración durante la etapa de construcción es temporal por lo que no supone ningún tipo de contratiempo.

6.1.4.2 Fase de operación

Durante la etapa de operación, el aspecto a destacar visualmente hablando será el de los aerogeneradores elevándose mas de 100 metros por encima del nivel del mar. El impacto visual debido a la intromisión de estos nuevos elementos en el medio, causando el deterioro y la pérdida de naturalidad del paisaje, especialmente en el entorno de espacios



naturales costeros y marinos protegidos, supone un elemento de diseño a tener en una alta consideración ya que la opinión pública podría provocar la paralización del proyecto una vez esté en operación. Igualmente, el paisaje submarino se verá afectado por la instalación de los cables aunque la repercusión visual, obviamente será mucho menor.

6.2 Efectos potenciales sobre el medio biótico

6.2.1 Efectos potenciales sobre el ecosistema

6.2.1.1 Fase de construcción

Un efecto potencial de la construcción de parques eólicos en el mar es la posible alteración de los ecosistemas marinos, prestando especial atención a las zonas de interés o áreas a proteger.

6.2.1.2 Fase de operación

Se ha demostrado que la instalación de parques eólicos marinos ha incrementado la heterogeneidad de los hábitats marinos, fomentando la biodiversidad y abundancia de las comunidades bentónicas, como queda patente a partir de los diferentes parques eólicos offshore europeos analizados. Esta colonización por parte de la fauna bentónica producirá un aumento en la heterogeneidad del hábitat, y por tanto cambios en la comunidad bentónica tales como un aumento de la biomasa. Como resultado de ambos factores se producirá un aumento en la comida disponible para peces y aves marinas en la zona cercana al aerogenerador, debiendo de tener en cuenta la posible incidencia de estos cambios en la cadena trófica de la zona.

6.2.2 Efectos potenciales sobre la flora

Los riesgos sobre la flora subacuática que pudieran traer consigo las labores de construcción y operación de un parque eólico offshore no suponen un grave riesgo ya que se presupone que la elección tanto de la



ubicación del parque como de la ruta de tendido de los cables submarinos no se deben realizar sobre arrecifes o cualquier otro sistema coralino.

6.2.3 Efectos potenciales sobre la fauna

6.2.3.1 Fase de construcción

Las principales afecciones sobre la fauna marina debidas tanto a los aerogeneradores como a los cables submarinos durante esta fase serán la alteración/degradación de sus hábitats debido a los cambios en la distribución de sedimentos al producirse modificaciones en las corrientes por la presencia de las estructuras. Habrá que contemplar también, como se mencionó al hablar de la contaminación atmosférica, los posibles efectos que el ruido y las vibraciones pudieran causar a la fauna marina, ya que pueden causar un alejamiento temporal de las distintas especies de peces y mamíferos marinos que viven o transitan por la zona.

6.2.3.2 Fase de operación

En esta fase se deberán considerar, además de la alteración/degradación de los hábitats al igual que en la fase de construcción, los cambios en los hábitos de las especies (migración de bancos de peces, interrupción de las rutas migratorias tanto acuáticas como aéreas, etc.), los posibles trastornos en la orientación debidos a los campos magnéticos originados como consecuencia de la transmisión de la electricidad a través de los cables submarinos, que pueden interferir con los sistemas de orientación de determinadas especies (particularmente los elasmobranquios como tiburones y rayas al ser estos particularmente sensibles a los campos magnéticos) y la introducción de nuevas especies, ya que la estructura formada por la cimentación y la escollera de protección supone la creación de un arrecife artificial, lo que va a atraer a determinadas especies de peces, ya que éste les ofrece protección frente a los depredadores y a las fuertes corrientes. Además, otras especies lo usarán como zona de reproducción.



No obstante, el efecto de mayor repercusión y que es tratado en prácticamente cualquier estudio, tanto en parques onshore como offshore, es la interacción entre las aves y los aerogeneradores, ya que estos pueden actuar como una barrera al paso de las aves migratorias o como un obstáculo entre sus zonas de alimentación y descanso. También las colisiones son un tema a tratar ya que son causa directa de mortalidad de las aves o de lesión debido a las turbulencias que generan los rotores.

6.3 Efectos potenciales sobre el medio socio-económico

Los efectos sobre el medio económico se prevén positivos ya que se contribuirá al desarrollo tanto económico como tecnológico de la zona. No obstante, se deberá valorar la posible aparición de conflictos de interés con otros usos, tanto presentes como futuros, del medio marino.

6.3.1 Efectos potenciales sobre la navegación marítima y aérea

6.3.1.1 Fase de construcción

Los impactos que esta fase puede provocar sobre la navegación marítima serán de carácter puntual y se deberán principalmente a conflictos debidos a la confluencia de pequeñas embarcaciones con los grandes navieros encargados de transportar los materiales hasta la zona de construcción del parque. La interferencia con grandes barcos de pesca o de transporte de pasajeros será prácticamente nula como consecuencia de la gran distancia a costa a la que éstos navegan. En cuanto a la interacción con el transporte aéreo, éste será nulo durante esta fase.

6.3.1.2 Fase de operación

Se deberá tener en cuenta el posible impacto del parque sobre la seguridad marítima, llegando incluso a poder variar las condiciones o rutas de navegación de determinadas embarcaciones. Además, se deberá establecer una región de servidumbre a lo largo de la línea de



evacuación del parque en la que las embarcaciones se deberán someter a condiciones determinadas de fondeo.

En lo que respecta a la navegación aérea, la altitud a la que vuelan los aviones hace que en principio no se produzcan efectos adversos como consecuencia de posibles impactos con las aspas de los aerogeneradores. No obstante, es conveniente tener en consideración la ubicación de aeropuertos, helipuertos y aeródromos en las proximidades de la costa ya que por su condición de vuelo a baja altura pueden producir incidentes. Además, en todos los casos se deberá tener en consideración la posible interferencia de los sistemas eléctricos/electrónicos del parque con los sistemas de radar de los aviones y demás aparatos de vuelo.

6.3.2 Efectos potenciales sobre la población

6.3.2.1 Fase de construcción

Los efectos de la construcción del parque se deberán principalmente al impacto visual sobre la población ocasionados como consecuencia de la intensidad de las obras.

6.3.2.2 Fase de operación

Se presupone un aumento del empleo en las zonas costeras colindantes fomentando el refuerzo sobre el tejido industrial, lo que repercutirá de forma positiva en su desarrollo económico.

6.3.3 Efectos potenciales sobre el patrimonio arqueológico-cultural sumergido

La ubicación del parque debe quedar totalmente excluida de aquellos lugares que contengan patrimonio arqueológico sumergido, ya sean pecios o yacimientos arqueológicos, debido a que además de la posible destrucción de tal patrimonio se puede ver alterado el paisaje submarino donde se llevan a cabo actividades turísticas y de buceo.



6.3.4 Efectos sobre otros interés y usos del mar

6.3.4.1 Turismo

Existe la posibilidad de que determinadas actividades turísticas queden afectadas durante la fase de construcción, aunque sería de forma puntual y solamente hasta la finalización de las obras por lo que no se consideraría como una molestia de gran magnitud.

6.3.4.2 Sector pesquero

La pesca es una importante fuente de empleo para la zona, tanto para el sector de la captura, como para el de su procesamiento y logística. Este sector puede quedar gravemente afectado durante la etapa de construcción y operación ya que su actividad pesquera se puede ver modificada e incluso interrumpida durante ciertos momentos. Además, en la zona tanto del parque como del camino de evacuación de los cables submarinos la actividad pesquera quedará excluida de cualquier actividad.

7 Medidas correctoras, protectoras y compensatorias

El objetivo de las medidas correctoras, protectoras y compensatorias es el evitar, reducir o compensar los efectos negativos producidos por la ejecución del proyecto en todas sus fases, así como el potenciar los efectos positivos. En este apartado se realizará una enumeración de distintas medidas encaminadas a tal efecto, siempre teniendo en cuenta que estas medidas variarán en función de la localización de la instalación, del diseño del proyecto y de las características del entorno, así como de las múltiples variables que ya han sido descritas en los apartados anteriores.

Al determinar los impactos potenciales de los parques eólicos sobre el medio ambiente, es importante considerar que estos impactos se pueden referir no exclusivamente a los impactos generados por los



aerogeneradores, sino también el impacto producido por todas las instalaciones y acciones asociadas a la instalación, tales como el acceso al parque de las embarcaciones necesarias para el mantenimiento, los compuestos de la construcción, el tipo de cimentación, las construcciones temporales durante las obras, la subestación transformadora, etc. Todos esos factores que se deben tener en cuenta al realizar el estudio de impacto ambiental también deben considerarse al realizar la propuesta de medidas correctoras para eliminar, o reducir al mínimo, los efectos en el medio ambiente.

7.1 Medidas protectoras

Se considerarán medidas protectoras las encaminadas a evitar que se produzca el impacto, por lo que la propia selección de la alternativa de localización de la instalación será una medida que podrá conseguir minimizar los impactos. En las medidas protectoras encontraremos modificaciones en el tamaño, diseño del parque eólico marino, o la cimentación de las turbinas y estructuras asociadas. A continuación se detallan las diferentes medidas protectoras sobre los diferentes aspectos del parque.

7.1.1 Para reducir la incidencia sobre el suelo

- Se debe tener en cuenta que el lecho marino se puede encontrar contaminado, por lo que será necesario una buena caracterización del mismo, definiendo las zonas que se pueden encontrar contaminadas para así evitar su movimiento.
- Es conveniente evitar en la medida de lo posible grandes movimientos de tierra, así como el establecimiento de un adecuado plan de gestión de los residuos generados durante las obras.
- Prever la posible emisión de sustancias contaminantes tales como los lubricantes procedentes de posibles accidentes de las embarcaciones y maquinaria necesarias durante la construcción,



por lo que se deben establecer las pertinentes revisiones de maquinaria.

7.1.2 Para evitar impactos en la hidrografía, las corrientes marinas y la calidad del agua

- Las cimentaciones y disposición de los aerogeneradores deben ser diseñadas de tal forma que se reduzca al mínimo la erosión, la redistribución del sedimento y la alteración del flujo actual.
- Se recomienda la realización de estudios de modelización de los posibles efectos producidos en las corrientes marinas.
- Los proyectos deben reducir al mínimo los riesgos de contaminación durante la construcción, la operación y el desmantelamiento y evitar el uso de productos químicos contaminantes cuando la cimentación, las torres y las turbinas se protegen del ambiente marino.

7.1.3 Para reducir la incidencia sobre el bentos

- Se recomienda la realización de un estudio previo que refleje la distribución y diversidad de las comunidades bentónicas existentes en la zona, para instalar los generadores en la zona que produzca menor impacto.
- También se deben realizar las obras (tanto de cimentación como de enterramiento del cable submarino) de tal manera que se vean afectadas la menor superficie posible del lecho marino.
- Se recomienda una adecuada elección del trazado de línea y de la posición de la subestación transformadora terrestre en el caso de que se encuentre alguna especie protegida.

7.1.4 Para reducir la incidencia sobre las comunidades piscícolas

- Se ha de considerar las zonas de asentamiento, reproducción y cría de todas las especies, especialmente las protegidas, así como



las rutas de migración de cara a no provocar efectos negativos bien por la invasión de los espacios en que se asientan como por las distorsiones que pueden provocar los ruidos producidos.

- Evita realizar labores de construcción o desmantelamiento durante las épocas de reproducción.

7.1.5 Para reducir la incidencia sobre los mamíferos marinos

- Se realizará un estudio que refleje las zonas con mayor población, rutas de migración, periodos de reproducción, etc.
- Se deben evitar los trabajos de construcción y desmantelamiento en la época de cría y migración.

7.1.6 Para reducir la incidencia sobre las aves

- Realizar un estudio sobre las especies presentes en la zona, periodos de reproducción y cría, rutas de alimentación, hábitos migratorios, etc.
- Al realizar la ubicación de los aerogeneradores se hará de tal manera que se minimice la interceptación de las rutas migratorias.
- Se debe tener en cuenta que la distancia entre turbinas sea la necesaria para evitar la colisión de las aves con las mismas, así como elegir colores que permitan una correcta visualización.
- Evitar llevar a cabo las tareas de construcción y desmantelamiento durante las épocas de reproducción y cría.

7.1.7 Para evitar incidencias sobre la navegación

- Como en todos los demás puntos, es importante el evitar la localización del parque en zonas conflictivas.
- Establecimiento de un plan de seguridad y emergencia para el caso de que ocurran accidentes.
- Adecuado balizamiento de los aerogeneradores. En este punto se pueden presentar conflictos al afectar a los impactos visuales de la



instalación, por lo que se deben diseñar de tal manera que afecten lo mínimo posible.

7.1.8 Para evitar incidencias sobre el turismo

- Se propone comenzar las obras en la estación invernal para no entorpecer el uso recreativo de las áreas litorales.
- El alejamiento del parque de la costa supondrá la principal medida protectora de cara a la transformación del paisaje, por lo que se recomienda la instalación en zonas menos frecuentadas y de menor interés turístico.

7.1.9 Para evitar incidencias sobre la pesca

- Evitar la instalación de el parque en las principales zonas pesqueras.

7.2 Medidas correctoras

Se aplicarán en la fase de operación de la instalación, e irán encaminadas a reducir los impactos generados por el funcionamiento. Muchas de estas medidas serán resultado de los datos obtenidos en el programa de vigilancia ambiental del parque. Se proponen las siguientes medidas correctoras:

- Modificación del emplazamiento de determinados aerogeneradores “asesinos” dentro del parque para reducir la frecuencia de colisión y los impactos derivados del desplazamiento de la fauna.
- Modificación de las turbinas, torres meteorológicas y otras estructuras asociadas, para eliminar o reducir la mortalidad por colisión.
- Realización de un adecuado plan de gestión de los residuos resultantes del funcionamiento de la instalación.
- Realización de un programa de restauración ambiental encaminado a la restauración ambiental de los fondos afectados



por las obras, la prevención de la erosión de los suelos y recuperación del hábitat existente antes del inicio de las obras.

7.3 Medidas compensatorias

Serán aquellas destinadas a compensar los efectos negativos producidos por la instalación sobre distintos elementos ambientales del entorno. Algunas de las medidas aplicables son:

- Creación de áreas de cultivo de distintas especies piscícolas mediante la creación de nuevos hábitats en las estructuras de cimentación.
- Respecto al impacto producido sobre el paisaje, se establecen medidas de regeneración de zonas degradadas del litoral, de cara a su recuperación paisajística, señalización de rutas, miradores, etc.



José Luis Alonso Gómez
Estudio de viabilidad del sistema eléctrico de evacuación de potencia
de un parque eólico offshore de 300 MW





Documento N° 5:

Conclusiones



1 Conclusiones

En este capítulo, serán mostradas las conclusiones relativas al estudio de viabilidad del sistema eléctrico de un parque eólico offshore situado en aguas poco profundas dentro del área comprendida por el Mar del Norte. Además, algunas consideraciones futuras que pueden ser desarrolladas dentro de este ámbito son sugeridas.

1.1 Consideraciones finales

El trabajo desarrollado en este proyecto de fin de carrera se centra en la viabilidad del sistema eléctrico de un parque eólico offshore en aguas poco profundas del Mar del Norte. No obstante, ha sido necesario también hacer mención de todo un conjunto de factores que condicionan el desarrollo de un proyecto como éste y que han de ser tratados de manera simultánea si no incluso antes. Por citar algunos, creo que se debe realizar especial hincapié en la caracterización del recurso eólico, ya que sin él un parque eólico, tanto onshore como offshore, carece completamente de sentido. Junto a éste, la seguridad medioambiental debe de adquirir una dimensión superior si cabe a la de cualquier otra instalación construida en tierra por el mayor impacto que puede causar un posible fallo. Además, y como opinión totalmente personal, creo que la logística y la planificación de todas las actividades implicadas con la construcción de cualquier planta offshore en general, y de un parque eólico offshore en particular, deben de ser estudiadas y tenidas muy en cuenta como fuentes de importantes abaratamientos en los costes, o por el contrario de grandes pérdidas económicas y retrasos sobre los planes previstos como consecuencia de que la mayor parte de las operaciones en materia de aprovisionamiento, instalación, operación y mantenimiento, y desmantelamiento han de ser llevadas a cabo sobre un medio, el mar, que implica un gran reto para la técnica incluso hoy en día.

En lo que respecta a los principales factores que influyen sobre la línea de conexión a costa, estos son principalmente la distancia y la capacidad de transmisión requerida, lo que resulta en un tipo específico de conexión caracterizado por el nivel de tensión a emplear. A su vez, el tipo de conexión elegido determina la infraestructura eléctrica requerida, es decir, el tipo de cable más indicado, el uso o no de una o incluso varias subestaciones offshore, el empleo de estaciones convertidora, etc.

La siguiente figura muestra el gráfico de flujo correspondiente.

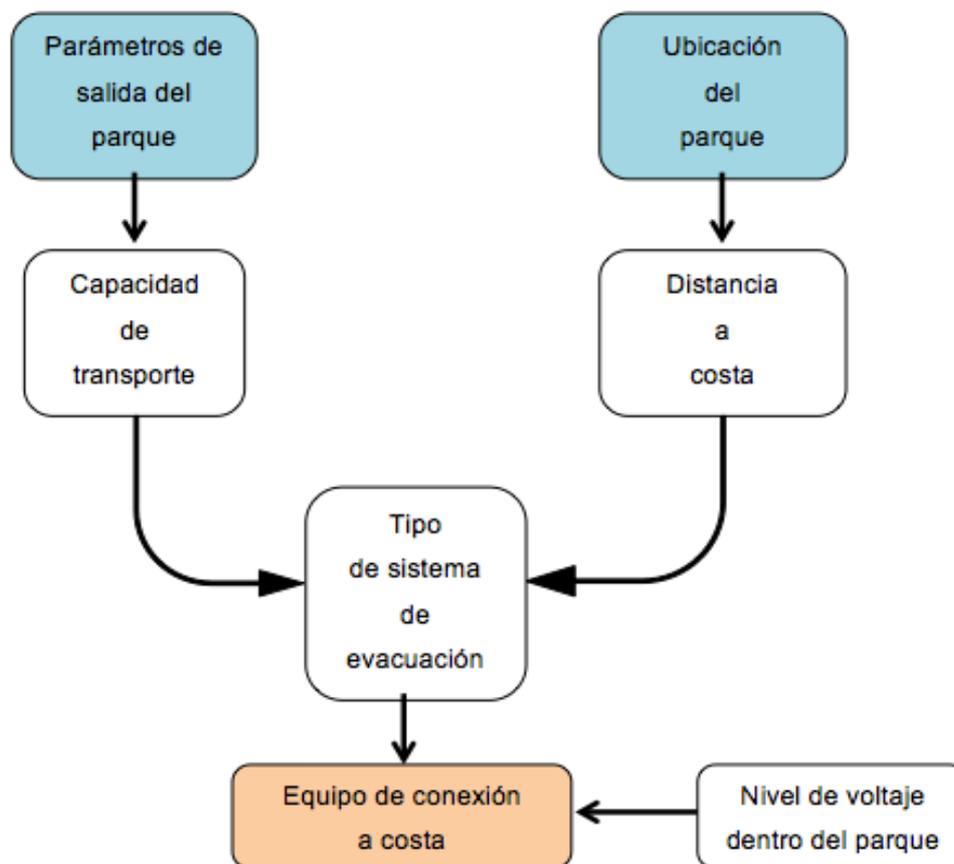


Figura 1 Flujograma de los principales factores que influyen sobre el equipo de conexión a costa

Con distancias superiores a los 100 Km y con niveles de potencia a evacuar del orden de 400 MW o superior, la conexión en modo HVDC es la



única solución viable, sin embargo, aunque esta tecnología lleva siendo ampliamente utilizada en aplicaciones onshore, su uso offshore resulta todavía novedoso y poco empleado debido a que las condiciones actuales de ubicación de los parques y las potencias a evacuar hacen innecesario su uso. De hecho, como el objetivo de este estudio ha resultado ser el de conectar el parque con la costa a una distancia máxima de 23 Km según el emplazamiento elegido dentro del Mar del Norte, el sistema elegido ha sido el de AC. Además, debido al nivel máximo de potencia a evacuar de 300 MW, la opción final resultó ser la de HVAC.

1.2 Trabajos futuros

Como ya se ha mencionado antes dentro de este proyecto de fin de carrera, este trabajo no representa un análisis profundo de todos y cada uno de los elementos básicos que se han de considerar a la hora de llevar a cabo la construcción de un parque eólico offshore en el Mar del Norte o en cualquier otro emplazamiento, como pudieran ser las costas de España.

Uno de los aspectos más importantes que ha de ser estudiado en detalle es el del perfil del viento dentro de aquellas áreas potencialmente aptas para el desarrollo de proyectos de este tipo. Debido a que la mayoría de las veces la caracterización del viento es llevada a cabo a través de la extrapolación mediante modelos matemáticos atmosféricos de los datos obtenidos mediante estaciones meteorológicas situadas en tierra, es importante, establecer mediciones en el mar, como parece haberse dado cuenta el gobierno alemán a través de su programa FINO, con el fin de aumentar la precisión de las mismas y disminuir las potenciales incertidumbres.

Además de lo presentado en este proyecto, deben ser realizados estudios más precisos, cuyo ámbito debe centrarse en los denominados factores extrínsecos y mixtos, relatados aquí de forma superficial por no representar el objetivo del proyecto pero que son de vital importancia.



En lo que respecta a los aspectos técnicos del proyecto, y con la intención de minimizar los costes y maximizar la producción, éstos deberán ser revisados de forma continua en el tiempo, llevando a cabo una minuciosa comparación de las técnicas y tecnologías empleadas en la actualidad tanto para el sistema de recolección del parque como para la evacuación a tierra de la potencia generada, con el objetivo de establecer un mercado eólico offshore competitivo. Especial interés despertará la carrera tecnológica por el desarrollo de cimentaciones flotantes fiables que permitan ampliar la región marina dentro de la que poder explotar las ventajas del recurso eólico offshore. Además, se prevé que en el futuro continúe la tendencia hacia aerogeneradores de mayor potencia, mayor tamaño de pala y mayor altura de buje.

Por último, ya que el sistema eléctrico de los países depende fundamentalmente de los métodos de producción derivados de los combustibles fósiles en general y debido a que el precio de la energía es fuertemente dependiente del precio de tales combustibles fósiles, el cual se mantiene en la actualidad por debajo del precio pagado a las energías renovables, y a que el precio de tales combustibles fósiles ha estado aumentando de manera gradual en los últimos años, se prevé que en algún momento éste alcance un valor que haga que la tarifa renovable sea inferior en coste, lo cual animará al desarrollo definitivo de tales sistemas de obtención de energía.



José Luis Alonso Gómez
Estudio de viabilidad del sistema eléctrico de evacuación de potencia
de un parque eólico offshore de 300 MW





Documento N° 6:

Referencias Bibliográficas



1. Curso de física ambiental UCLM. Recuperado el 23-9-2012 de http://www.uclm.es/profesorado/ajbarbero/FAA/EEOLICA_Febrero2012_G9.pdf
2. A report by the European Wind Energy Association (Noviembre 2011). *Wind in our Sails. The coming of Europe's offshore Wind Energy industry.*
3. Amigos de la egiptología. Recuperado el 10-10-2012 de <http://www.egiptologia.com/arte/104-obras-en-detalle/3348-tutankhamon-con-el-arpon.html>
4. Illustrated History of Wind power development. Recuperado el 10-10-2012 de <http://www.telosnet.com/wind/early.html>
5. Tecnoticablog. Recuperado el 12-10-2012 de <http://tectonicablog.com/?p=45166>
6. Low-tech Magazine. Recuperado el 13-10-2012 de <http://www.lowtechmagazine.com/site-map.html>
7. The encyclopedia of Earth. Recuperado el 14-10-2012 de http://www.eoearth.org/article/La_Cour,_Poul
8. Curso de física ambiental UCLM. Recuperado el 23-9-2012 de http://www.uclm.es/profesorado/ajbarbero/FAA/EEOLICA_Febrero2012_G9.pdf
9. Desenchufado. Recuperado el 15-10-2012 de <http://desenchufados.net/los-nanotubos-de-carbono-pueden-hacer-posible-palas-de-aerogeneradores-de-250-metros/>
10. New York State Energy Research and Development Authority. (2010). *New York's offshore Wind Energy. Development potential in the Great Lakes: feasibility study.* Albany, New York: Autor.
11. Madrazo Maza, A. y Balbás García, J. (2010). *Centrales eléctricas I.* Santander, Cantabria: Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos de Santander.



12. Esteban Pérez, M.D. (2009). *Propuesta metodológica para la implantación de parques eólicos offshore*. Tesis doctoral, E.T.S. Ingenieros de caminos, canales y puertos. Universidad politécnica de Madrid, España.
13. A report by the European Wind Energy Association. (Enero 2012). *The European offshore wind industry key 2011 trends and statistics*.
14. 4Coffshore. Recuperado el 3-11-2012 de <http://www.4coffshore.com/windfarms/windfarms.aspx?windfarmid=DK13>
15. Offshore Wind Energy in Europe. Recuperado el 7-11-2012 de <http://www.offshorewindenergy.org/>
16. CREADESS significa Cooperación en Red Euro Americana para el Desarrollo Sostenible. Recuperado el 14-11-2012 de http://www.creadess.org/cyt-para-la-sostenibilidad/autopistas-solares-transportaran-vehiculos-y-electricidad?option=com_content&Itemid=65&catid=63&id=3315&lang=es&view=article&option=com_content&Itemid=65&catid=63&id=3315&lang=es&view=article&fontstyle=f-larger
17. <http://www.gl-group.com/en/searchresults.php?q=wind+turbines+gl>
18. Bruce Turner, D. (1970). *Workbook Of Atmospheric Dispersión Estimates*. (4ª Edición). Office of Air Programs Research Triangle Park, North Carolina: , U.S. Government Printing Office.
19. Wind Energy The Facts. Recuperado el 21-11-2012 de <http://www.wind-energy-the-facts.org/en/part-i-technology/chapter-5-offshore/>
20. Nikolaou, N. (Septiembre 2004). *Deep water offshore wind technologies*. Thesis for the degree of Master in Science In Energy Systems and the Environment, University of Strathclyde, Glasgow, Reino Unido.
21. Robinson, M. & Musial, (Octubre de 2006). W. *Offshore Wind Energy Review*. National Renewable Energy Laboratory. U.S. Department of Energy.
22. Ahlbrant, T. (1979). Textural parameters of eolian deposits. En: E.D.McKee (Ed.), *Study of Global Sand Seas*, Geological Survey. Professional Paper
23. The European atlas of the seas. Recuperado el 1-12-2012 de



- http://ec.europa.eu/maritimeaffairs/atlas/about/index_en.htm
24. The Management Unit of the North Sea Mathematical Models and the Scheldt estuary (MUMM). Recuperado el 7-12-2012 de <http://www.mumm.ac.be/EN/index.php>
25. Alabama Department of Conservation and Natural Resources
26. Ferrer Baena, M.A. (2009). *Explotación científica de datos de mortalidad en parques eólicos*. Parque Nacional de Doñana, Huelva, España. Recuperado el 18-3-2013 de <http://www.csic.es/web/guest/grandes-instalaciones>
27. IBERDROLA Ingeniería y Consultoría. (Mayo de 2003). *Methodological guidelines for the environmental and socio economic impact assessment of offshore windfarms in touristic áreas*. (1ª Edición). Madrid, España: Autor.
28. Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (Federal Maritime and Hydrographic Agency of Germany). Recuperado el 3-1-2013 de <http://www.bsh.de/en/index.jsp>
29. CLS Company, a subsidiary of the French space agency CNES. Recuperado el 15-11-2012 de http://mundialtransportlogistic.blogspot.com.es/2009_05_17_archive.html
30. The International Association of Marine Aids to Navigation and Lighthouse Authorities, (IALA). Recuperado el 23-11-2012 de <http://www.iala-aism.org/iala/index.php>
31. Rodríguez Arispón, C.A. (2011). *Guía metodológica para la realización de un Estudio de impacto ambiental de un Parque eólico marino*. Sevilla, España: Autor.
32. Wordpress. Recuperado el 7-12-2012 de <http://antonionarejos.wordpress.com/category/energias-renovables/eolica/>
33. <http://www.geograph.org.uk/photo/2584130>



34. Segales Torras, J. (2011). Anexo II: elección del emplazamiento. En, *Diseño, cálculo y Verificación de un aerogenerador marino con fondeo TLP*. Universidad politécnica de Cataluña: Autor.
<http://es.scribd.com/doc/104366719/Diseno-calculo-y-verificacion-de-un-aerogenerador-marino-con-fondeo-TLP>
35. Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark. Recuperado el 7-12-2012 de <http://www.windatlas.dk/Europe/oceanmap.html>
36. Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee Nr. 1,2,3. Recuperado el 3-2-2013 de <http://www.fino-offshore.de/en/>
37. Alstom. Recuperado el 1-2-2013 de <http://www.alstom.com/power/renewables/wind/>
38. Google images. Recuperado el 4-3-2013 de <http://galeon.com/eeolica/contenidos/aero.htm>
39. Opex Energy. Recuperado el 17-12-2012 de http://www.opex-energy.com/eolica/principales_elementos_aerogeneradores.html
40. Danish Wind Industry Association. Recuperado el 15-12-2012 de <http://www.windpower.org/>
41. American Wind Industry Association. Recuperado el 15-12-2012 de <http://www.awea.org/>
42. Donaghy, R. Senior Consultant Engineer, ESB International. (Octubre de 2006) HV Submarine Cable Systems Design, Testing and Installation. En CIGRE Ireland Technical Seminar.
43. Grainger, W. and Jenkins, N. *Offshore Wind Farm Electrical Connection Options*. Border Wind Ltd, Hexham and Dept of Electrical Engineering and Electronics, UMIST: [s.n]
44. Forte, G., Pisani, M., Trovato, M., Dicorato, M. (Agosto de 2011). *Guidelines For Assessment Of Investment Cost For Offshore Wind Generation*. DEE – Politecnico di Bari, Italy: Elsevier.
45. Deutsches Windenergie Institut (DEWI), (Octubre de 2000) *North Sea Offshore Wind, A Powerhouse For Europe, Technical Possibilities And Ecological Considerations*. Hamburg, Germany: Publication of GREENPEACE.



46. Cuiqing Du (2007). *VSC-HVDC for Industrial Power Systems*. Tesis Doctoral. Division of Electric Power Engineering Department of Energy and Environment. Chalmers University of Technology. Göteborg, Sweden: Autor.
47. Bell, K., Cirio, D., Denis, A.M., He, L., Liu, C., Migliavacca, G., Moreira, C. Panciatici, P. (Octubre de 2010). Economic and technical criteria for designing future offshore HVDC grids. *IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Europe*. Gothenburg, Sweden: IEEE.
48. Published on behalf of The Crown Estate. (2012). *A Guide to an Offshore Wind Farm*. Reino Unido : [n.s]
49. Mark J. Kaiser Brian F. Snyder.(2012). *Offshore Wind Energy Cost Modeling*. Center for Energy Studies Louisiana State University, USA: Springer-Verlag London 2012
50. National Renewable Energy Laboratory (NREL) of the U.S. Department of Energy. Primary national laboratory for renewable energy and energy efficiency research and development. <http://www.nrel.gov/about/>
51. Statoil Company. Recuperado el 4-3-2013 de <http://www.statoil.com/en/EnvironmentSociety/Sustainability/2007/Environment/Climate/Renewable/Wind/Pages/Hywind.aspx>
52. PelaStar Company. Recuperado el 4-3-2013 de <http://www.pelastarwind.com/>
53. The Sustainable Energy Authority of Ireland. Ireland's national energy authority under the Sustainable Energy Act 2002. <http://www.seai.ie>
54. Lindoe Offshore Renewables Center tests and demonstrates technology for harvesting renewable energy offshore. <http://www.lorc.dk>
55. Recharge Newspaper. Recuperado el 22-12-2012 de <http://www.rechargenews.com/archive/?q=scour>
56. The International Hydrographic Organization. Recuperado el 3-3-2013 de <http://www.iho.int/srv1/>
57. Schachner, J. (2004). *Power Connections For Offshore Wind Farms*. Diploma Thesis from. Delft University Of Technology, Netherlands: Autor.



58. Gerdes, G., Jansen, A., Rehfeldt, K., (Marzo de 2005). *Grid connection, environmental impact assessment & political framework. Offshore wind implementing a new powerhouse for Europe*. Varel, Germany: Greenpeace International.
59. Sally D. Wright, Anthony L. Rogers, James F. Manwell, Anthony Ellis, M. (2002). *Transmission Options For Offshore Wind Farms In The United States*. Renewable Energy Research Lab, University Of Massachusetts. Amherst, USA: [n.s].
60. Lumbreras, S., Ramos, A. (Junio 2012). *Optimal Design of the Electrical Layout of an Offshore Wind Farm Applying Decomposition Strategies*. ICAI School of Engineering, Institute for Research in Technology Universidad Pontificia Comillas, Spain: IEEE.
61. Yang, J., O'Reilly, J. and John E. Fletcher. (2006). *Redundancy analysis of offshore Wind farm. Collection and transmission systems*. Department of electronic and electrical Engineering, University of Glasgow, Reino Unido: IEEE.
62. Copper Power System. (Febrero de 2008). *Transformer Technology: Liquid-Filled vs. Dry-Type*.
63. Electrical engineer portal. Recuperado el 7-2-2013 de <http://electrical-engineering-portal.com/right-choice-of-dry-type-or-liquid-filled-transformer>
64. Sheng Jie Shao and Vassilios G. Agelidis. (2006). *Review of DC System Technologies for Large Scale Integration of Wind Energy Systems with Electricity Grids*. School of Electrical and Information Engineering, University of Sydney, Australia.
65. Power. J. Green, A. Bowen, L.J. Fingersh, And Y. Wan. (Mayo de 2007). *Electrical Collection And Transmission Systems For Offshore Wind*. National Renewable Energy Laboratory. Houston, Texas.
66. Transformadores de distribución tipo seco encapsulado al vacío. Catálogo del proveedor ABB para transformadores de distribución.
67. Dr. Ir. Jan Declercq , Ing. Raymond Van Schevensteen. *Transformers For Offshore Multi Megawatt Turbines: Discussion On Specifications, Safety And Environment*. Pauwels International N.V., Mechelen, Belgium.



68. P. Gardner, L. M. Craig and G. J. Smith. *Electrical Systems for Offshore Wind Farms*. Garrad Hassan & Partners, Glasgow, UK: [n.s].
69. Grupo Ormazabal. *Sistemas modulares CGM y sistemas compactos CGC con aislamiento integral de SF₆ hasta 36 KV*. De <http://www.ormazabal.com/es>
70. Moore, G. F. (1997). *Electric cables handbook*. (3ª Edición). Royal Academy of Engineering Visiting Professor University of Liverpool: Autor.
71. Adaptado de International Cable Protection Committee Ltd. (noviembre de 2011). *About Submarine Power Cables*..
72. V. Vahedy. (Mayo/Junio 2006). *Polymer Insulated High Voltage Cables*. IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol.22, No. 3.
73. Worzyk, T. (2009). *Submarine power cables : design, installation, repair, environmental aspects*. Karlskrona, Sweden: Springer.
74. Viakon Conductores Monterrey. (2005) Recuperado el 21-3-2013 de <http://www.viakon.com/>
75. E. Peschke, R. von Olhausen. (1999). *Cables systems for high and extra-high voltage*.
76. J. Karlstrand, G. Henning, S. Schierig and P. Coors. (2005). Factory testing of long submarine XLPE cables using frequency-tuned resonant systems in Electricity Distribution. *CIREN 2005. 18th International Conference and Exhibition*.
77. Nicholls, E. Steennis. (1990). Water treeing state of art. *Cigré Paper 15/21-02, at Cigré-session*. Paris, France.
78. Cigre TB 219. (2008). *Recommendations for testing DC extruded cable system for power transmission*.
79. Valenza, D. and Cipollini, G. (1995). HVDC submarine power cable systems-state of the art and future developments in Energy Management and Power Delivery. Procedente de *EMPD 1995 International Conference*, pp. 283-287 vol.1.



80. Mardiana, R. (2011). Parameters affecting the ampacity of HVDC submarine power cables. En *Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS), 2nd International Conference*, pp. 1-6.
“Recommendations for testing DC extruded cable systems for power transmission” : Cigre TB 219
81. Waterworth, G. (2003). High reliability submarine optical cables and their use in scientific applications. En *Scientific use of Submarine Cables and Related Technologies. The 3rd International Workshop*, pp. 181-184.
82. Wald, D., Orton, H. (2009). *Requirements for Different Components in Cables for offshore applications*.
83. Y. Li. (Febrero 2012). *Corrosion Behaviour of Hot Dip Zinc and Zinc-Aluminium Coatings on Steel in Seawater*. Bulletin Materials Science, Vol 24, No. 4, pp. 335-360.
84. Furugen, M. (2002). *Completion of Submarine Cable Lines Combining Low Environmental Impact with Low Cost*.
85. T. D. Eish, F. M. H. Youssef and S. S. El-Dessouky, (1988). Effect of temperature rise and water contamination on leakage current in underwater used XLPE insulated power cables, En *Electrical Insulation. Conference Record of the 1988 IEEE International Symposium*.
86. ABB corporatio. (2011). *XLPE Submarine Cable Systems. Attachment to XLPE Land Cable Systems - User´s Guide*. Recuperado el 5-1-2013 de <http://www.abb.es/>.
87. Nexans Company . (2008). *Submarine Power Cable*. Recuperado el 5-1-2013 de <http://www.nexans.de>.
88. Stefan G Johansson, Lars Liljestrand, Flemming Krogh, Johan Karlstrand, and Jutta Hanson. *AC Cable solutions for Offshore Wind Energy*.
89. ABB Company. Recuperado el 5-1-2013 de <http://www.abb.com/industries/>.
90. Curvers, A. and Pierik, J. *Technology state of art, Task 3: Grid integration aspects*. Energy research Centre of the Netherlands.
91. Coaxial cable in Les Renardiens Research Centre, Moret-Sur-Loing, France.



92. PSCAD/EMTDC, User's Manual. Manitoba HVDC Research Centre.
93. Portunus, "User's Guide," CEDRAT.
94. FLUX, "User's Guide," CEDRAT .
95. <http://www.energy.siemens.com/hq/en/renewable-energy/wind-power/>
96. International Standard IEC 60287 Edition 1.2. 2001-11.
97. Wouter op den velde *Thermal Resistance Of Soil. Cable Loading Due To Thermal Heat Resistance Of Soil For Offshore Farms*. NEG Micon Company..
98. Brugg Cable company. High Voltage Xlpe Cable Systems Technical User Guide. Recuperado el 10-1-2013 de http://www.bruggcables.com/site/index.cfm/id_art/31789.
99. Angoulevant, O. (Marzo de 2010). En Offshore Wind China. Brochure, Bergen, 15th March 2010, Nexans Norway AS.
100. Blohm, A., Peichel, J., Ruth, M.,(Octubre de 2010). *Maryland Offshore Wind Development. Regulatory Environment, Potential Interconnection Points, Investment Model, and Select Conflict Areas*. Center for Integrative Environmental Research (CIER) University of Maryland, USA: [n.s].
101. The Management Unit of the North Sea Mathematical Models and the Scheldt estuary. <http://www.mumm.ac.be/EN/Management/Atlas/list.php>.
102. Wikipedia, the free enciclopedia. Recuperado el 15-3-2013 de http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_offshore_wind_farms_in_the_North_Sea
103. Wikipedia, the free enciclopedia. Recuperado el 15-3-2013 de http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_offshore_wind_farms
104. Francisco Javier Sanz Larruga. *Aproximación al régimen jurídico sobre los parques eólicos marinos: una asignatura pendiente*. Prof. Titular de Derecho Administrativo. Observatorio del Litoral. Instituto de Estudios Marítimos. Universidad de La Coruña.
105. Los aspectos juridico-ambientales de la construcción de las instalaciones eólicas en el mar. Rytis Satkauskas. <http://huespedes.cica.es/aliens/gimadus/12-13/EOLICA EN EL MAR.htm>



106. Murphy, J., Lynch, K., Serri, L., Airdoldi, D., Lopes, M. (Octubre de 2011). *Site Selection Analysis for Offshore Combined Resource Projects in Europe. Results of the FP7 ORECCA Project Work Package 2.*
107. Carmen Ángel Rodríguez Arispón. (2011). *Máster Profesional en Ingeniería y Gestión medio ambiental. Guía metodológica para la realización de un Estudio de impacto ambiental de un Parque eólico marino.* Sevilla, Ministerio de industria, turismo y comercio. Gobierno de España: Autor.



José Luis Alonso Gómez
Estudio de viabilidad del sistema eléctrico de evacuación de potencia
de un parque eólico offshore de 300 MW

