

TESIS DOCTORAL

METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE TOPOLOGÍAS ELÉCTRICAS EN PARQUES EÓLICOS MARINOS CON TRANSMISIÓN HVDC

Autor: D. Iñaki Arrambide García
Directora: Dra. Dña. Itziar Zubía Olaskoaga

Octubre - 2022



Universidad del País Vasco / Euskal Herriko Unibertsitatea
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Resumen

La generación eólica marina ha experimentado una gran expansión y evolución, basada en la experiencia previa de la generación terrestre. Para seguir impulsando la generación eólica marina a gran escala y aprovechando mayores potenciales eólicos, se espera que se destinen grandes zonas marítimas alejadas de la costa para su explotación. Esta circunstancia no solo exige nuevas soluciones en el diseño de estas colosales plantas de generación, sino que también hace más necesario el desarrollo de nuevas herramientas de cálculo y optimización.

Por otro lado, los nuevos marcos regulatorios de diversos países se basan en subastas inversas tanto para adjudicar nuevas zonas eólicas como para adjudicar subsidios ó precios de venta de energía. Por consiguiente, resulta de vital importancia a la hora de detallar la rentabilidad de un proyecto de este tipo, valorar y estimar con la mayor exactitud posible el precio de generación de una unidad de energía durante la vida útil de la instalación. Esto implica que las metodologías de cálculo deban incluir aspectos técnicos y económicos para su aplicación en las fases iniciales del proyecto, además de ser rápida, sencilla, completa y lo suficientemente flexible.

En esta tesis se ha desarrollado una metodología de diseño y evaluación de parques eólicos marinos basada en el estado del arte de la generación eólica marina y de las topologías de transmisión. Además, se han analizado las aplicaciones de la tecnología VSC-HVDC en el sistema de potencia y los aspectos más influyentes en el coste de la generación de energía. Este análisis previo, ha permitido desarrollar una formulación completa para el diseño óptimo de parques eólicos marinos, que incorpora el modelo de generación, modelo de costes, modelo de disponibilidad y modelo de pérdidas. La metodología propuesta se desglosa en dos bloques principales:

- Método de optimización para el diseño del sistema colector que consigue el precio nivelado de la energía más bajo.
- Método de valoración de los distintos sistemas de transmisión en VSC-HVDC para conseguir el más eficiente en términos de coste por unidad de energía.

Finalmente, ambos métodos se aplican a un emplazamiento marino real dividido en cuatro fases, partiendo del diseño base para una transmisión en topología radial. Se ha analizado el grado de redundancia que aportan las distintas topologías de interconexión entre dichas fases, mediante un interlink, la formación de un anillo marino y la construcción de un hub marino. Las conclusiones económico-técnicas obtenidas permiten seleccionar la topología más adecuada y se proponen líneas de investigación futuras.

Laburpena

Itsasoko sorkuntza eolikoak hedapen eta bilakaera haundia izan du lurreko sorkuntzan aurretik zegoen esperientziatik abiatuta. Itsas energia eolikoa eskala handian bultzatzen jarraitzeko eta potentzial eoliko handiagoak aprobetxatzeko, kostaldekik urrun dauden itsas eremu handiak ustiatzea espero da. Egoera honek, irtenbide berriak eskatzen ditu sorkuntza-instalazio erraldoi horiek diseinatzeko, eta, horrez gain, beharrezkoa da kalkulu- eta optimizazio-tresna berriak garatzea.

Bestalde, hainbat herrialdetako arau-esparruak alderantzizko enkantean oinarritzen dira bai eremu eoliko berriak esleitzeko bai dirulaguntzak edo energiaren salmenta-prezioak esleitzeko ere. Horregatik, berebiziko garrantzia du mota honetako proiektu baten errentagarritasuna zehazterakoan, ahalik eta zehatzen baloratzea eta kalkulatzea energia-unitate bat sortzearen prezioa instalazioaren bizitza erabilgarri osorako. Horrek esan nahi du kalkulu-metodologiek proiektuaren hasierako faseetan aplikatzeko alderdi teknikoak eta ekonomikoak barne hartu behar dituztela, eta gainera, azkarra, sinplea, osatua eta nahikoa malguak ere izan behar dutela.

Tesi honetan, itsasoko parke eolikoak diseinatzeko eta ebaluatzeko metodologia bat garatu da, itsasoko sorkuntza eta transmisio eolikoaren topologiaren egungo egoeran ezagutzan oinarrituta. Horrez gain, VSC-HVDC teknologiaren aplikazioak sistema elektrikoan eta energia sortzearen kostuan eragin handiena duten alderdiak aztertu dira. Aurreko azterketa honek itsasoko parke eolikoaren diseinu optimorako formulazio oso bat garatzea ahalbidetu du, sorkuntza-eredua, kostu-eredua, erabilgarritasun-eredua eta galera-eredua barne hartzen dituena. Proposatutako metodologia bi multzo nagusitan banatzen da:

- Energiaren prezio mailarik baxuena lortzen duen kolektore-sistemaren diseinurako optimizazio metodoa.
- VSC-HVDC-ren transmisio-sistema desberdinen artean, energia-unitatearen kostuaren arabera eraginkorrena dena lortzen duen balorazio metodoa.

Azkenik, bi metodoak egiazko itsas kokapen batean, lau faseko instalazioaren diseinura aplikatu dira. Topologia erradiala duen oinarritzko diseinu batetatik abiatuta, fase horien arteko interkonexio-topologia ezberdinek ematen duten erreduantzia-maila aztertu da: interlink-a erabiliaz, itsas-eraztun baten bidez eta itsaoko hub baten bidez. Lortutako ondorio ekonomiko-teknikoek topologia egokiena aukeratzeko aukera ematen dute eta etorkizuneko ikerketa-lerroak proposatzen dira.

Abstract

Offshore wind generation has undergone a great expansion and evolution, based on the previous experience from onshore generation. To continue promoting large-scale offshore wind generation and taking advantage of greater wind potential, it is expected that large maritime areas far from the coast will be allocated for its exploitation. This circumstance not only requires new solutions in the design of these colossal generation plants, but also makes the development of new calculation and optimization tools more necessary.

On the other hand, the new regulatory frameworks of various countries are based on reverse auctions both to award new wind zones and to award subsidies or energy sales prices. Therefore, it is of vital importance when detailing the profitability of a project of this type, to value and estimate as accurately as possible the price of generating a unit of energy during the useful life of the installation. This implies that the calculation methodologies must include technical and economic aspects for their application in the initial phases of the project, as well as being fast, simple, complete and sufficiently flexible.

In this thesis, a methodology for the design and evaluation of offshore wind farms has been developed based on the state of the art of offshore wind generation and transmission topologies. Additionally, the applications of VSC-HVDC technology in power systems, as well as, the most influential aspects in the cost of energy generation have been assessed. This previous analysis opens the way for developing a complete formulation for the optimal design of offshore wind farms, which incorporates the generation model, cost model, availability model and losses model. The proposed methodology is broken down into two main blocks:

- Methodology to optimize the design of the collector system that achieves the lowest levelized cost of energy.
- Methodology to evaluate the different VSC-HVDC transmission systems to achieve the most efficient one in terms of cost per unit of energy.

Finally, both methods are applied to a real marine site divided into four phases, starting from the base design for a transmission in radial topology. The degree of redundancy provided by the different interconnection topologies between these phases has been analyzed, through interlink, the formation of a marine ring and the construction of a marine hub. The economic-technical conclusions obtained allow selecting the most appropriate topology and future lines of research are proposed.

Agradecimientos

Me gustaría expresar mi agradecimiento por toda la ayuda que me han ofrecido las siguientes personas, sin las cuales no habría sido posible la realización de esta tesis.

Primero, a mi directora de la tesis Dra. Dña Itziar Zubía por su ayuda, paciencia y guía durante todo este tiempo de investigación y redacción de la tesis. También agradecer al Dr. D. Ander Madariaga por su ayuda técnica y disposición, así como por acompañarme durante los primeros pasos de toda esta labor.

A todos/as compañeros/as de la sección de Ingeniería Eléctrica de Donostia-San Sebastián que de una manera u otra han ayudado, muy especialmente al catedrático D. Julián Molina Altuna puesto que sin su ayuda todo este trabajo habría resultado más difícil.

A toda mi familia, amigos/as por su ayuda y paciencia.

TESIS DOCTORAL

METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE TOPOLOGÍAS ELÉCTRICAS EN PARQUES EÓLICOS MARINOS CON TRANSMISIÓN HVDC

Autor: D. Iñaki Arrambide García

Directora: Dra. Dña. Itziar Zubia Olaskoaga

Octubre - 2022

eman ta zabal zazu



Universidad
del País Vasco

Euskal Herriko
Unibertsitatea

Universidad del País Vasco / Euskal Herriko Unibertsitatea

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Índice general

Índice de figuras	V
Índice de tablas	VII
1 Introducción	1
1.1 Marco energético en la Unión Europea	1
1.2 Importancia de la energía eólica marina	3
1.3 Objetivo y contextualización de la tesis	4
1.4 Estructura de la tesis	5
2 Energía eólica marina	7
2.1 Situación actual de la energía eólica marina	7
2.2 Características tecnológicas de los parques eólicos marinos	11
2.2.1 Sistema generador de energía eléctrica	11
2.2.2 Sistema colector	19
2.2.3 Sistema de transmisión	24
2.3 Energía eólica marina flotante	31
2.4 Situación actual en España	34
2.5 Conclusiones	38
3 Tecnología VSC-HVDC	61
3.1 Características de la tecnología VSC-HVDC	61
3.1.1 Componentes del sistema VSC-HVDC	62
3.1.2 Configuración de las líneas HVDC	65
3.2 Aplicaciones de la tecnología VSC-HVDC en la red de potencia	70
3.2.1 Interconexiones <i>Point-to-Point</i>	71
3.2.2 Convertidores dobles	73
3.2.3 Repotenciar grandes centros de consumo	73
3.2.4 Energizar plataformas marinas de gas/petróleo	74
3.2.5 Interconexiones multiterminales	75
3.3 Integración de la energía eólica marina	76
3.4 Conclusiones	79
4 Evolución y análisis del LCoE en la energía eólica marina	89
4.1 Aspectos generales del coste nivelado de la energía	89
4.2 Análisis del coste nivelado de la energía	92

4.3	Motivos del descenso del coste nivelado de la energía	95
4.3.1	Aspectos relativos a la tecnología	95
4.3.2	Aspectos ajenos a la tecnología	97
4.4	Estudios previos en el cálculo del coste de la energía	100
4.4.1	Análisis del sistema colector	101
4.4.1.1	Sistema colector de corriente continua	101
4.4.1.2	Sistema colector de corriente alterna	102
4.4.2	Análisis del sistema de transmisión HVDC	105
4.4.2.1	Topología Point-to-Point	108
4.4.2.2	Topología en anillo general	108
4.4.2.3	Topologías en anillo parciales	109
4.4.2.4	Topologías en estrella	110
4.5	Conclusiones	110
5	Desarrollo de la metodología y aplicación	115
5.1	Función objetivo de optimización: LCoE	116
5.2	Modelo de generación	116
5.2.1	Distribución de potencias de una turbina eólica	116
5.2.2	Distribución estadística de la velocidad del viento	118
5.3	Balance de energías	120
5.3.1	Pérdidas del viento	121
5.3.2	Pérdidas eléctricas	122
5.3.2.1	Pérdidas en el sistema colector del parque	123
5.3.2.2	Pérdidas en convertidores VSC-HVDC	126
5.3.2.3	Pérdidas en el sistema de transmisión HVDC	127
5.3.2.4	Pérdidas en transformadores	127
5.3.3	Pérdidas por indisponibilidad	128
5.3.3.1	Pérdidas por indisponibilidad de las turbinas	128
5.3.3.2	Pérdidas por indisponibilidad del cableado del sistema colector	128
5.3.3.3	Pérdidas por indisponibilidad del sistema de transmisión	129
5.3.3.4	Limitación de energía producida	130
5.4	Modelo de costes	131
5.5	Ratios e indicadores económicos de la metodología	133
5.6	Aplicación de la metodología a un caso práctico	134
5.6.1	Pliego de condiciones y datos de partida iniciales de diseño	134
5.6.2	Datos técnicos de diseño	135
5.6.3	Datos de indisponibilidad	137
5.7	Análisis Técnico-Económico de distintas topologías	138
5.7.1	Topología radial o Point-to-Point	141
5.7.2	Topología radial con interlink	146
5.7.3	Topología en anillo de convertidores marinos	149
5.7.4	Topología Hub & Spoke	150

5.8	Topologías adicionales	153
5.8.1	Topología radial +	153
5.8.2	Topología anillo	154
5.8.3	Topología Hub & Spoke +	155
5.9	Resultados y conclusiones	155
6	Conclusiones y líneas futuras	159
6.1	Resumen de los resultados de la tesis	159
6.2	Contribución de la tesis	161
6.3	Publicaciones	163
6.4	Líneas de investigación futuras	164
	Bibliografía	167
	Nomenclatura	197

Índice de figuras

Figura 2.1	Desarrollo de la energía eólica marina (2000-Agosto 2022). Elaboración propia.	8
Figura 2.2	Curvas de potencia y eficiencia de la turbina V164-8.0	13
Figura 2.3	Generador SCIG directamente conectado a red	13
Figura 2.4	Generador SCIG conectado a red mediante convertidores	14
Figura 2.5	Generador DFIG conetado a red mediante convertidores	14
Figura 2.6	Generador PMSG	14
Figura 2.7	Distribución de las turbinas según su Clase IEC	16
Figura 2.8	Evolución de las turbinas eólicas marinas instaladas	17
Figura 2.9	Desglose del mercado de la potencia eólica marina por fabricantes de turbinas.	18
Figura 2.10	Sistema radial. Parque eólico Rentel	21
Figura 2.11	Sistema en dentrita. Parque eólico Gwynt-Y-Mor	21
Figura 2.12	Sistema en anillo. Parque eólico Beatrice	22
Figura 2.13	Sistema interconectado. Parque eólico Merkur	23
Figura 2.14	Arquitectura interna del cable del sistema colector de MVAC	23
Figura 2.15	Características sistemas de transmisión en Europa	27
Figura 2.16	Esquema de transmisión combinado HVAC y HVDC	29
Figura 2.17	Esquema transmisión HVDC Direkt Konzept	30
Figura 2.18	Diferentes conceptos de bases flotantes	33
Figura 2.19	Detalle plataforma SATH de Saitec Offshore Technology	38
Figura 3.1	Esquema de un sistema VSC-HVDC	62
Figura 3.2	Tipos de cable HVDC submarinos	64
Figura 3.3	Zonas no sincronizadas en Europa	68
Figura 3.4	Esquema eléctrico de plataforma Troll A	75
Figura 3.5	Puente para conexión entre las plataformas DolWin 6 y DolWin 2	78
Figura 4.1	Esquema general de datos para el cálculo del LCoE	93

Figura 4.2	Esquema general de las pérdidas de energía según IEC 61400-15	95
Figura 4.3	Evolución subsidios aplicados a la eólica marina	98
Figura 4.4	Variación del LCoE en función de los datos de entrada	100
Figura 4.5	Desglose de las pérdidas en los cables del sistema colector	103
Figura 4.6	Opciones en HVAC según voltajes	105
Figura 4.7	Eficiencia de las topologías HVAC	105
Figura 4.8	Límites del sistema de transmisión HVAC a frecuencia industrial y a baja frecuencia	106
Figura 4.9	Topología <i>Point-to-Point</i>	109
Figura 4.10	Topología en anillo	110
Figura 4.11	Topología en anillo de los convertidores marinos y terrestres	111
Figura 4.12	Topologías en estrella con nodo en entrella ó en anillo	112
Figura 5.1	Rosa de los vientos correspondiente al emplazamiento Borssele II y su distribución Weibull correspondiente	119
Figura 5.2	Categorías del recurso eólico	120
Figura 5.3	Arquitectura interna del cable colector MVAC	123
Figura 5.4	Proceso de optimización del sistema colector	126
Figura 5.5	Cadena en configuración radial conectada directamente a la sub- estación convertidora	129
Figura 5.6	Precios de los cables HVDC e instalación	133
Figura 5.7	Distribución de vientos y densidad de la potencia del viento de las 4 fases	140
Figura 5.8	Diseño de una cadena para LCoE mínimo	140
Figura 5.9	Esquema de la topología de transmisión radial	142
Figura 5.10	Esquema de la topología radial con interlink	147
Figura 5.11	Esquema de la topología anillo de converidores marinos	149
Figura 5.12	Esquema de la topología Hub & Spoke	151
Figura 5.13	Esquema de la topología radial plus	154
Figura 5.14	Esquema de la topología anillo	155
Figura 5.15	Esquema de la topología Hub & spoke plus	156

Índice de tablas

Tabla 2.1	Potencia eólica marina (Octubre 2022)	10
Tabla 2.2	Clases de viento	16
Tabla 2.7	Parques eólicos marinos con base flotante. Elaboración propia. . .	31
Tabla 2.8	Parques eólicos marinos con base flotante	33
Tabla 2.10	Plataformas flotantes de turbinas de empresas españolas	37
Tabla 2.3	Características de las turbinas eólicas marinas en funcionamiento .	40
Tabla 2.4	Turbinas en desarrollo, testeo e instalación	43
Tabla 2.5	Parques eólicos marinos con cimentación fija en funcionamiento . .	44
Tabla 2.6	Sistemas colector y transmisión con cimentación fija en funciona- miento	53
Tabla 2.9	Parques eólicos marinos en España	59
Tabla 3.1	Configuraciones para líneas VSC-HVDC	66
Tabla 3.2	Características técnicas en los convertidores VSC	71
Tabla 3.3	Interconexiones con tecnología VSC-HVDC	80
Tabla 3.4	Convertidores dobles VSC-HVDC	82
Tabla 3.5	Proyectos con tecnología VSC-HVDC para alimentación de gran- des centros de consumo	83
Tabla 3.6	Plataformas de gas/petróleo con enlaces VSC-HVDC	84
Tabla 3.7	Interconexiones con tecnología VSC-HVDC en configuración mul- titerminal.	85
Tabla 3.8	Sistemas de transmisión VSC-HVDC en funcionamiento de par- ques eólicos marinos	86
Tabla 3.9	Detalles técnicos sistemas transmisión combinados HVAC & VSC- HVDC	87
Tabla 3.10	Sistemas de transmisión VSC-HVDC en construcción, planifica- ción o aprobados	88
Tabla 4.1	Resultados del sistema colector voltaje Vs turbinas	113

Tabla 4.2	Resultados en función de la topología planteada en HVAC	113
Tabla 5.1	Datos generales del parque eólico marino	135
Tabla 5.2	Datos específicos de cada fase del parque eólico marino	136
Tabla 5.3	Condiciones en el sistema colector	136
Tabla 5.4	Datos de una turbina genérica de 15 MW LS-PMSG de accionamiento directo	137
Tabla 5.5	Datos de indisponibilidad de los cables	137
Tabla 5.6	Datos de indisponibilidad de los elementos del sistema eléctrico . .	138
Tabla 5.7	Resultados del balance de potencias de la turbina eólica	139
Tabla 5.8	Desglose de las pérdidas en GWh de energía en las cuatro fases del proyecto	144
Tabla 5.9	Desglose de los resultados económicos de las cuatro fases del proyecto	145
Tabla 5.10	Desglose del modelo de costes (M€)	146
Tabla 5.11	Resultados en la topología radial con interlink	148
Tabla 5.12	Resultados en la topología anillo de convertidores marinos	150
Tabla 5.13	Resultados en la topología Hub & Spoke	152
Tabla 5.14	Resultados en la topología radial plus	154
Tabla 5.15	Resultados en la topología anillo	155
Tabla 5.16	Resultados en la topología Hub & Spoke plus	156

1 Introducción

1.1 Marco energético en la Unión Europea

A principios del año 2007 la Comisión Europea (CE) planteó una serie de medidas de obligado cumplimiento por los países miembros sobre un plan de acción conjunto para luchar contra los efectos del cambio climático. Este paquete de medidas de carácter energético y renovable denominado “20-20-20 targets” pedía el cumplimiento por parte de los diferentes países de la Unión Europea (UE) de los siguientes objetivos básicos para el año 2020 [1, 2, 3]

- Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 20 %, respecto a 1990.
- El consumo de energía eléctrica de carácter renovable, debía ser de al menos un 20 % sobre el total. Dicha medida era de carácter obligatorio a nivel nacional de manera que a cada país le correspondía un porcentaje determinado. En el sector del transporte, el objetivo era conseguir una cuota mínima del 10 % de consumo de energía de naturaleza renovable.
- Una mejora del 20 % de la eficiencia energética, de carácter voluntario y no vinculante, lo que se traduce en un 20 % de ahorro en la demanda de energía primaria.

Con esta estrategia se buscaba aumentar la eficiencia energética a todos los niveles dentro de la cadena; generación, transformación, distribución y consumo final. Paralelamente de manera indirecta también se pretendía reducir la excesiva dependencia de los combustibles fósiles como son el gas y el petróleo. Estos objetivos se verían reflejados de manera individual en los Planes Nacionales de Acción de Energías Renovables (National Renewable Energy Action Plan-NREAPs, en inglés), de modo que cada país implantó las políticas necesarias de acuerdo con sus fuentes de energía autóctonas. Así, tanto las políticas medioambientales como las políticas energéticas han terminado uniéndose y convergen hacia un cambio de filosofía para abordar el problema medioambiental de manera más efectiva.

Sin embargo, debido a la emergencia climática, en octubre de 2014, la CE se vio obligada a revisar los objetivos climáticos al alza y dio a conocer el segundo paquete de medidas a tomar durante el periodo 2020-2030 [4]. Además, por otro lado la situación geopolítica planteada en algunos países árabes así como en el este de Europa, obligó a la UE a adoptar soluciones relativas a la seguridad en el abastecimiento

del suministro energético. El 28 de mayo de 2014 la CE publicó el documento final “Estrategia Europea de la Seguridad Energética” [5] con el fin de conseguir reducir la dependencia energética actual, dada la vulnerabilidad en la que se encuentra especialmente en recursos de gas y petróleo. Con este nuevo escenario se pretende implantar en el conjunto de la UE una red eléctrica colectiva junto con una serie de políticas energéticas las cuales se consideran estratégicas.

Además de los objetivos colectivos fijados en la UE, algunos países han tomado medidas voluntarias adicionales relacionadas con la lucha contra el cambio climático. En diciembre de 2019 los países miembros publicaron los Planes Nacionales de Energía y Clima (National Energy and Climate Plans-NECPs, en inglés) [6] para el periodo 2021-2030 donde se recogen los propósitos de manera individualizada.

Por último, en junio de 2022 el Consejo Europeo ha planteado dos propuestas legislativas dentro del paquete de medidas denominado “Objetivo 55” [7]. Estas propuestas, junto con los NECPs y la última revisión de la Directiva de Energías Renovables [8], ha dado lugar a un conjunto de objetivos que se pueden englobar en tres grandes grupos:

- Objetivos medioambientales
 1. En materia de clima y energía, mantener el liderazgo en la lucha contra el cambio climático.
 2. Para el año 2030 reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 55 %, respecto a 1990, y ser climáticamente neutro para el año 2050.
 3. El consumo de energía eléctrica de carácter renovable, será de al menos un 45 % sobre el total del mix energético.
 4. Una mejora del 39 % de la eficiencia energética para el año 2030 para el consumo de energía primaria.
- Objetivos político-económicos
 1. Conseguir la independencia energética en un periodo razonable dada la gran vulnerabilidad en la que se encuentra la UE.
 2. Generación de fuentes de energía renovables de manera autóctona.
 3. Disminución del uso del gas y petróleo en el sistema energético y la eliminación de la generación con el carbón como energía primaria.
 4. Reducción del precio de la energía reduciendo costes para que las empresas europeas no pierdan competitividad frente a empresas de otros países.
- Objetivos tecnológicos
 1. Seguir siendo referentes mundiales y liderar la investigación en tecnologías relacionadas con las energías renovables.

2. Búsqueda de una infraestructura energética interna común. Mantener una interconexión eléctrica entre países vecinos mínima del 15 % de cada país respecto a su capacidad de producción propia, con el fin de unir los distintos mercados nacionales. A la futura red se le exigirá una serie de condiciones técnicas; capacidad de transporte de grandes cantidades de energía, transmisión a grandes distancias, flexibilidad y seguridad en el suministro.
3. Integración de grandes cantidades de energía de carácter renovable en la red, siendo necesario reforzar en tierra las subestaciones destinadas para dicha integración y sus líneas.
4. Capacidad de interconectar la futura red europea con grandes productores de energía renovable como Noruega (hidráulica) y norte de África (fotovoltaica), los cuales tienen previsto cubrir el 15 % de la energía consumida en el conjunto de la UE.
5. Fomentar la producción de combustibles verdes, haciendo especial hincapié en el hidrógeno verde con un consumo del 35 % en el ámbito industrial para el año 2030.

1.2 Importancia de la energía eólica marina

Para la consecución de los objetivos anteriormente citados, es evidente que el desarrollo de las energías renovables será determinante e irrenunciable en los próximos años. Una de las alternativas más prometedoras es la energía eólica marina, la cual ha experimentado un gran crecimiento en Europa durante los últimos años especialmente en el periodo comprendido entre 2015-2021. De hecho, en los NECPs cada vez más países establecen de manera específica un objetivo de capacidad a instalar. Merece la pena destacar la tendencia alcista de la energía eólica marina en algunos países, principalmente en aquellos que comparten aguas en el Mar del Norte, Mar Báltico y Mar de Irlanda puesto que es donde se concentra el mayor número de parques eólicos marinos. Estos países ya consideran este tipo de generación como una de las claves para materializar la transición energética en la próxima década.

En otros países esta tendencia también ha aparecido aunque de manera más lenta, con el objetivo de ganar experiencia y desarrollar productos relacionados con la industria eólica marina. Hay que tener en cuenta que algunos países no tienen una regulación actualizada o ni siquiera existe, relativa a la generación eólica marina por lo que deben dar los primeros pasos para establecer de una manera ordenada unos primeros objetivos muy modestos.

Además, en la revisión de la Directiva de Energías Renovables se han establecido dos propuestas adicionales respecto a la generación eólica marina en su Artículo 9, que serán claves en su desarrollo a corto plazo. En dicho artículo, se pide realizar proyectos conjuntos entre países miembros que compartan zonas marítimas y, por

otro lado, que se combine la generación eólica marina con interconexiones entre países vecinos, fomentando así el mallado de la red marina. En este sentido ya se han tomado diferentes decisiones colectivas de ámbito regional para el año 2030, como son la Declaración de Marienburg [9] (19,6 GW), North Seas Energy Cooperation (NSEC) [10] (76 GW) y la Declaración de Esbjerg [11] (65 GW).

Las previsiones a corto plazo son muy prometedoras y se espera un gran aumento de la potencia instalada. Según [12] tan solo para el periodo 2022-2026 la previsión de la potencia eólica marina a instalar es de más de 90 GW a nivel mundial. Durante esta década se prevé que dicha instalación se concentre en la costa este de Estados Unidos (30 GW), Unión Europea (60 GW) y China (50 GW) lo cual indica el potencial de crecimiento de esta tecnología y su importancia en el mix energético.

1.3 Objetivo y contextualización de la tesis

La tesis se puede contextualizar en el desarrollo de la energía eólica marina en la presente década. Así, pueden describirse tres aspectos que durante los últimos años se han entendido como necesarios y coherentes en este tipo de generación de energía eléctrica, los cuales justifican la naturaleza de la presente tesis.

Primero, de acuerdo en lo descrito en el punto anterior los grandes objetivos respecto a la energía eólica marina implican buscar nuevos emplazamientos más interesantes desde el punto de vista eólico. Básicamente, se buscan áreas sin explotar con mayores recursos eólicos los cuales se encuentran a grandes distancias mar adentro. Esta circunstancia obliga a que los parques eólicos sean de gran capacidad en cuanto a la potencia a instalar para que sean económicamente rentables, e incluso necesiten de tecnología marina flotante puesto que a mayor distancia mayor es la profundidad del lecho marino. Por otro lado, las zonas marinas cercanas a la costa son cada vez más escasas y comienzan a saturarse o a colisionar con otras actividades, lo que dificulta la convivencia entre ellas. Este sobrecoste inicial así como los costes de operación y mantenimiento del parque eólico más alejado, deben ser compensados con una mayor generación de energía para mantener una rentabilidad mínima.

Segundo, al tratarse de sistemas de transmisión submarina de largas distancias y parques eólicos de grandes potencias, desde el punto de vista tecnológico la transmisión en corriente continua en alta tensión (High Voltage Direct Current-HVDC, en inglés) es la más adecuada en comparación con la alta tensión en corriente alterna (High Voltage Alternating Current-HVAC, en inglés). Ambas características conllevarán un rediseño de los sistemas de transmisión actuales basados en el punto a punto (Point-to-Point en inglés) y reconvertirlos en sistemas multiterminales más flexibles, además del sobrecoste añadido correspondiente. Sin embargo, conviene puntualizar que cada vez son más los países que optan por transferir los costes de conexión a los operadores del sistema (Transmission System Operator-TSOs, en inglés) eléctrico o a un operador independiente, con lo cual el promotor del proyecto eólico marino no es el responsable de dichos costes.

Tercero, los mecanismos actuales de asignación de los emplazamientos marinos para su explotación se basan en sucesivas subastas organizadas por agencias gubernamentales. En algunos países dichas subastas se realizan mediante pujas inversas, es decir, se adjudican a los promotores que presenten el precio de venta de energía generada más bajo o en el caso de otros países ese precio marcado en la subasta tiene un peso parcial del 60%~80% en la baremación final. Otros países, organizan un segundo tipo de subasta inversa en la adjudicación de subsidios los cuales al ser limitados, se adjudican a los promotores que presentan el precio de venta de energía más bajo.

Por lo tanto, uniendo los tres factores anteriores es más que evidente la necesidad de una herramienta fácil y rápida para el cálculo del coste de generación de una unidad de energía inyectada en red (€/MWh) durante toda la vida útil de la planta eólica marina, el cual se denomina coste nivelado de la energía (Levelized Cost of Energy-LCoE, en inglés).

El objetivo principal de la presente tesis radica en el desarrollo de una metodología sencilla y rápida, que puede ser utilizada durante los primeros pasos del desarrollo del proyecto, para estimar el LCoE más bajo de cualquiera de las topologías en su sistema de transmisión HVDC antes de las pujas, es decir, sin conseguir un descenso del LCoE presionando a los suministradores con precios de compra a la baja de todos los productos que integran la totalidad del proyecto.

Simultáneamente, el objetivo general de la tesis puede desglosarse en otra serie de objetivos parciales como son el estado del arte de la energía eólica marina, idoneidad de las turbinas en función del emplazamiento así como el recurso eólico disponible, análisis del sistema colector y evaluación de las topologías HVDC para una transmisión multiterminal.

1.4 Estructura de la tesis

La presente tesis se divide en seis capítulos principales además de dos secciones para las referencias bibliográficas y para la simbología con la nomenclatura necesaria, respectivamente.

En este primer capítulo se detalla la situación de la UE en el ámbito energético y las directivas que se han ido incorporando al conjunto de las políticas europeas para un mercado común y una acción contra el cambio climático. Paralelamente se describe la importancia de la energía eólica marina y su proyección a futuro. A continuación, se exponen los motivos por los cuales se considera necesaria la realización de la tesis así como el contenido de la misma.

En el Capítulo 2 se realiza un análisis generalizado de la energía eólica marina desde los primeros proyectos hasta nuestros días. Se detalla la evolución de todos los elementos que conforman el conjunto de un proyecto eólico, es decir, las turbinas eólicas, la red marina que las une, subestaciones y sistemas de transmisión. Se analiza

la reducción del LCoE durante los últimos años junto con las diferentes políticas de subsidios y estímulos que se han implantado para promover este tipo de generación, y la relación existente entre dichas políticas de subsidios con el éxito de las mismas en términos de potencia instalada. Finalmente, se destaca el número de proyectos desarrollados por cada país y su justificación en cada caso.

El Capítulo 3 se dedica al análisis de la transmisión en HVDC de los parques eólicos marinos y sus características principales. La tecnología empleada en la actualidad se refiere a la utilización de elementos electrónicos para aplicaciones en la red de potencia, más concretamente en elementos de conmutación totalmente controlados. En dicho caso, la tecnología denominada convertidor fuente de tensión (Voltage Source Converter-VSC, en inglés) es analizada para las distintas aplicaciones, especialmente en la integración de la energía eólica marina. La información que se ha considerado, es básicamente la difundida por los principales fabricantes de esta tecnología en auge, puesto que menos de media docena copan la totalidad del mercado.

En el Capítulo 4 se analizan los estudios previos similares así como sus resultados, realizados por otros/as autores/as. Se examinan los datos de partida y su influencia, las características tales como la generación de energía, pérdidas eléctricas, pérdidas de no disponibilidad, costes y resultados.

En el Capítulo 5 se desarrolla una metodología de cálculo en función de las distintas topologías que se pueden considerar en el sistema de transmisión para la tecnología VSC-HVDC. Finalmente, se aplica la formulación desarrollada al estudio de un caso planteado.

En el último capítulo, se resumen las conclusiones obtenidas, líneas de investigación futuras a considerar y principales aportaciones realizadas.

2 Energía eólica marina

En este capítulo se analiza la situación actual de la energía eólica marina así como los objetivos marcados hasta el final de esta presente década. Seguidamente se destacan las características tecnológicas más importantes de los parques eólicos marinos, divididas en las tres partes más importantes en las que se componen.

En primer lugar se estudia el estado del arte del sistema generador de energía eléctrica, es decir, las turbinas. Se clasifican los distintos tipos de turbinas que se han utilizado desde los primeros proyectos, su evolución en el mercado y las clases que existen. A continuación, se describen las turbinas instaladas en cada parque eólico y las que se espera que se incorporen al mercado próximamente.

En segundo lugar se analiza el sistema colector y las distintas topologías existentes junto con las características del nuevo voltaje de 66 kV que se está aplicando actualmente.

El tercer aspecto del capítulo es el sistema de transmisión, sus elementos y los sistemas más empleados hasta la fecha.

También se analizan los diferentes conceptos de la energía eólica marina la cual goza de un prometedor futuro en cuanto alcance la madurez necesaria para emplearla de manera masiva en mercados muy específicos, haciendo especial mención en España.

Para finalizar, se resumen las conclusiones más significativas de la energía eólica marina.

2.1 Situación actual de la energía eólica marina

La capacidad instalada a nivel mundial de la energía eólica marina alcanza los 55757,15 MW estando muy concentrada principalmente en dos zonas como son China y los países que comparten el Mar del Norte. De hecho, ambas zonas concentran en torno al 86 % del mercado global. La evolución de esta tecnología de generación es claramente ascendente, si bien el crecimiento exponencial parece estar relacionado con los objetivos que se habían marcado tanto en la UE a fecha límite 2020 como con la supresión de subsidios en China en 2021. De acuerdo con los datos aportados por la consultora *4COffshore* [13] y teniendo en cuenta los parques eólicos actualmente en construcción, se espera que el crecimiento se ralentice en los próximos años. Sin embargo, los objetivos y las previsiones respecto a la potencia que se instalará hasta el año 2030 son muy discordantes. Según los informes más recientes relativos a este

tipo de generación [14, 15], para el año 2030 se estima que se instalarán 359 GW y 248 GW respectivamente.

El desarrollo cronológico de la energía eólica marina se puede observar en la figura 2.1 teniendo en cuenta los parques eólicos marinos conectados a red completamente durante el periodo 2000-2022, dicha potencia instalada corresponde al valor anual acumulado. Actualmente el número de turbinas instaladas a nivel global asciende a 11443 unidades.

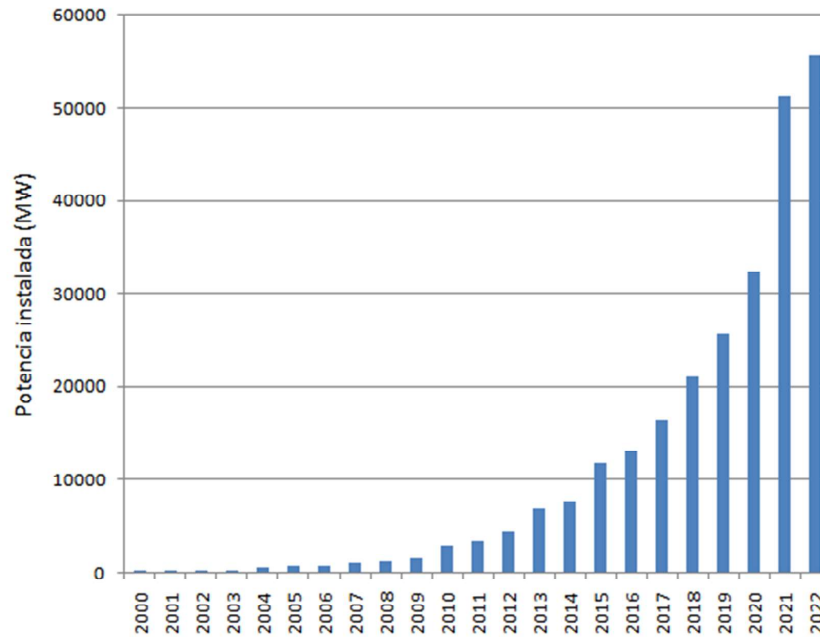


Figura 2.1: Desarrollo de la energía eólica marina (2000-Agosto 2022).
Elaboración propia.

Sin embargo, el ritmo de implantación de los parques eólicos ha sido muy dispar. Las primeras turbinas se instalaron en el ámbito marino en la década de los años 90 en países como Dinamarca, Suecia y Países Bajos aunque se tratan de prototipos o parques pilotos de muy poca capacidad. El despegue definitivo comenzaría a partir del año 2000 siendo el Reino Unido el que lidera su desarrollo a escala comercial. Desde entonces el gran incremento de la energía eólica marina se debe a diversos factores, los cuales hacen que su desarrollo se concentre en el Mar del Norte puesto que reúne las condiciones ideales. Por un lado, unas excelentes condiciones de viento y una prolongada plataforma continental con una batimetría excelente hacen que el proyecto cuente con una cierta viabilidad, de hecho, este último factor ha sido la clave para el desarrollo tan concentrado en algunos países. Por otro lado, una cultura de parques eólicos terrestres previa y una industria marina fuerte ya implantada en otro tipo de actividades, consiguen trasladar y adaptar a las condiciones marinas este tipo de generación que ya estaba muy implantada en tierra. Por parte de las administraciones, su contribución radicó en la reducción de impuestos a las empresas

generadoras así como en subvencionar específicamente la energía generada. Finalmente las innovaciones tecnológicas orientadas al medio marino en particular, han resultado clave para el correcto despliegue y madurez que se han alcanzado hasta nuestros días.

De esta manera, los parques eólicos marinos han pasado de ser unas plantas de generación de unas pocas turbinas sin subestación cerca de la costa a grandes centros de generación con varias subestaciones, muchas turbinas y transmisiones a alta tensión a largas distancias. Esto ha planteado de manera constante una serie de nuevos retos a los que se enfrentan los promotores y los operadores del sistema (Transmission System Operators-TSOs, en inglés) eléctrico, como son la intermitencia en la generación, la localización de nuevos puntos de integración en la red de grandes volúmenes de energía, almacenamiento, turbinas/subestaciones/cables flotantes y nuevos conceptos en el sistema de transmisión. Además, esta circunstancia obliga a la construcción de nuevas subestaciones en tierra así como los refuerzos de la red en caso de ser necesarios.

En la tabla 2.1, se puede observar el desglose de datos que resultan clave para tener una perspectiva más completa de la potencia eólica marina instalada. En primer lugar, de los diecinueve países que tienen potencia instalada en sus aguas, los datos muestran un liderazgo de China, Reino Unido y Alemania, abarcando algo más del 82% del total mundial. A cierta distancia, merece la pena destacar a Países Bajos, Bélgica y Dinamarca que acumulan un 14%, mientras que el resto de países se reparten porcentajes muy minoritarios. También sobresalen los ratios de potencia por habitante y potencia por kilómetro cuadrado de superficie marina en los países con más tradición en energía eólica y concentración de parques eólicos en el Mar del Norte, Mar de Irlanda y algunas áreas en Asia, donde se centran las mayores inversiones. El número de turbinas instaladas a nivel global asciende a 11443 unidades.

En las previsiones para el periodo 2030~2035 XXXX, se evidencia la intención de mantener el liderazgo actual por los países de mayor capacidad instalada, así como la aparición de nuevos actores que comienzan a apostar de manera masiva por este tipo de generación como son Francia, Suecia, Estados Unidos, Taiwan, Vietnam, Corea del Sur y Japón, de manera especial cuando la implantación de la tecnología flotante llegue a una madurez suficiente. Destacan China, Reino Unido, Estados Unidos y en particular la UE, este último con 60 W (2030) y 300 GW (2050). Sin embargo, estos datos hay que interpretarlos con cautela puesto que son varios países los que realizan revisiones al alza en sus objetivos de manera habitual al igual que en la organización de futuras subastas de emplazamientos. De la misma manera, hay estados como Polonia, países Bálticos, Brasil, Grecia, Australia o India, que han comenzado a dar los primeros pasos de carácter regulatorio o han adjudicado áreas para explotación eólica a diversos promotores.

A pesar de ser una tecnología emergente en plena expansión y del interés que ha despertado en nuevos países, los objetivos parecen demasiado optimistas en algunos casos y es probable que no se consigan los aproximadamente 265 GW planteados.

Esto exigiría la instalación anual de aproximadamente 17 GW lo cual parece bastante improbable.

Tabla 2.1: Potencia eólica marina (Octubre 2022)

País	Instalada (MW)	W/habitante	W/km ²	Construcción (MW)	2030~2035 (GW)
Alemania	7641,1	91,2	18430,09	2240,75	30
Países Bajos	2986,2	174,27	15525,22	2299	21
Dinamarca	2303,6	397,7	877,58	344,4	5
Bélgica	2261,65	195,14	66568,06	0	4
Suecia	191,73	18,98	318,35	0	13,7
Finlandia	70,7	12,76	166,12	0	5,5
Italia	30	0,49	35,57	0	0,9
Portugal	25,2	2,47	14,64	0	0,3
Irlanda	25,2	5,1	52,43	0	7
España	5	0,1	3,23	2	1~3
Francia	2	0,03	0,19	2006,2	5,2~6,2
Unión Europea	15542,38	48,33	661,78	6890,35	60
China	25127,45	17,45	2399,03	9646	32,5
Reino Unido	13659,1	201,2	2023,02	6660	50
Vietnam	1041,4	10,69	1390,61	1060	5
Taiwan	237,2	9,96	1986,28	3501,2	14,5
Corea del Sur	93	1,81	161,6	0	13
EEUU	42	0,12	3,45	938	30
Japón	8,72	0,06	2,16	138,6	10
Noruega	5,9	1,08	2,41	94,6	4,5
Total	55757,15	22,62	989,92	28928,75	~265

¹ Estimaciones para eólica marina y terrestre para un total de 60 TWh asumiendo un factor de capacidad del 0,5.

² Estimaciones para eólica marina y terrestre sin especificarlas independientemente.

³ Estimaciones según [13]

⁴ Subasta en proceso de adjudicación.

Los retos a los que se enfrentan los diseñadores y promotores de estos proyectos,

son las mayores distancias desde la costa, mayores profundidades, las bases flotantes tanto para turbinas como para subestaciones, los cables dinámicos, grandes capacidades de producción intermitente, almacenamiento, ampliaciones y refuerzos de la red en tierra. Además las turbinas serán de mayor capacidad por lo que se espera un aumento del voltaje en los sistemas colectores, mayores cables que dificultarán la instalación de los mismos, necesidad de barcos apropiados para semejantes tamaños de generadores, subsidios cada vez más limitados o suprimidos y flexibilidad de las nuevas topologías de sistemas de transmisión.

2.2 Características tecnológicas de los parques eólicos marinos

El mar cuenta con un mayor recurso eólico que en tierra lo que significa que la energía generada será mayor y en principio los ingresos serán mayores. Las velocidades medias del viento son mayores, la densidad de potencia/energía que se puede extraer por unidad de superficie también es superior así como su predictibilidad. Además, dicho recurso eólico es de mayor calidad, es decir, el viento es menos racheado, con mayor regularidad y con menores turbulencias puesto que en el mar no existen obstáculos. Todo esto se traduce en un factor de capacidad y horas equivalentes a plena carga más elevados. La contrapartida es que los costos son muy superiores a todos los niveles por ser una actividad en el mar, exigir una gran obra civil e involucrar durante su desarrollo a un gran número de actividades multidisciplinarias.

Una de las características más importantes de la tecnologías de los parques eólicos marinos es la rapidez con la que se ha conseguido una cierta madurez y evolución. Todos los elementos y el equipamiento eléctrico-electrónico que conforman el conjunto de un parque eólico marino se han adaptado adecuadamente a las duras condiciones. Generadores, torres, palas, la electrónica de potencia, transformadores y cables han tenido de manera recurrente innovaciones que han sido capaces de superar los nuevos retos que se han encontrado los diseñadores e ingenieros. Además, la logística marina ha estado muy apoyada por la industria naval gasística y petrolífera, que con su dilatada experiencia han aportado en el desarrollo de los primeros proyectos especialmente.

Dado que estos proyectos tienen un tamaño considerable, para facilitar el análisis de los mismos conviene desglosarlos en los diferentes sistemas que lo componen. En la presente tesis se han dividido en 3 elementos principales; sistema generador de energía eléctrica, sistema colector y sistema de transmisión.

2.2.1 Sistema generador de energía eléctrica

Los aerogeneradores eólicos son los encargados de convertir la energía cinética del viento en movimiento en energía eléctrica. En la actualidad, la mayoría de las tur-

binas instaladas en los parques eólicos marinos en funcionamiento son de tres palas, rotor *upwind* de eje horizontal y controladas tanto por ángulo de pala como por la orientación del rotor frente al viento. Dichas turbinas han evolucionado mucho en los últimos años y al igual que todos los aspectos en la industria marina inicialmente se ha trasladado la experiencia adquirida previamente en tierra de manera que se trata de minimizar riesgos. Las primeras turbinas que se instalaron para su testeo eran turbinas de tierra adaptadas al ambiente marino. Debido que los parques eólicos marinos se instalan cada vez más alejados de la costa, el mantenimiento de las turbinas se ha convertido en una cuestión crítica y, siendo los fabricantes conscientes de ello, el diseño de las mismas se ha visto condicionado.

Las turbinas eólicas marinas que se están instalando hoy en día están en el rango de 10~12 MW, mientras en tierra rondan los 5~6 MW. Las torres sobre las que se asientan ya superan los 120 m y las bases fijas llegan a instalarse sobre aproximadamente los 50~60 m, mientras que el tamaño del rotor supera los 200 m de diámetro con palas de más de 100 m. Lo extraordinario de estas dimensiones, ha obligado a cambiar la ubicación de las fábricas para un transporte marítimo más eficiente, haciendo prácticamente imposible su traslado por carretera. Como norma general los modelos de turbinas eólicas se definen por dos aspectos, que son, su potencia nominal y el diámetro del rotor, de esta manera resulta su curva de potencia en estado estacionario. Dicha curva cuenta con 4 estados en función del viento que incida sobre el rotor:

- Vientos menores que $V_{\text{cut-in}}$: el viento no es lo suficientemente intenso como para generar energía, y su valor oscila entre 3~5 m/s.
- Vientos entre $V_{\text{cut-in}}$ y V_{nominal} : la turbina comienza a producir energía y su potencia depende de la densidad del aire, del área barrida por el rotor, de la velocidad del viento al cubo, del coeficiente aerodinámico (C_p) y de la eficiencia del conjunto de la turbina (electrónica, mecánica, eléctrica,...). En este tramo se trata de controlar la turbina para maximizar el valor de C_p . El valor nominal del viento es muy variable en función del modelo de turbina pero en general ronda los 10~14 m/s muy dependiente de la potencia específica de la turbina (PE).
- Vientos entre V_{nominal} y $V_{\text{cut-out}}$: en este estado la turbina proporciona su potencia nominal. Su control se basa en reducir la carga mecánica en el rotor y limitar la potencia del viento aprovechable.
- Vientos mayores que $V_{\text{cut-out}}$: la turbina se detiene para protegerla de cargas mecánicas que puedan poner en riesgo su integridad. Su valor en términos generales es de 25 m/s, aunque algunos modelos pueden llegar hasta los 30 m/s.

A modo de ejemplo, se pueden observar las curvas de potencia y eficiencia de la turbina MHI Vestas modelo V164-8.0, con una eficiencia aerodinámica del 43 %, en la figura 2.2.

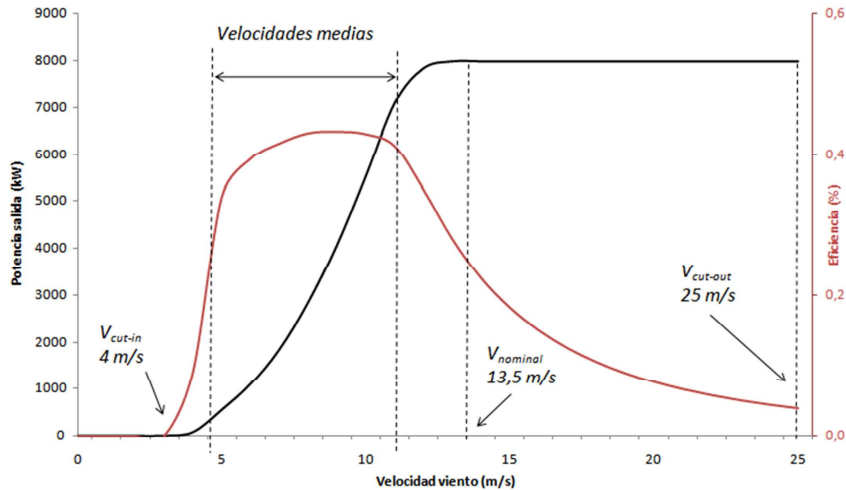


Figura 2.2: Curvas de potencia y eficiencia de la turbina V164-8.0

Las turbinas eólicas pueden clasificarse en función de varios aspectos tales como la velocidad de giro del eje del generador (alta/media/baja), velocidad (fija/variable), tipología del accionamiento rotor-generator, conexión a red, IEC Class, etc. Sin embargo, la clasificación más común es por la tecnología del generador. Entre los diferentes tipos de generadores son cuatro los que se han utilizado en eólica marina:

- Las turbinas con generadores de inducción fueron las pioneras en la eólica marina, sin embargo, actualmente no hay órdenes de compra ni se prevén que se instalen. Las primeras en instalarse corresponden a los generadores de inducción de jaula de ardilla (Squirrel Cage Induction Generator-SCIG, en inglés), con caja multiplicadora de 3 etapas, directamente conectadas a red y de velocidad fija, como se muestra en la figura 2.3.

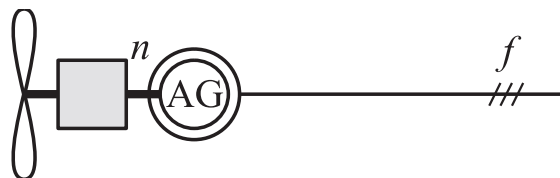


Figura 2.3: Generador SCIG directamente conectado a red

- Gracias al desarrollo de la electrónica de potencia, los generadores comenzaron a conectarse a la red intercalando convertidores. Así, desacoplando el generador de la red eléctrica, la velocidad de rotor puede ser variable de acuerdo con la variabilidad de la intensidad del viento. La configuración de la SCIG a velocidad variable consta de un convertidor-rectificador en el lado del generador y un convertidor-inversor en el lado de la red, intercalando un nodo de corriente continua para el desacoplo de ambas redes, como se observa en la figura 2.4.

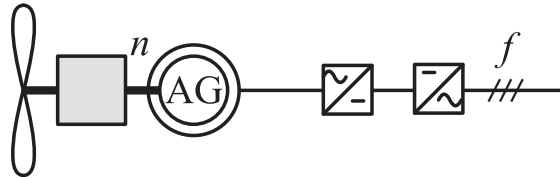


Figura 2.4: Generador SCIG conectado a red mediante convertidores

- Máquina alimentada desde el rotor y el estator simultáneamente o doblemente alimentada (Doubly Fed Induction Generator-DFIG, en inglés), la cual presenta gran flexibilidad en el control de potencias activa y reactiva, aunque su rango de velocidades es limitada y el doble convertidor está dimensionado a un tercio aproximadamente de la potencia nominal de la turbina. Sin embargo, para alimentar la parte giratoria de la máquina correspondiente al rotor, debe realizarse mediante anillos rozantes los cuales exigen muchos recursos relacionados con el mantenimiento por lo que no resulta la opción idónea para su instalación en alta mar. Su esquema se muestra en la figura 2.5.

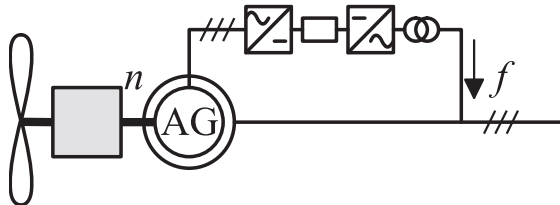


Figura 2.5: Generador DFIG conetado a red mediante convertidores

- La topología más interesante a día de hoy es el generador síncrono de imanes permanentes (Permanent Magnet Synchronous Generator-PMSG, en inglés) el cual se conecta a la red mediante dos convertidores. Entre estos convertidores dobles, se intercala un nodo de corriente continua aislando la parte del generador con la de la red, de manera que la frecuencia del generador seguirá fielmente la velocidad del viento. Esto permite el control de la turbina a velocidades variables. Además, esta configuración permite su funcionamiento sin caja multiplicadora a bajas velocidades. Su esquema se observa en la figura 2.6.

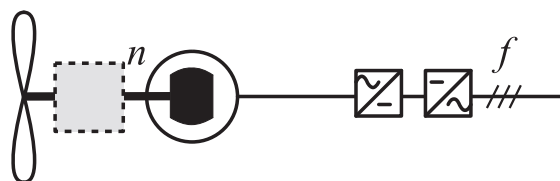


Figura 2.6: Generador PMSG

También existen otras topologías de turbinas, aunque no han sido opciones lo suficientemente atractivas para el ámbito marino debido a diferentes hándicaps que presentan [16]. Los diseños de las turbinas deben reunir las siguientes características:

- Bajo precio, teniendo en cuenta que un proyecto de energía eólica marina, las turbinas pueden abarcar el 30~40 % del coste total.
- Bajo coste de O&M, cuyo peso total en un proyecto de este tipo puede representar un 20~30 % del coste final. Para ello el acceso y la reparación deben resultar fáciles mediante helicóptero por la parte superior o por la base en barco. En realidad, es preferible el acceso desde la trampilla superior para acceder más rápido a la góndola, donde se encuentran el generador, convertidores, transformador, caja multiplicadora y GIS, dado que el mantenimiento en el ambiente marino es crítico.
- Ratio de fallos y tiempos de reparación lo más bajos posible. Para ello se trata de estandarizar todo elemento que compone la turbina y además hacerlo de manera modular. Por ello han ido desapareciendo del mercado turbinas con escobillas y anillos rozantes.
- Bajas pérdidas, diseño compacto y ligero.

En definitiva, la reducción del número de componentes así como la ausencia de componentes a altas velocidades de rotación aumenta la eficiencia del conjunto. También mejora la fiabilidad del sistema y por lo tanto reduce el número de fallos y el tiempo de no disponibilidad.

Otro aspecto importante a la hora de clasificar las turbinas eólicas, es la clase de las mismas. La clase de turbina eólica determina qué turbina es adecuada para las condiciones de viento normales del emplazamiento en particular. Están definidos por la norma de diseño 61400-1 3^{ra} edición: Requisitos de diseño [17] de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) y corresponden a la velocidad media anual alta, media y baja del viento. Las clases de turbinas están determinadas por tres parámetros; la velocidad media anual del viento, las ráfagas extremas de 50 años y la intensidad de la turbulencia, como muestra la tabla 2.2.

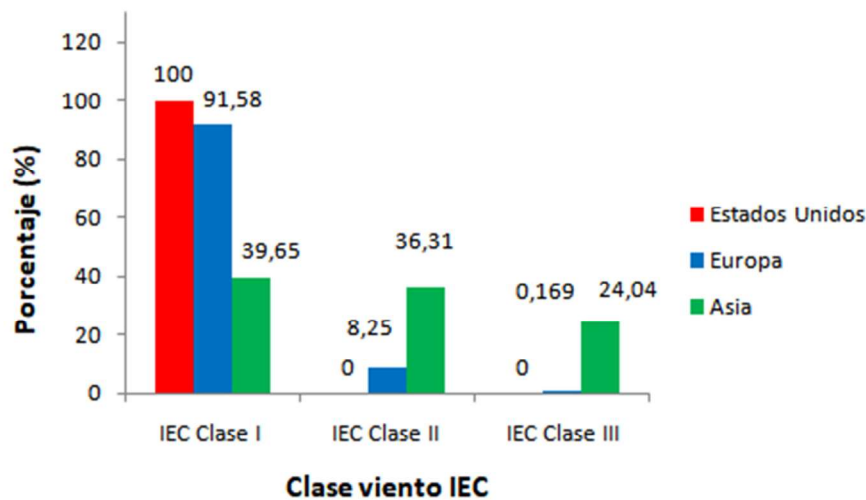
Esta tabla indica que un emplazamiento de vientos fuertes requiere turbinas IEC Clase I muy habitual en Europa, mientras que en el mercado asiático la clase de turbinas está más repartido puesto que los emplazamientos son de naturaleza más diversa. Haciendo una comparativa entre ambos mercados y las clases de las turbinas seleccionadas de acuerdo con la figura 2.7, se puede comprobar tal aseveración con la siguiente figura.

Especialmente las turbinas marinas, han tenido un desarrollo muy rápido en los últimos años, tanto desde el punto de vista del tamaño de rotor como de potencia unitaria, como se muestra en la evolución cronológica en los parques en funcionamiento de la tabla 2.3¹ (al final del capítulo)

¹Quedan excluidas las turbinas en proceso de testeo.

Tabla 2.2: Clases de viento

Clase viento IEC	Velocidad media máxima anual (m/s)	Valor viento referencia 50 años (m/s)
Clase I	10	50
Clase II	8,5	42,5
Clase III	7,5	37,5
Clase S	Diseño específico para condiciones especiales	
Clase T	Diseño específico para condiciones de tifones	

**Figura 2.7:** Distribución de las turbinas según su Clase IEC

La evolución de los aerogeneradores hasta nuestros días, ha deparado dos modelos muy similares dominantes en el mercado. Por un lado es evidente que el generador síncrono de imanes permanentes (Permanent Magnet Synchronous Generator-PMSG, en inglés) es el más utilizado. La gran mayoría de las turbinas puestas en marcha en los últimos años utilizan esta tecnología a excepción de pequeños parques eólicos intermareales instalados en Asia. Dentro de esta categoría se pueden subdividir en función del número de ejes entre el rotor y el generador. Mientras unos fabricantes prefieren la tecnología *Direct Drive* (DD), es decir, sin caja multiplicadora con un solo eje de baja velocidad, otros han desarrollado turbinas con dos ejes de velocidad media y caja multiplicadora de 1 ó 2 etapas.

En el primer grupo de fabricantes se encuentran Siemens-Gamesa (modelos marinos a partir de 6 MW), General Electric (desde 6 MW), Goldwind, XEMC-Darwind, Dongfang Electric (desde 7 MW) y varios modelos de Shanghai Electric. En el segundo grupo, Vestas (desde 8 MW), Hitachi (plataforma 5 MW) y Mingyang Smart Energy apuestan por utilizar caja multiplicadora con la diferencia del rotor externo en el segundo de los fabricantes. Además de dichos modelos, también existen otros de altas velocidades aunque su uso ha sido más limitado como las turbinas de Vestas (plataforma 3 MW), Haizhuang (plataforma 5 MW) y Doosan Heavy Industries (plataforma 3 MW).

La evolución de las turbinas eólicas marinas instaladas se observa en la figura 2.8. La conclusión más evidente que se puede extraer, es que las dos tecnologías que están claramente en auge son los generadores PMSG, más concretamente las de baja (LS-PMSG) y media (MS-PMSG) velocidad. Ambas opciones comenzaron a instalarse en parques eólicos marinos a partir de 2014 de la mano de Siemens con la tecnología DD y con Vestas para medias velocidades. El resto de turbinas se han quedado estancadas y no hay órdenes de pedidos actualmente en curso. Como excepción pueden destacarse pequeños proyectos intermareales o muy cercanos a la costa en países asiáticos, donde las turbinas DFIG y SCIG todavía siguen siendo la alternativa más utilizada y la característica del viento es más parecida a emplazamientos terrestres.

Así, de las 11443 turbinas instaladas en emplazamientos marinos, 4740 turbinas son SCIG (41,42%), 1134 turbinas son DFIG (9,91%) y las 5567 turbinas restantes son PMSG (48,65%) de las cuales LS-PMSG representan el 26,21%, las MS-PMSG el 16,06% y las HS-PMSG el 6,37%.

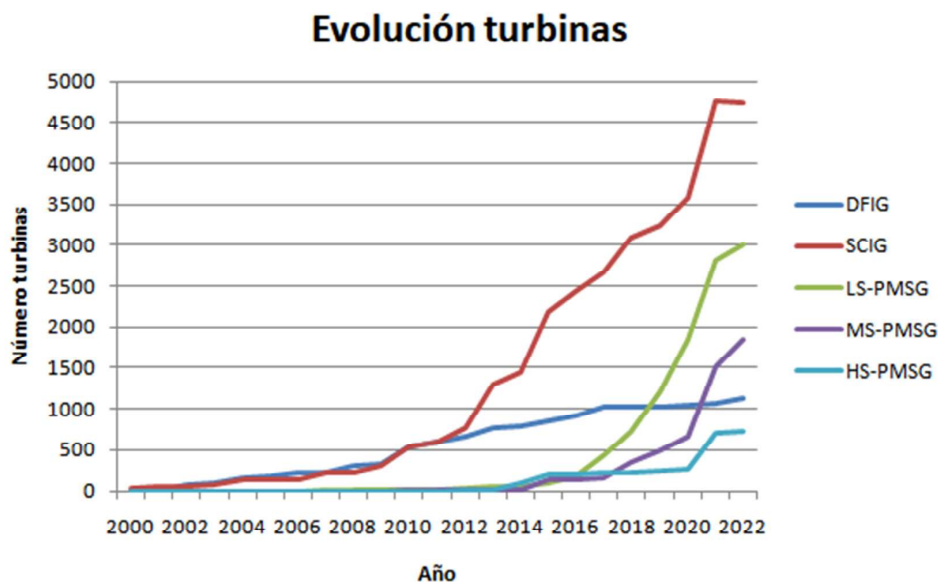


Figura 2.8: Evolución de las turbinas eólicas marinas instaladas

Esto significa que los fabricantes que antes se han adaptado al desarrollo de sus

turbinas a plataformas de PMSG lideren el mercado actualmente. El reparto del mercado por parte de los fabricantes de turbinas se observa en la figura 2.9.. Destacan especialmente Siemens-Gamesa (41,65%), Vestas (14,67%) y MingYang Smart Energy (10,41%).

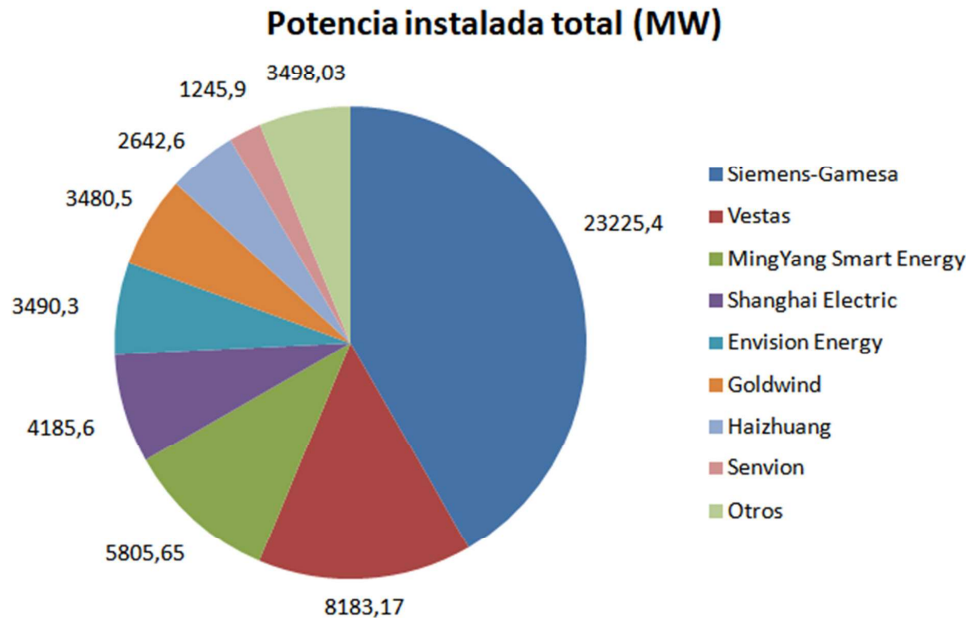


Figura 2.9: Desglose del mercado de la potencia eólica marina por fabricantes de turbinas.

Además todo parece indicar que esta tendencia a instalar turbinas PMSG de baja y media velocidad se va a intensificar si se hace un seguimiento de las últimas novedades publicadas por fabricantes y prensa especializada del sector. Según la tabla 2.4 (al final del capítulo), las turbinas eólicas marinas que saldrán al mercado durante estos próximos años, superan los 10 MW de potencia nominal con un máximo de 17 MW y 256 m de rotor.

Con la intención de ofrecer un abanico más amplio a los promotores de los proyectos eólicos marinos, los fabricantes ofrecen distintas potencias de generadores y varias longitudes de palas, así, combinando ambos recursos, se puede seleccionar la turbina que mejor se adapte al emplazamiento a explotar. A este respecto, merece una mención especial el complejo mercado asiático, donde la gama es aún más amplia, debido a que existen condiciones de hielo, climas tropicales, zonas monzónicas, temporada de tifones y zonas con intensidades de viento ultra bajas, bajas, medias y altas.

Otra tendencia radica en que la potencia específica de las turbinas se ha ido reduciendo paulatinamente, incluso en Europa donde la tendencia sigue siendo en diseñar turbinas de IEC Class I, así los nuevos modelos raramente alcanzan los 350 W/m² y parece que será habitual disponer de modelos por debajo de 300 W/m².

La principal diferencia de estas turbinas radica en la tipología del *drive train* o accionamiento utilizado entre el sistema rotor-generador. Como características comunes a ambos, el diseño modular hace que los tiempos de reparación sean bajos y su fiabilidad esté fácilmente por encima del 90 %. Dicha fiabilidad está muy relacionada con la caja multiplicadora, o mejor dicho, con el número de etapas de la misma [18][19]. De acuerdo con [20][21] existen algunas diferencias entre ambas opciones, básicamente establecidas por la velocidad de giro del eje del generador:

- Generador de baja velocidad: requiere mayor número de polos por lo que la cantidad de imanes es mayor, tiene mayor peso, volumen y es más caro. La velocidad de giro es la misma para el rotor y el generador, fijada en el rango 4~20 r.p.m. La ventaja principal radica en que no utiliza caja multiplicadora, por lo que tiene pocos elementos y además giran a bajas velocidades, lo que le hace más eficiente y fiable, reduciendo así la tasa de fallos.
- Generador de media velocidad: las velocidades del rotor y el generador no son iguales. Guardan una relación de un ratio 30~50 lo que hace que el eje del generador gire a unas velocidades cercanas a los 500 r.p.m. con 2 ó 3 etapas en su caja multiplicadora según fabricante. La cantidad de imanes es inferior al caso anterior y en consecuencia es algo más económico y ligero, de manera que la torre y la estructura marina que la sustenta son de menor coste. Como desventaja, los fallos relacionados con la caja multiplicadora hacen la disponibilidad pueda ser algo inferior.

La distribución de todas las turbinas en funcionamiento en diferentes parques eólicos marinos, se puede ver en la tabla 2.5 (al final del capítulo). Se ha considerado parque eólico a todo aquel que tiene por lo menos dos turbinas y 10 MW de potencia total. Quedan excluidos los parques que están destinados al testeo de prototipos o turbinas en proceso de certificación.

2.2.2 Sistema colector

La función del sistema colector es recoger la energía generada por las turbinas en MVAC y adaptarla a niveles adecuados de tensión y frecuencia para el sistema de transmisión. Los elementos que pertenecen a este sistema son básicamente los interruptores de los generadores eólicos individuales situados en la base de los mismos, los cables de potencia que unen las turbinas y los interruptores de las cadenas que se encuentran en la subestación marina ó en la subestación terrestre. El sistema colector incluye todos los componentes que permiten la integración de la energía eólica en el sistema de transmisión mediante cadenas de varias turbinas.

Los sistemas colectores en MVAC se diseñan de acuerdo con el tamaño del parque eólico, la potencia nominal del modelo de turbina seleccionada, redundancias y el nivel de voltaje en MVAC.

Generalmente, los parques eólicos marinos tienen una subestación en el mar, donde se eleva el voltaje para una transmisión más eficiente. Sin embargo, cuando las turbinas

están a poca distancia de la costa el sistema colector y el sistema de transmisión tienen el mismo voltaje y la subestación se encuentra en tierra firme.

En algunos casos donde el número de turbinas es elevado es conveniente la instalación de 2 o 3 subestaciones interconectadas entre sí, también llamadas *interlinks*, por lo que estas líneas se puede considerar parte de este sistema. Su función reside en ofrecer una alternativa a la energía que en un principio se perdería si el cable de transmisión de su subestación sufre algún tipo de problema suficiente como para dejarlo fuera de servicio. También es conveniente más de una subestación por motivos técnicos, reducir pérdidas y mantener el entorno de la subestación menos saturado de cables.

La disposición desde el punto de vista eléctrico de las turbinas, es decir, la forma de interconectarlas es diversa por parte de la de la comunidad investigadora [22]. Sin embargo, en la práctica y de acuerdo con la información publicada por los promotores de los proyectos eólicos marinos se podrían distinguir cinco topologías:

- Cadena de turbinas simples en línea: diseño eléctrico pequeño y sencillo similar al utilizado en parques eólicos terrestres. Estas cadenas conectan varias turbinas en serie a una tensión nominal de 10~33 kV sin subestación marina, por lo que el voltaje del sistema de transmisión no varía. El acoplamiento a la red de potencia se realiza mediante una subestación en tierra. Este diseño se utiliza para emplazamientos de pruebas de prototipos o las primeras etapas en los planes de desarrollo de esta tecnología de generación en alta mar. También es la topología diseñada para los primeros parques eólicos montados sobre estructuras flotantes actualmente en desarrollo. En algunos casos, dos cadenas comparten el mismo circuito de transmisión para ahorrar costes. En general, estos pequeños proyectos están diseñados con el objetivo de adquirir experiencia en el negocio eólico marino.
- Cadena de turbinas en línea con subestación: es similar al diseño anterior, pero contiene subestaciones marinas para recolectar la energía eléctrica total y albergar los transformadores, como se muestra en la figura 2.10 [23]. El número de aerogeneradores conectados a una cadena está limitado por la capacidad máxima del propio cable. Este es el diseño más simple y permite implementar un sistema de cableado telescópico haciéndolo más económico. El principal inconveniente de esta topología es su escasa fiabilidad en caso de fallo, en el que se podría perder toda la potencia de la cadena.
- Cadena de turbinas en dendrita: la disposición en forma de dendrita permite compartir el mismo tramo de cable submarino por varias turbinas diferentes, como se puede ver en la figura 2.11 [24]. Esta topología permite que circule menos corriente en algunos cables, por lo que las pérdidas por efecto Joule serán menores que la configuración radial [25].
- Cadena de turbinas en anillo: Con el objetivo de buscar una seguridad adicional en caso de que algún cable de la cadena falle y se pierda la conexión de algunas turbinas, se puede instalar un cable que una las últimas turbinas de dos cadenas radiales diferentes. El inconveniente de esta interesante opción

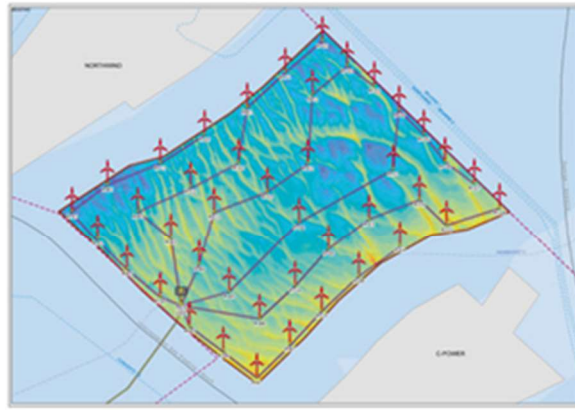


Figura 2.10: Sistema radial. Parque eólico Rentel



Figura 2.11: Sistema en dentrita. Parque eólico Gwynt-Y-Mor

es la necesidad de un cable de energía submarino adicional, que en caso de contingencia no soporte la energía generada por las dos cadenas radiales mencionadas simultáneamente. La configuración de anillo se puede observar en la figura 2.12 [26].

- Cadenas de turbinas interconectadas: Buscando una redundancia adicional y un mejor comportamiento durante eventos inesperados, se puede considerar una pequeña red, combinación de las topologías mencionadas anteriormente, estableciendo una operación del sistema colector más flexible. Es bien sabido que los tiempos de reparación en el mar pueden ser bastante más largos que en tierra, principalmente en invierno, por lo que parece una opción muy interesante para proyectos entrantes. Como ejemplo de esta disposición se ve en la figura 2.13 [27].

Las características del sistema colector de los parques eólicos en funcionamiento con más de dos turbinas y 10 MW de potencia instalada se han recogido en la tabla 2.6 (al final del capítulo). En ella se resumen el número de cadenas que forman en sistema colector y su nivel tensión, así como la topología empleada.



Figura 2.12: Sistema en anillo. Parque eólico Beatrice

Actualmente, el aislamiento de cables de colector se basa en dos compuestos químicos aislantes diferentes; polietileno reticulado (XLPE) o caucho de etileno propileno (EPR), como muestra la industria de cables submarinos [28, 29, 30, 31, 32, 33, 34].

Como se muestra en la figura 2.14, los cables submarinos MVAC son conductores trenzados de tres núcleos con una capa externa llamada armadura, de alambres de acero reforzados [?]. Los conductores están compuestos de material de cobre o aluminio cubierto por aislamiento XLPE y cubierta metálica sobre cada núcleo aislado como barrera contra el agua. Según el fabricante del cable, se incluyen capas adicionales de materiales semiconductores o no conductores para lograr un cable sellado herméticamente, una capa anticorrosiva y fibra óptica para proporcionar un sistema de datos. La capa de armadura de alambres de acero sirve como protección mecánica para todo el cable en el proceso de tendido en el fondo marino, protege contra perturbaciones externas y también da estabilidad en caso de movimientos de fondos marinos.

En lo relativo al nivel de tensión del colector, en la tabla 2.6 se observa que se han utilizado voltajes de 33 kV (Europa) y 35 kV (China) en la mayoría de los parques eólicos marinos. Para los proyectos sin subestación marina los voltajes varían en un rango 10~33 kV. Sin embargo, dado que el tamaño de las turbinas ha aumentado continuamente en términos de capacidad, dicho voltaje no es ni técnica ni económicamente viable y se ha considerado un nuevo nivel de voltaje estándar de 66 kV.

Las principales ventajas de esta nueva opción de 66 kV en comparación con 33 kV son [35, 36, 37, 38, 39]:

- Posibilidad de utilizar turbinas eólicas más potentes, requiriendo menos can-

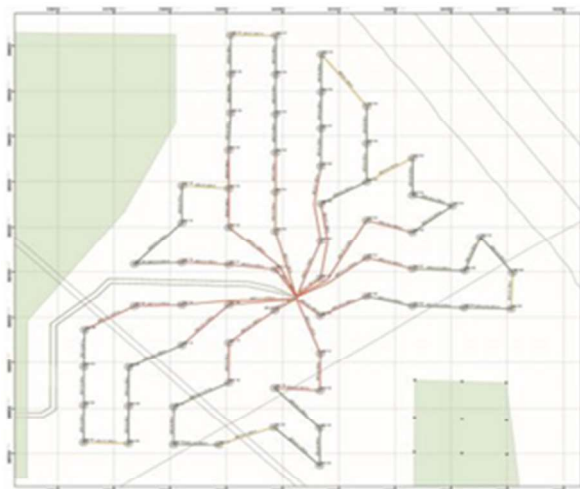


Figura 2.13: Sistema interconectado. Parque eólico Merkur

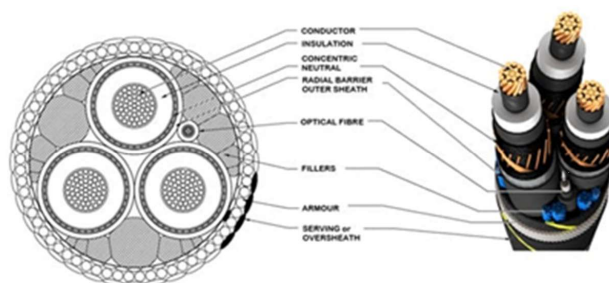


Figura 2.14: Arquitectura interna del cable del sistema colector de MVAC

tividad y cubriendo un área más pequeña para el parque eólico requerido.

- Cadenas de turbinas de mayor capacidad, duplicando su capacidad para un cable de la misma sección.
- Si se diseña una topología en anillo, en el sistema colector se podría lograr una mayor redundancia.
- La industria offshore ya dispone de infraestructura y equipos eléctricos hasta 66 kV (interruptores, cables, transformadores, conectores...). De hecho, algunos proyectos ya han cambiado al nuevo voltaje de 66 kV, por lo que se convertirá en una solución estándar para los próximos años, haciéndola más económica.
- El uso de menos cadenas conduce a una menor longitud de cable necesaria total, por lo tanto, se pueden obtener ahorros en costes debido al proceso de compra e instalación del cable. Al mismo tiempo, se evita la saturación de cables alrededor de la subestación HVAC o HVDC.
- Se requieren menos subestaciones, menos interruptores y tubos para el acceso de las cadenas (tubos en J), lo que hace que la subestación sea más compacta y tenga una altura más baja.

- En comparación con 33 kV se tienen menos pérdidas Joule para una misma cadena ya que a igualdad de potencia y doble de voltaje la corriente es menor.
- En el caso de los sistemas de transmisión HVDC, la subestación/cables en HVAC podrían ser innecesarios.
- Al reducir pérdidas y eliminar algunos elementos también se consigue una reducción de los ratios económicos como el LCoE, coste de instalar cada megavatio, horas equivalentes anuales, retorno de la inversión y el factor de capacidad del proyecto [40].

Por el contrario, los principales inconvenientes de los cables de 66 kV son:

- El espesor del material de aislamiento puede ser mayor para el cable submarino, lo que implica un mayor diámetro de cable y mayor radio de curvatura. Por lo tanto, es más difícil de manejar para la logística y la instalación en el ambiente marino.
- Técnicamente, un mayor material de aislamiento implica mayor efecto capacitivo en los cables y en consecuencia se producirá mayor potencia reactiva, modificando el sistema de compensación. También implica mayores pérdidas dieléctricas.
- La capacidad de transferencia de energía podría verse reducida si la potencia reactiva aumenta, provocando un cable menos eficiente y con mayores pérdidas. La corriente de carga es mayor.
- Equipos y cables más costosos, un 12 % aproximadamente [?].

A pesar de las ventajas arriba señaladas, la incipiente llegada de turbinas en el rango de 16~20 MW sugiere que la red marina que une las turbinas deba aumentar su capacidad en los próximos años puesto que el valor estándar actual de 66 kV parece insuficiente. Según el reciente estudio [41] el nuevo valor de voltaje recomendable sería de 132 kV puesto que representa el mayor ahorro en costes de entre las opciones planteadas, aunque dicho ahorro sigue siendo muy dependiente del tamaño de las turbinas eólicas. Así, parece que la capacidad de las cadenas soportarían cerca de 140 MW, duplicando la capacidad actual. Los beneficios parecen evidentes y siempre condicionados al tamaño de la turbina, que sigue siendo el aspecto que más reduce los costes totales de la instalación y en consecuencia el LCoE [40]. De todas formas serán necesarios estudios adicionales así como readaptar todo el equipamiento eléctrico referido a transformadores, cables e interruptores tanto en las turbinas como en las subestaciones.

2.2.3 Sistema de transmisión

El sistema de transmisión es el enlace entre la red colectora y la red de potencia en tierra cuya función es transportar toda la energía generada por las turbinas e inyectarla en la red. A veces, es necesario elevar el voltaje del sistema colector para

que dicho transporte se realice de una manera más eficiente, por lo que suele ser necesaria una plataforma marina. Además, el sistema de transmisión debe cumplir otras condiciones tales como:

- Cumplir con la normativa técnica vigente
- Calidad, fiabilidad y seguridad del suministro de manera continua
- Costes asumibles de construcción, operación y mantenimiento
- Flexibilidad en su diseño y bajas pérdidas

El sistema de transmisión consta de los siguientes elementos:

- En la subestación marina
 - Interruptores de MVAC/HVAC ó de HVDC
 - Transformadores
 - Convertidores AC/DC
 - Embarrados
 - Protecciones
 - Equipamiento para interlinks
 - Equipamiento auxiliar (datos, control, sistema back-up, sistema de tierra,...)
- Circuito de transporte
 - Cable(s) tripolar de cobre ó aluminio para HVAC
 - Cables unipolares marinos de cobre y terrestres/aéreos de aluminio para HVDC
 - Subestación de compensación de reactiva
- En la subestación terrestre
 - Interruptores HVAC
 - Embarrado
 - Autotransformadores
 - Filtros
 - Convertidor DC/AC
 - Equipamiento compensación reactiva
 - Chopper en transmisión HVDC

La tabla 2.6 muestra el número de subestaciones marinas y las características del circuito de transporte de los parques eólicos en funcionamiento con más de dos turbinas y 10 MW de potencia instalada.

La construcción de los parques eólicos marinos a gran escala, está obligando a los promotores a afrontar nuevos retos relacionados con la integración de la electricidad generada en la infraestructura de la red terrestre existente. De esta manera, es necesaria la construcción de nuevas subestaciones en tierra o, como solución alternativa que está cogiendo fuerza, se aprovechan puntos de conexión a red que van quedando vacantes al cerrar plantas de generación de origen nuclear o de carbón.

Desde que se pusieron en servicio los primeros parques en los años noventa, se han aplicado diferentes soluciones para una eficiente red de transmisión. Debido a las pérdidas eléctricas y la corriente de carga, la tecnología HVAC está limitada para sistemas de transmisión largos o incluso puede llegar a ser inviable. Los cables submarinos en HVAC se utilizan principalmente para integrar la energía eólica marina debido a la proximidad a la línea de costa y este tipo de transmisión seguirá siendo la opción mayoritaria siempre que sea factible para cada proyecto, por su madurez, precio y sencillez. Sin embargo, debido al desarrollo de parques eólicos a grandes distancias y a gran escala asociados con los objetivos de 2030, la tecnología HVAC no será la solución más rentable en muchos casos, por lo que los sistemas de transmisión HVDC se están convirtiendo en la solución preferida.

Como puede verse en la figura 2.15, donde se resumen las topologías adoptadas para los sistemas de transmisión puestos en marcha en Europa² en proyectos de más de 25 MW, la elección tecnológica que se ha implantado está claramente asociada con la longitud del sistema de transmisión y la capacidad de potencia instalada. Por otro lado, también se ve que actualmente la profundidad máxima a la que se están construyendo los parques con cimentación fija está limitada aproximadamente a 50 metros. A partir de esta profundidad aparecen los primeros proyectos piloto de bases flotante de pequeñas capacidades muy limitadas con el objetivo fundamental de ganar experiencia en condiciones de aguas muy profundas.

Las soluciones adoptadas se pueden resumir en cuatro topologías principales:

- Transmisión MVAC. Generalmente utilizada para proyectos cerca de la costa o intermareales, así como pequeños proyectos piloto flotantes sin subestación en alta mar. El sistema colector del parque está dividido en varias líneas de turbinas que las conectan a la subestación en tierra directamente. Por lo tanto, el voltaje de la red colectora es el mismo que el de las líneas de transmisión típicamente en MVAC con un rango de valores 20~35 kV. Más recientemente, para pequeños proyectos pioneros se ha utilizado un voltaje de 66 kV que minimiza las pérdidas. Este tipo de configuración para pequeñas instalaciones varía de 25~144 MW para distancias de transmisión de hasta 16 km y están representadas por burbujas de color amarillo en la figura 2.15. Los proyectos flotantes actualmente en uso y en construcción están incluidos en esta topología mostrada en burbujas rojas ya que no tienen una plataforma de transformadores para aumentar el voltaje del sistema colector en alta mar. Este tipo de transmisión

²Los proyectos asiáticos no se han tenido en cuenta debido a la escasa y ambigua información disponible.

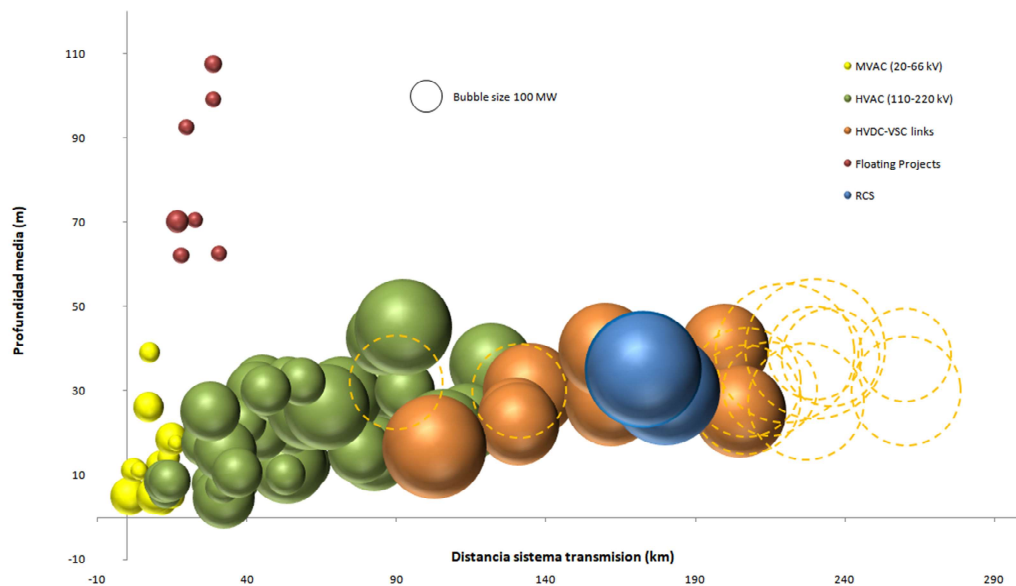


Figura 2.15: Características sistemas de transmisión en Europa

MVAC, con 6300,67 MW de potencia instalada actualmente, corresponde al 11,30 % de la potencia total instalada.

- Transmisión HVAC. Esta solución aumenta el nivel de voltaje del sistema de transmisión para unos valores de 110~220 kV y mejora la eficiencia cuando la energía se transmite a la subestación de tierra. Requiere plataforma(s) marina(s) junto con equipo eléctrico adicional, así como el dimensionamiento de transformadores, cables y toda la aparamenta necesaria, lo cual aumenta el coste final de la instalación pero la mejora de la eficiencia lo compensa. Como los cables submarinos en HVAC presentan un efecto capacitivo, cuando los cables son muy largos, las corrientes de carga y descarga producen una gran cantidad de energía reactiva, lo que reduce la capacidad del cable y genera problemas de sobretensión. Como resultado, se necesita cierta compensación de potencia reactiva en ambos extremos, incluso incluyendo una subestación adicional de compensación de potencia reactiva (Reactive Compensation Substation-RSC, en inglés) en alta mar en el punto medio de la distancia del sistema de cable submarino [42, 43, 44], lo que aumenta los costos generales de la transmisión. Para aumentar la capacidad de las líneas HVAC, varios autores [45, 46, 47, 48, 49] sugieren una solución en baja frecuencia (Low Frequency Alternating Current-LFAC, en inglés); sin embargo, hasta el momento no hay ningún proyecto eólico marino planificado que utilice esta opción. Hoy en día, la mayoría de los proyectos eólicos marinos han implementado la topología del sistema de transmisión en HVAC para distancias de hasta ~120 km, representadas por burbujas verdes en la figura 2.15, siendo el parque eólico Borssele 1 & 2 el más grande instalado con 752 MW. Merece la pena mencionar los

proyectos en funcionamiento Hornsea ONE (180 km, 1218 MW) y Hornsea TWO (172 km, 1386 MW), en los que se ha elegido la solución de subestación RCS para compensar la potencia reactiva en medio del enlace de transmisión, como muestran las burbujas azules en la figura 2.15. La transmisión HVAC, con MW de potencia instalada, abarca el 75,41 % de toda la potencia instalada en todo el mundo.

- Transmisión basada en combinación HVAC y HVDC. La transmisión de grandes cantidades de energía a través de largas distancias de transmisión submarina puede no ser una opción eficiente con el sistema HVAC, ya que podría resultar en una solución poco económica o exceder los límites de la viabilidad técnica. A medida que los promotores de energía eólica marina buscan mayores recursos eólicos lejos de la costa, la tecnología HVDC ha sido la elegida en algunos proyectos para integrar la energía generada. Además, se espera que la tecnología VSC-HVDC desempeñe un papel clave en el desarrollo de las futuras planificaciones recogidas en los diferentes NECPs, gracias a las ventajas que superan las limitaciones y los inconvenientes de las líneas HVAC y las líneas LCC-HVDC. Las características de dichas tecnologías se estudian con más detalle en el Capítulo 3. La combinación de enlaces HVAC con VSC-HVDC comprende como elementos básicos una subestación marina HVAC, cables de transmisión HVAC, dos estaciones convertidoras HVDC en ambos extremos del sistema y cables submarinos HVDC que unen los convertidores mencionados en un diseño punto a punto. La subestación convertidora juega un papel importante en la integración de la energía generada en 2 o 3 parques eólicos de diferentes propietarios, puesto que con un sólo sistema de transmisión, generalmente operado y costeado por el TSO, la reducción de costes es evidente desde el punto de vista operativo, de mantenimiento y en la eliminación de múltiples sistemas de transporte. En la figura ?? se observa el esquema implantado en Alemania para la transmisión basada en combinar las tecnologías HVAC y HVDC [50]. Esta transmisión se ha aplicado al 13,28 % de la potencia instalada mundial, es decir, un total de 7409,1 MW.

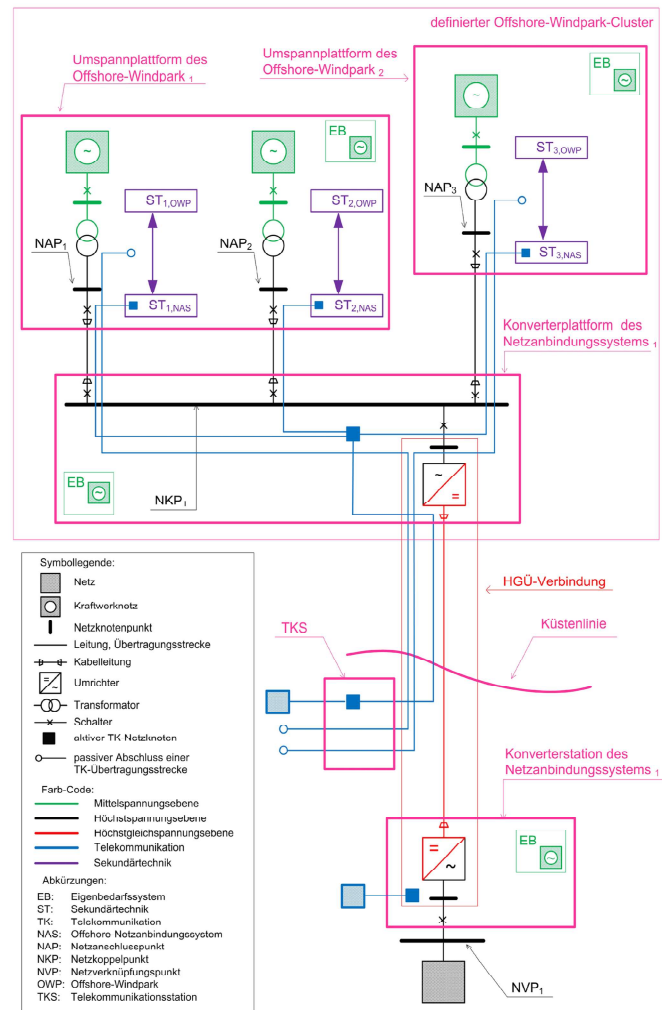


Figura 2.16: Esquema de transmisión combinado HVAC y HVDC

- Transmisión basada en HVDC. Los parques eólicos que se están desarrollando actualmente y se prevé construir en esta década están aplicando las últimas innovaciones tecnológicas relacionadas con la transmisión HVDC. Por un lado, los parques eólicos tienen capacidades muy altas de modo que su potencia instalada abarca toda la capacidad de potencia de los enlaces HVDC. Por otro lado, en los últimos años se ha aumentado el voltaje de la red colectora que conecta las turbinas a 66 kV, lo que permite eliminar la subestación HVAC y conectar las líneas del sistema colector directamente al convertidor AC/DC, sin necesidad de la transmisión HVAC. Así, hay una reducción de la inversión inicial, aumenta la eficiencia y la disponibilidad debido a la reducción de equipamiento eléctrico necesario. Esta solución ya se está implementando en los nuevos sistemas de transmisión, aunque ninguno de ellos está actualmente operativo. Por otro lado, también está prevista la implantación de mayores voltajes para una transmisión más eficiente y con menores pérdidas denominada *Direct Konzept*, con unos valores típicos de ± 525 kV y 2 GW por enlace

[51], mostrado en la figura 2.17.

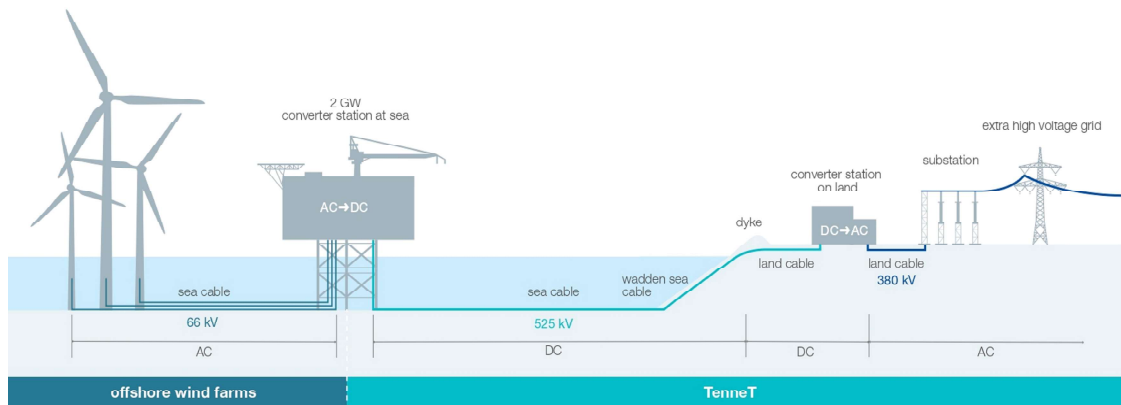


Figura 2.17: Esquema transmisión HVDC Direkt Konzept

Como se ha comentado anteriormente, atribuir los costes asociados a la conexión al dueño del parque eólico ha sido una de las barreras para el desarrollo de esta tecnología en algunos países. De manera adicional, la UE emitió la Directiva 2009/72/CE[52] con el objetivo de separar las funciones de la transmisión y de generación. En la UE los países miembros han optado por tres opciones diferentes [53]. Hasta la entrada en vigor de la Directiva europea, existían tres modelos implantados para determinar quién es el propietario del sistema de transmisión, pudiendo existir algún matiz en cada caso en función del modelo regulatorio aplicado:

- Modelo 1. El TSO diseña y costea el sistema de transmisión inicialmente. En algunos casos la subestación marina queda excluida y corre a cargo de la empresa generadora. Este modelo se aplica en Francia, Alemania, en algunos casos en Dinamarca y en Bélgica, aunque en este último el gobierno puede subvencionar parcialmente dichos costes. En los Países Bajos y en varios proyectos en Dinamarca la subestación está incluida, por lo que el promotor solamente costea las turbinas y la red colectora de MVAC.
- Modelo 2. El propietario del parque eólico es el responsable del sistema de transmisión en su integridad. Dicho modelo se aplica en Irlanda, Taiwan, China, EEUU y Vietnam. Incluso en algunos casos debe costear los posibles refuerzos necesarios en la red de potencia como sucede en Suecia y países Bálticos.
- Modelo 3. Este modelo establece que el generador tome la iniciativa en el diseño de la planta generadora y la transmisión necesaria. Después de la puesta en marcha del proyecto, el promotor calcula los gastos en los que ha incurrido al diseñar y construir el sistema de transmisión, de manera que en un proceso de subasta se adjudica a un operador independiente la propiedad de dicho sistema con el consiguiente desembolso de los gastos. Este modelo se aplica en el Reino Unido desde el año 2009 [?].

2.3 Energía eólica marina flotante

Como se ha observado en la figura 2.15, los parques eólicos marinos de cimentación fija están situados en aguas limitadas a profundidades con un máximo de unos 50 m de profundidad y a partir de esta profundidad se emplean las turbinas de base flotante.

En la actualidad, las turbinas que forman el parque con bases flotantes representan un porcentaje prácticamente insignificante del 0,23%, totalizando 123,13 MW en una decena de emplazamientos para 21 turbinas, como se indica en la tabla 2.7. Tan sólo tres proyectos tienen más de una turbina, carecen de subestación y no llegan a los 50 MW.

Tabla 2.7: Parques eólicos marinos con base flotante. Elaboración propia.

Parque	País	Potencia (MW)	Turbinas	Modelo turbina
Sea Twirl S1[54]	Suecia	0,03	1	Sea Twirl
Floatgen[54]	Francia	2	1	V80-2.0
Kitakyushu[54]	Japón	3	1	Aerodyn SCD
Sakiyama[55]	Japón	2	1	SU80-2.0
Hywind Demo[56]	Noruega	2,3	1	SWT-2.3-82
Hywind Scotland[57]	Reino Unido	30	5	SWT-6.0-154
Kincardine OWF[58]	Reino Unido	49,5	1	V80-2.0
			5	V164-9.5
WindFloat[59]	Portugal	25,2	3	V164-8.0
Yangjiang Shapa[60]	China	5,5	1	MySE5.5-155
TetraSpar[61]	Noruega	3,6	1	SWT-3.6-120

El mayor de todos es Kincardine de 49,5 MW a una profundidad de 62 m, con bases semisumergibles suministradas por la empresa Principle Power, además, cuenta con las turbinas de mayor potencia unitaria instaladas hasta la fecha puesto que utiliza turbinas de 9,5 MW.

También en el Reino Unido la empresa promotora Equinor inauguró su parque eólico marino Hywind Scotland compuesto por 5 turbinas de 6 MW a una profundidad que oscila 95~129 m con bases tipo spar de diseño propio.

El tercer parque en importancia se encuentra en aguas de Portugal y consta de tres turbinas de 8,4 MW a 100 m de profundidad que utiliza bases semisumergibles de la empresa Principle Power.

Hoy en día, a pesar de que la mayoría de los prototipos no han alcanzado un nivel de madurez tecnológica suficiente, unos pocos sí están en condiciones de considerarse un producto totalmente desarrollado, probado y disponible para parques eólicos comerciales de gran capacidad. En estos momentos las plataformas flotantes que han conseguido mayor madurez son Damping Pool, Hywind y WindFloat. Sin embargo la falta de subestaciones flotantes es la principal barrera para el despegue definitivo de esta tecnología a gran escala.

De todas formas, las previsiones apuntan a un crecimiento prometedor durante esta década puesto que la industria de bases flotantes se encuentra en constante desarrollo, con una treintena de prototipos en proceso de investigación. De hecho, se esperan a medio plazo las primeras adjudicaciones vía subastas en países como Corea del Sur, Japón, costa Oeste de Estados Unidos, España, Italia, Irlanda, Reino Unido y Noruega. Con esta tecnología, las áreas y el recurso eólico se consideran ilimitados en emplazamientos cada vez más alejados de la costa.

Otra de las ventajas, se considera que el impacto ambiental de las turbinas flotantes es menor en comparación con aquellas que son fijas, puesto que los trabajos y actividades a realizar en el fondo marino durante la construcción del parque eólico marino son muy inferiores. De la misma manera, al estar más alejadas de la costa, el impacto visual y acústico son menores.

Como desventaja principal de la eólica marina flotante hay que señalar que hoy en día no se ha conseguido contener los precios, y en consecuencia, el coste nivelado de la energía (LCoE) es superior frente a los parques de cimentación fija [62, 63, 64, 65, 66]. Otro elemento importante a valorar es su sistema para la botadura y el calado, lo cual puede requerir un puerto para su montaje de unas características especiales.

Dentro de todos los prototipos que se están considerando hoy en día, las bases flotantes se pueden englobar en tres tipos como se indica en la figura 2.18: Semisumergible (izquierda), Tension Leg Platform (centro) y Spar (derecha) [63].

Estas bases flotantes se fijan al fondo marino mediante sistemas de catenarias, de manera que se mantienen en posiciones fijas. En dichas plataformas flotantes se instala una sola turbina, aunque también existen estructuras preparadas para soportar dos turbinas en la misma base. A este respecto, actualmente hay tres modelos en fase de testeo [67, 68, 69].

La tabla 2.8 muestra la tecnología flotante empleada en los parques descritos en la tabla 2.7.

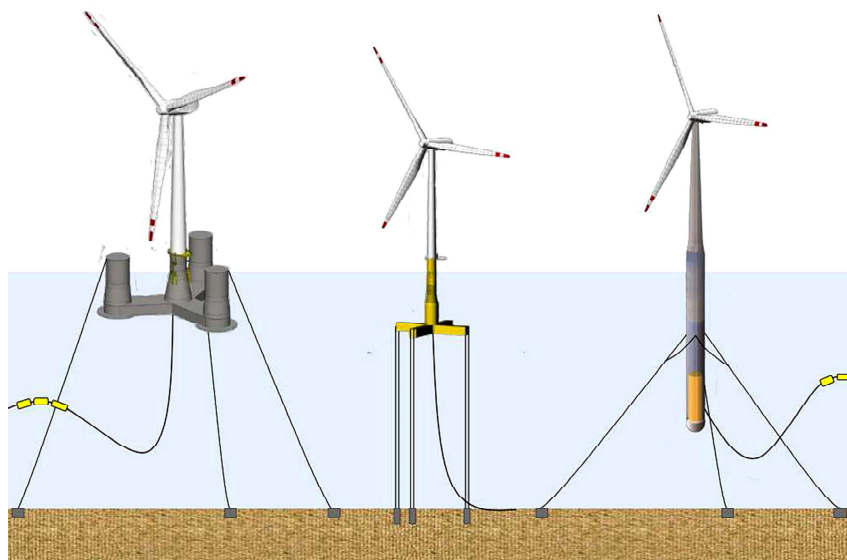


Figura 2.18: Diferentes conceptos de bases flotantes

Tabla 2.8: Parques eólicos marinos con base flotante

Parque	Fabricante	Nombre comercial	Concepto
Sea Twirl S1	Sea Twirl	-	-
Floatgen	BW Ideol	Damping Pool	Semisumergible
Kitakyushu	BW Ideol	Damping Pool	Semisumergible
Sakiyama	TODA Corp.	Hybrid Spar	Spar
Hywind Demo	Equinor	Hywind	Spar
Hywind Scotland	Equinor	Hywind II	Spar
Kincardine OWF	Principle Power	WindFloat	Semisumergible
WindFloat	Principle Power	WindFloat	Semisumergible
Yangjiang Shapa	Wison Offshore & Marine	w.semi	Semisumergible
TetraSpar	Stiesdal Offshore Tech.	TetraSub	Semisumergible

Las características de las tipologías de estas bases flotantes y los prototipos que se están planteando hoy en día, aunque de cada concepto han aparecido pequeñas variantes con algunos matices diferenciales, se pueden resumir en :

- Tipología Spar: es de tamaño reducido pero de gran calado y se posiciona mediante un fondeo con cadenas o cables metálicos. Es una estructura de forma cilíndrica lo cual le aporta una estabilidad autónoma. Como desventajas principales se tienen su compleja instalación y la necesidad de instalar la turbina

en el mar [70].

- Tipología Semi-sumergible: son estructuras formadas por columnas cilíndricas que se sumergen en el agua parcialmente, de manera horizontal o vertical. Estas estructuras pueden ser de hormigón o acero y pueden disponer de un lastre que las mantenga a flote. Se fija al fondo marino con varias cadenas o cables metálicos y es de grandes dimensiones, lo cual es necesaria una logística portuaria de grandes dimensiones. Su ventaja más importante reside en que su escaso calado permite su montaje en puerto y su posterior traslado con un remolcador hasta su punto final de instalación. Además sus grandes dimensiones hace que tenga contacto con la superficie marina lo que le aporta una ventaja en su estabilidad, la cual carecen los otros dos casos anteriores [71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88].
- Tipología Tension Leg Platform (TLP): esta estructura no tiene gran contacto con la superficie marina lo cual implica que su estabilidad se consiga con un sistema de tensores verticales, lo cual hacen a esta plataforma más rígida frente al movimiento y una instalación más compleja. También es de grandes dimensiones y de bajo calado lo cual permite su fácil transporte [89, 90, 91].

2.4 Situación actual en España

En España no existen parques eólicos marinos en funcionamiento conectados a la red de potencia. Tan solo hay una turbina instalada en las Islas Canarias con una potencia nominal de 5 MW [92] y otra en proceso de conexión a red [93] en aguas de Vizcaya. Esta situación se debe a una cuestión orográfica ya que el lecho marino se encuentra en aguas lo suficientemente profundas como para considerar inviable la instalación de turbinas mediante cimentaciones fijas, válidas para profundidades de hasta 50 metros aproximadamente. La plataforma continental española es muy estrecha lo que hace que el potencial sea muy limitado ante la imposibilidad de anclar las turbinas al fondo marino.

Sin embargo, gracias al desarrollo de la tecnología flotante se puede sortear dicha dificultad y en los últimos años varios promotores han presentado las diversas actuaciones iniciales para la construcción de parques eólicos marinos a gran escala. A día de hoy, según el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) [94], existen cuarenta proyectos eólicos marinos en tramitación para la consulta pública de sus evaluaciones ambientales, con unas potencias que oscilan entre los 2 MW hasta los 1.200 MW, según se observa en la tabla 2.9. De momento la potencia total a instalar para los proyectos en dicho estado de tramitación es de aproximadamente 10457,4 MW.

Para evitar el problema que surgiría ante la enorme cantidad de parque flotantes instalados es necesaria una reordenación planificada, y teniendo en cuenta que la

normativa está completamente desactualizada, el Gobierno Español ha tomado cuatro decisiones de manera prácticamente simultánea:

- Aprobar en Enero 2020 el borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 [95] donde se recogen los objetivos relacionados con las Energías Renovables (EERR) hasta 2030. A la tecnología eólica le corresponde un objetivo adicional a instalar de 22 GW sin diferenciar entre la eólica terrestre y la eólica marina.

- Publicar en Septiembre de 2021 el Plan de Ordenamiento del Espacio Marítimo (POEM) [96] para permitir la ordenación para el uso adecuado de los espacios marinos y la coexistencia con otras actividades correspondientes. Se intenta hacer un despliegue ordenado de los futuros parques eólicos, mantener un plan de desarrollo respetuoso con el medio ambiente, la compatibilidad con otras actividades (pesqueras, militares, espacios especialmente protegidos, usos de la población local...) así como la infraestructura de puertos necesaria. Identifica 5 demarcaciones marítimas y 28 emplazamientos en total aptos, desde el punto de vista eólico. Estos emplazamientos se clasifican en 3 tipos diferentes:

1. Zonas de Uso Prioritario para la energía eólica marina (ZUPER), las cuales cumplen con todas las características necesarias para que el desarrollo de los proyectos fuera más sencillo.
2. Zonas de Alto Potencial para la energía eólica marina (ZAPER), técnicamente son igual que las anteriores pero tienen algún tipo de impedimento que requiere un estudio más profundo para su aprobación final.
3. Zonas no aptas, destinadas para otro tipo de usos.

Dicho POEM se solicitó desde la Comisión Europea en 2014 [97] a todos los países que la integran, para que se establezca como elemento vertebrador de todas las actividades a desarrollar en el mar, en España se recoge en el Real Decreto 363/2017 [98].

- Paralizar en Junio de 2021 la admisión de nuevas solicitudes en el Real Decreto-ley 12/2021 [99]. Actualmente existe una moratoria provisional recogida en dicho RDL, Art. 2, Disposición adicional tercera, en la cual se indica la no admisión de nuevas solicitudes de reserva de zona de instalaciones de generación eólicas marinas al menos hasta la aprobación por parte del Gobierno de un nuevo marco normativo que establezca los nuevos requisitos. Sin embargo, las solicitudes presentadas con anterioridad a dicho Real Decreto-ley, continuarán con su tramitación según lo previsto en el Real Decreto 1028/2007 [100] por el que se establece el procedimiento necesario para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.

- Aprobar en Diciembre de 2021 la Hoja de Ruta para el Desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar, con el objetivo de alcanzar entre 1~3 GW de potencia eólica marina y 40~60 MW mediante otras tecnologías de generación ma-

rinas para el año 2030. También se tramitará un nuevo marco regulatorio claro y ordenado específico para cada tecnología de generación [101].

Debido a que la plataforma marina es de gran profundidad, la mayoría de los parques mencionados en la tabla 2.9 corresponden a eólica marina flotante, con las bases sujetas al fondo marino mediante cadenas catenarias. Así, en España se han creado líneas de desarrollo de plataformas flotantes para albergar turbinas donde no se puedan instalar en el lecho marino con cimentaciones fijas. En su mayoría, estos proyectos pioneros se concentran en las Islas Canarias, más concretamente en la parte sureste de la Isla de La Palma, donde se espera que se celebre el primer concurso para la asignación de zonas (Allocation Round) para el derecho de explotación de las mismas, prevista para principios del año 2023 aunque no existe un calendario determinado con plazos para la implantación de dichos parques. Tan solo, merece la pena destacar los objetivos marcados por el Gobierno de Canarias en la “Estrategia Energética de Canarias 2015-2025” [102](EECan25) donde se establecen 310 MW a instalar para el año 2025. También se espera la convocatoria de subastas, a fin de garantizar un precio de venta mínimo de energía durante un número estipulado de años, puesto que los altos costes que este tipo de generación de energía necesita debe garantizar un retorno de la inversión lo suficientemente atractivo como para atraer la inversión privada requerida.

Paralelamente a la energía eólica terrestre en la que España ocupa el cuarto lugar, la capacidad tecnológica y de ingeniería especializada en el ámbito marino ha conseguido una cadena de valor en dicha industria referente a nivel mundial, especialmente en la tecnología flotante como se puede observar en la tabla 2.10.

Igualmente existen 2 emplazamientos para la zona de ensayos de prototipos de pequeña escala y su instalación como son la PLataforma Oceánica de CANarias (PLOCAN) [103] y la Biscay Marine Energy Platform (BiMEP) [104]. También se ha planteado una zona adicional denominada H2Flot para ensayos de plataformas flotantes en Cantabria [105].

Tabla 2.10: Plataformas flotantes de turbinas de empresas españolas

Empresa/consorcio	Nombre comercial	Tecnología
Esteyco [106]	Telwind	Tension Leg Turbine
Saitec Offshore Technology [107]	Swinging Around Twin Hull (SATH)	Semisumergible
EnerOcean [69]	W2Power	Semisumergible
Nautilus Floating Solution [108]	Nautilus	Semisumergible
X1-Wind [109]	Pivot Buoy	Tension Leg Turbine
Beridi Maritime S.L. [110]	Triwind Floater	Semisumergible
Sener Group [111]	Hive Wind	Semisumergible
Universitat Pol. Catalunya [112]	WindCrete	Spar
Grupo Cobra [113]	Flocan	Semisumergible
Iberdrola [114]	TLPWind	Tension Leg Turbine

La tecnología más avanzada corresponde a la plataforma en construcción de la firma Saitec Offshore Technology, puesto que la primera turbina eólica marina flotante está prevista que se conecte a red a finales de 2022 en la zona de ensayos BiMEP a una profundidad de 85 m. El esquema y sus detalles constructivos se pueden observar en la figura 2.19 [115].

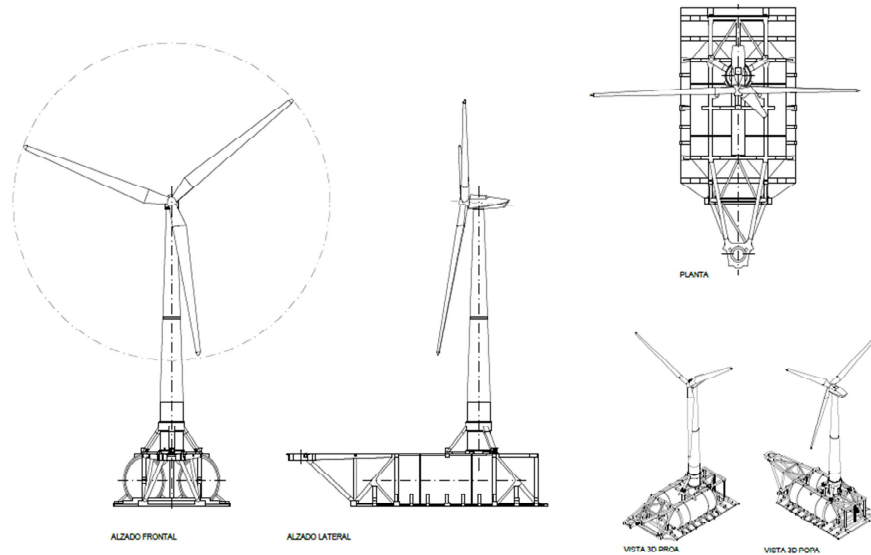


Figura 2.19: Detalle plataforma SATH de Saitec Offshore Technology

2.5 Conclusiones

En este capítulo 2, se ha presentado el estado actual de la industria eólica marina. Se han analizado las características técnicas haciendo un seguimiento cronológico de los parques eólicos marinos y merece la pena destacar ciertas tendencias. Según los datos aportados por los distintos NECPs para esta década, la generación eólica marina no solo se va a asentar en los mercados con cierta madurez, sino que las previsiones de crecimiento son muy prometedoras con un total acumulado de aproximadamente 265 GW para el año 2030. Por otro lado, cada vez más países se están interesando por este tipo de generación especialmente en emplazamientos muy profundos donde la tecnología flotante es la única opción viable. Tres zonas seguirán siendo las que acaparen gran parte del mercado como son el Mar del Norte, China y la costa este de EEUU, con importantes crecimientos en el Mar Báltico y Mar de Irlanda así como el despegue definitivo de nuevos mercados en Vietnam, Japón, Corea del Sur, España, Australia y el Mar Mediterráneo.

Desde el punto de vista de las turbinas eólicas, esta década estará dominada por turbinas con generadores síncronos de imanes permanentes a baja y media velocidad, con capacidades que oscilarán en el rango de 10~16 MW mientras que el resto de tecnologías han caído prácticamente en desuso y habrá que esperar si alguna nueva propuesta más radical se plantea para turbinas mucho más potentes y en consecuencia mayores voltajes.

Los sistemas de transmisión también tendrán su propia evolución, y todo parece indicar que la tecnología VSC-HVDC seguirá creciendo puesto que los nuevos emplazamientos propuestos son de grandes potencias y cada vez más alejados a los puntos de inyección en red de potencia.

En definitiva, la generación eólica marina tiende a ser de mayores potencias, a mayores distancias, a mayores voltajes y con nuevos retos a solucionar por parte de los ingenieros con el objetivo irrenunciable de seguir disminuyendo el precio de generación por unidad de energía.

Tabla 2.3: Características de las turbinas eólicas marinas en funcionamiento

Modelo	Potencia (MW)	Rotor (m)	Generador	IEC Class	Etapas caja	P.E. (W/m ²)
B76/2000	2,0	76	SCIG	IEC Class I	3	440,87
V80-2.0	2,0	80	DFIG	IEC Class IA/IIA	3	397,88
SWT-2.3-82	2,3	82	SCIG	IEC Class IA	3	431,30
SWT-2.3-93	2,3	93	SCIG	IEC Class IIA	3	338,58
GE3.6S Off.	3,6	104	DFIG	IEC Class IA	3	423,78
V90-3.0	3,0	90	DFIG	IEC Class IA/IIA	3	471,57
5M	5,0	126	DFIG	IEC Class IA	3	400,99
SWT-3.6-107	3,6	107	SCIG	IEC Class IA	3	400,35
WWD-3-100	3,0	100	LS-PMSG	-	1	381,97
M5000-116	5,0	116	MS-PMSG	IEC Class IA	1	473,11
SL3000/90	3,0	90	DFIG	IEC Class IA	3	471,57
SU80-2.0	2,0	80	DFIG	-	3	397,88
SWT-3.6-120	3,6	120	SCIG	IEC Class IA	3	318,30
GW109/2500	2,5	109	LS-PMSG	IEC Class IIIA	DD	267,91
6.2M 126	6,15	126	DFIG	IEC Class IB	3	493,22
SWT-2.3-101	2,3	101	SCIG	IEC Class IIB	3	287,07
Bard VM	5,0	122	DFIG	-	3	427,72
GE 1.6-82.5	1,6	82,5	DFIG	-	3	299,31
HTW-2.0-80	2,0	80	DFIG	-	3	397,88
V112-3.0	3,0	112	HS-PMSG	IEC Class IIA/IIIA	4	304,50
HZ102-2000	2,0	102	DFIG	IEC Class IIIA	3	244,75
SL3000/113	3,0	113	DFIG	IEC Class IIIA	3	297,55
EN 4.0/136	4,0	136	SCIG	IEC Class S	3	275,35
V112-3.3	3,3	112	SCIG	IEC Class IB/IIA	3	334,95
W3600/116	3,6	116	DFIG	IEC Class IIA	3	340,64
40SWT-2.5-108	2,5	108	SCIG	IEC Class IIB	3	272,89
SWT-3.0-101	3,0	101	LS-PMSG	IEC Class IA	DD	374,44
SWT-4.0-120	4,0	120	SCIG	IEC Class IA	3	353,67
SWT-4.0-130	4,0	130	SCIG	IEC Class IB	3	301,85

2.5 Conclusiones

Modelo	Potencia (MW)	Rotor (m)	Generador	IEC Class	Etapas caja	P.E. (W/m ²)
SWT-3.0-108	3,0	108	LS-PMSG	IEC Class IA	DD	327,47
XD 115-5.0	5,0	115	LS-PMSG	IEC Class I	DD	481,37
Haliade 6.0-150	6,0	150	LS-PMSG	IEC Class IB	DD	335,27
W3600/122	3,6	122	DFIG	IEC Class IIIB	3	307,95
V164-8.0	8,0	164	MS-PMSG	IEC Class S	2	378,71
SWT-3.3-130	3,3	130	LS-PMSG	IEC Class IIA	DD	248,62
SWT-3.2-113	3,2	113	LS-PMSG	IEC Class IIA	DD	319,08
HZ151-5000	5,0	151	HS-PMSG	IEC Class IIIB	3	279,20
HZ171-5000	5,0	171	HS-PMSG	IEC Class III	3	217,71
WinDS3000/90	3,0	90	HS-PMSG	IEC Class IA	3	455,23
AD 5-135	5,0	135	MS-PMSG	IEC Class I	1	352,80
SWT-7.0-154	7,0	154	LS-PMSG	IEC Class I	DD	375,80
V112-3.45	3,45	112	SCIG	IEC Class IA	3	350,18
GW130/2500	2,5	130	LS-PMSG	IEC Class III	DD	188,34
G132-5.0	5,0	132	MS-PMSG	IEC Class I	2	388,56
GW140/3300	3,3	140	LS-PMSG	IEC Class IIIA	DD	214,37
GW171/6450	6,45	171	LS-PMSG	IEC Class IIB	DD	280,85
MySE5.5-155	5,5	158	MS-PMSG	IEC Class IB	2	280,51
GW184/6450	6,45	184	LS-PMSG	IEC Class III	DD	242,56
EN 4.5/148	4,5	148	SCIG	IEC Class II/III/S	3	4261,57
V164-9.5	9,5	164	MS-PMSG	IEC Class I/S	2	449,72
MySE3.0-135	3,0	135	MS-PMSG	IEC Class IIIA	2	209,58

Modelo	Potencia (MW)	Rotor (m)	Generador	IEC Class	Etapas caja	P.E. (W/m ²)
6.2M 152	6,15	152	DFIG	IEC Class IB	3	338,92
WinDS3000/100	3,0	100	HS- PMSG	IEC Class IIA	3	381,97
WinDS3000/134	3,0	134	HS- PMSG	IEC Class IIIA	3	212,72
W4000/146	4,0	146	SCIG	IEC Class II	3	238,92
SG-8.0-167	8,0	167	LS- PMSG	IEC Class IB	DD	365,23
XE 140-4.0	4,0	140	LS- PMSG	IEC Class IIB	DD	259,84
XE 148-4.0	4,0	148	LS- PMSG	IEC Class IIIB	DD	232,51
DF186-7000	7,0	186	LS- PMSG	IEC Class II/III/S/T	DD	257,62
DF186-7500	7,5	186	LS- PMSG	IEC Class II/III/S/T	DD	276,02
EN 5.2/161	5,2	161	SCIG	IEC Class II/S	3	255,42
GW155/4500	4,5	155	LS- PMSG	IEC Class III	DD	238,48
HZ171-6200	6,2	171	HS- PMSG	IEC Class II	3	269,96
HWT-5.2-127	5,2	127	MS- PMSG	IEC Class IA	2	410,49
MySE3.0-112	3,0	112	MS- PMSG	IEC Class I/S	2	304,50
MySE5.0-133	5,0	133	MS- PMSG	IEC Class IA	2	359,89
MySE6.45-180	6,45	178	MS- PMSG	IEC Class I/S	2	259,19
MySE7.0-158	7,0	158	MS- PMSG	IEC Class IB	2	369,77
W6250/172	6,25	172	LS- PMSG	IEC Class II	DD	268,98
W5550F/172	5,55	172	MS- PMSG	IEC Class II	2	238,86
W6500F/185	6,5	185	MS- PMSG	IEC Class III/S	2	241,81
42						
SG-4.3-130	4,3	130	LS- PMSG	IEC Class IB/S/T	DD	323,96
SG-5.0-145	4,2~5,0	145	DFIG	IEC Class IIB	3	254,34~302,79
V150-4.2	4,0~4,2	150	SCIG	IEC Class IIB/S	3	226,35~237,67

Tabla 2.4: Turbinas en desarrollo, testeo e instalación

Modelo	Potencia (MW)	Rotor (m)	Generador	Etapas caja	P.E. (W/m ²)
Haliade X	12~14	220	LS-PMSG	DD	315,68~368,29
HZ210-10000	10	210	MS-PMSG	-	288,71
HZ256-16000	16	256	MS-PMSG	-	310,85
DF 186-10000	10	186	LS-PMSG	DD	368,03
DF 211-XXX	10~13	211	LS-PMSG	DD	285,98~371,78
WinDS 8.0-XXX	8	190/205	LS-PMSG	DD	282,15/242,37
EN 200/7.0	7	200	-	-	222,81
EN 190/8.0	8	190	-	-	282,15
GW XXX/8000	8	168/175/184	LS-PMSG	DD	360,89/332,60/300,86
GW 242/12000	12	242	MS-PMSG	-	260,89
EW 8.0-208	8	208	MS-PMSG	-	235,43
EW 11.0-208	11	208	LS-PMSG	DD	323,72
MySE11.0-XXX	11	203/230	MS-PMSG	2	339,86/264,75
MySEXXX-242	12/16	242	MS-PMSG	2	260,89/347,85
MySE16.0-252	16	252	MS-PMSG	2	320,79
UP 11000/200	11	200	LS-PMSG	DD	350,14
WD XXX-225	9/10	225	MS-PMSG	-	226,35/251,50
WD 15-240	15	240	MS-PMSG	-	331,57
U210-10	10	210	LS-PMSG	DD	288,71
SG-11.0-200	11	200	LS-PMSG	DD	350,14
SG-XXX-222	14/15	222	LS-PMSG	DD	361,68/387,52
SG-XXX-236	14/15	236	LS-PMSG	DD	320,04/342,90
V236-XXX	13,6/15/17	236	MS-PMSG	3	310,90/342,90/388,62

Tabla 2.5: Parques eólicos marinos con cimentación fija en funcionamiento

Parque	País	Potencia (MW)	Turbinas	Modelo
2001				
Middelgrunden	Dinamarca	40	20	B76/2000
2002				
Horns Rev I	Dinamarca	160	80	V80-2.0
2003				
Ronland	Dinamarca	17,2	4	V80-2.0
			4	SWT-2.3-93
Samsø	Dinamarca	23	10	SWT-2.3-82
2004				
Nysted I	Dinamarca	165,6	72	SWT-2.3-82
Arklow Bank I	Irlanda	25,2	7	GE 3.6 SL
North Hoyle	Reino Unido	60	30	V80-2.0
Scroby Sands	Reino Unido	60	30	V80-2.0
2005				
Kentish Flats	Reino Unido	90	30	V90-3.0
2006				
Barrow	Reino Unido	90	30	V90-3.0
2007				
Burbo Bank	Reino Unido	90	25	SWT-3.6-107
Lillgrund	Suecia	110,4	48	SWT-2.3-93
2008				
Egmond Aan Zee	Países Bajos	108	36	V90-3.0
Prinses Amalia	Países Bajos	120	60	V80-2.0
2009				
Thorton Bank I	Bélgica	30,45	6	5M
⁴⁴ Sprogo	Dinamarca	21	7	V90-3.0
Inner Dowsing	Reino Unido	97,2	27	SWT-3.6-107
Lynn	Reino Unido	97,2	27	SWT-3.6-107
Black Fl...	Reino Unido	90	27	SWT-3.6-107

2.5 Conclusiones

Parque	País	Potencia (MW)	Turbinas	Modelo
2010				
Alpha Ventus	Alemania	60	6	5M
			6	M5000
Donghai Bridge I	China	102	34	SL3000/90
Longyuan Rudong I	China	32	16	Varias
Horns Rev II	Dinamarca	209,3	91	SWT-2.3-93
Nysted II	Dinamarca	207	90	SWT-2.3-93
Gunfleet Sands I & II	Reino Unido	172,8	48	SWT-3.6-107
Robin Rigg	Reino Unido	174	58	V90-3.0
Thanet	Reino Unido	300	100	V90-3.0
Gäslingergrundet	Suecia	30	10	WWD-3-100
2011				
EnBW Baltic I	Alemania	48,3	21	SWT-2.3-93
Belwind I	Bélgica	165	55	V90-3.0
Avedore Holme	Dinamarca	10,8	3	SWT-3.6-120
Walney I	Reino Unido	183,6	51	SWT-3.6-107
2012				
Thorton Bank II	Bélgica	184,5	30	6.2M 126
Jiangsu Rudong 1 & 2	China	149,3	21	SWT-2.3-101
			17	SL 3000/113
			20	GW109/2500
Ormonde	Reino Unido	152,2	30	5M
Sheringham Shoal	Reino Unido	316,8	88	SWT-3.6-107
Walney II	Reino Unido	183,6	51	SWT-3.6-120
2013				
BARD	Alemania	400	80	Bard VM 45
Thorton Bank III	Bélgica	110,7	18	6.2M 126
Jiangsu Rudong III	China	50	20	GW109/2500
Anholt	Dinamarca	399,6	111	SWT-3.6-120
Greater Gabbard	Reino	504	140	SWT-3.6-107

Parque	País	Potencia (MW)	Turbinas	Modelo
London Array I	Reino Unido	630	175	SWT-3.6-120
Teeside	Reino Unido	62,1	27	SWT-2.3-93
Kårehamn	Suecia	48	16	V112-3.0
Bac Lieu I	Vietnam	16	10	GE 1.6-82.5
2014				
Riffgat	Alemania	108	30	SWT-3.6-120
Northwind	Bélgica	216	72	V112-3.0
Hydro. Rudong I	China	20	10	HZ102-2000
West of Duddon Sands	Reino Unido	388,8	108	SWT-3.6-120
2015				
Amrumbank West	Alemania	302	80	SWT-3.6-120
Borkum Riffgrund I	Alemania	312	78	SWT-3.6-120
Butendiek	Alemania	288	80	SWT-3.6-120
Dan Tysk	Alemania	288	80	SWT-3.6-120
EnBW Baltic II	Alemania	288	80	SWT-3.6-120
Global Tech I	Alemania	400	80	M5000
Meerwind Süd/Ost	Alemania	288	80	SWT-3.6-120
Nordsee Ost	Alemania	295,2	48	6.2M 126
Trianel Borkum I	Alemania	200	40	M5000
Hydro. Rudong II	China	80	32	SWT-2.5-108
Longyuan Rudong IV	China	200	25	W4000/130
			25	EN 4.0/136
Nanri Island I	China	16	4	W4000/120
Donghai Bridge II	China	97,2	27	W3600/116
Luchterduinen	Países Bajos	129	43	V112-3.0
Gwynt y Môr	Reino Unido	576	160	SWT-3.6-107
Humber Gateway 46	Reino Unido	219	73	V112-3.0
Kentish Flats Ext.	Reino Unido	49,5	15	V112-3.3
Westermost Rought	Reino Unido	210	35	SWT-6.0-154

2.5 Conclusiones

Parque	País	Potencia (MW)	Turbinas	Modelo
Xiangshui OWF	China	202	18	GW136/3000
			37	W4000/130
Gemini	Países Bajos	600	150	SWT-4.0-130
Westermeerwind	Países Bajos	144	48	SWT-3.0-108
Bac Lieu II	Vietnam	83,2	52	GE 1.6-82.5
2017				
Sandbank	Alemania	288	72	SWT-4.0-130
Shanghai Lingang II	China	102	28	W3600/122
Block Island	EEUU	30	5	Haliade 6.0-150
Burbo Bank Ext.	Reino Unido	256	32	V164-8.0
Gode Wind 1 & 2	Alemania	582	97	SWT-6.0-154
Belwind 2	Bélgica	165	50	V112-3.3
Veja Mate	Alemania	402	67	SWT-6.0-154
Tahkoluoto	Finlandia	42	10	SWT-4.0-130
Ajos	Finlandia	26,4	8	SWT-3.3-130
Dudgeon	Reino Unido	402	67	SWT-6.0-154
Rudong H12	China	302,4	38	W4000/130
			19	HZ151-5000
			1	HZ171-5000
			12	EN 4.0/136
Luneng Dongtai	China	200	50	W4000/130
Tamra OWF	Corea del Sur	30	10	WinDS3000/90
Nordergründe	Alemania	110,7	18	6.2M 126
Nordsee One	Alemania	332,1	54	6.2M 126
Blyth Array 2	Reino Unido	41,5	5	V164-8.0
2018				
Wikinger	Alemania	350	70	AD 5-135
Race Bank	Reino Unido	573,3	91	SWT-6.0-154
Nissum Bredning	Dinamarca	28	4	SWT-7.0-154
Galloper	Reino Unido	352,8	56	SWT-6.0-154

Parque	País	Potencia (MW)	Turbinas	Modelo
Walney Ext.	Reino Unido	659	47	SWT-7.0-154
			40	V164-8.0
Aberdeen OWF	Reino Unido	93,2	11	V164-8.0
Borkum Riffgrund II	Alemania	464,8	56	V164-8.0
Jiangsu Dafeng H12	China	200	80	GW130/2500
Jiangsu Jiangjiasha H1	China	315	75	EN 4.2/136
Jiangsu Dafeng H3	China	302,4	72	EN 4.2/136
2019				
Dongtai Four H2	China	302,4	12	EN 4.2/136
			63	W4000/130
Arkona	Alemania	360	60	SWT-6.0-154
Rentel	Bélgica	308,7	42	SWT-7.0-154
Beatrice	Reino Unido	588	84	SWT-7.0-154
Merkur OWF	Alemania	396	66	Haliade 6.0-150
Norther	Bélgica	369,6	44	V164-8.0
Shanghai Lingang I	China	112,5	25	W4000/136
			2	W6250/172
Jiangsu Dafeng H7	China	200	80	GW109/2500
Horns Rev III	Dinamarca	406,7	49	V164-8.0
Deutsche Bucht	Alemania	260,4	31	V164-8.0
Huaneng Dafeng H13	China	300	48	EN 4.2/136
			20	HZ151-5000
EnBW Hohe See	Alemania	497	71	SWT-7.0-154
Formosa 1 OWF	Taiwan	128	20	SWT-6.0-154
			2	SWT-4.0-120
Tianjin Nangang I	China	90	18	G132-5.0
Jiangsu Dafeng H11	China	300,75	54	GW140/3300
			19	GW171/6450
2020				
Daishan 4	China	234	36	EN 4.5/148
			18	XD 140-4.0
OWP Albatros	Alemania	112	16	SWT-7.0-154
Humbly Grove ONE	Reino Unido	1218	174	SWT-7.0-154

2.5 Conclusiones

Parque	País	Potencia (MW)	Turbinas	Modelo
Guanyun OWF 1	China	103,5	31	GW184/6450
			17	GW171/6450
Northwester 2	Bélgica	218,5	23	V164-9.5
Binhai South H3	China	300	75	W4000/130
Datang Jiangsu Binhai	China	301,8	46	GW140/3300
			50	MySE3.0-135
Laoting Bodhi Island	China	300	75	W4000/130
Trianel Phase II	Alemania	201,6	32	6.2M 152
East Anglia ONE	Reino Unido	714	102	SWT-7.0-154
Southwest Demo	Corea del Sur	60	7	WinDS3000/100
			13	WinDS3000/134
Virginia OWF	EEUU	12	2	SWT-6.0-154
Borssele 1 & 2	Países Bajos	752	94	SG-8.0-167
Nanpeng Island 1	China	401,5	73	MySE5.5-155
Dalian Zhuanghe III	China	303,45	51	GW140/3300
			21	GW171/6450
Rudong H14	China	200	50	W4000/130
Jiangsu Jiangjiasha H2	China	301,5	67	EN 4.5/148
Mermaid	Bélgica	235,2	28	SG-8.0-167
SeaStar	Bélgica	252	30	SG-8.0-167
2021				
Zhuhai Jinwan	China	302,5	55	MySE5.5-155
Borssele 3 & 4 & 5	Países Bajos	750,5	79	V164-9.5
Dalian Zhuanghe II	China	300	60	HZ171-5000
Sheyang H2	China	405	90	EN 4.5/148
Sicheng Port	China	203	29	W7000/154
Putian City Flat Bay VI	China	203	29	W7000/154
Zhuhai Phase 1	China	102	34	MySE3.0-112
Rudong H3	China	402,4	53	HZ151-5000
			25	HZ171-5000
			2	HZ171-6200

Parque	País	Potencia (MW)	Turbinas	Modelo
Cangnan 4	China	400,4	77	EN 5.2/161
Rudong H5	China	300	75	W4000/146
Rudong H4	China	400	100	W4000/146
Zhugensha H1	China	200	50	W4000/146
Jiaxing 1	China	301,2	38	XE 148-4.0
			34	W4000/130
			1	HZ171-6200
			1	DF186-7000
CGN Houhu	China	500,5	91	MySE5.5-155
Fuqing Strait Haitan	China	299,2	19	MySE7.0-158
			26	HZ171-6200
			1	HZ151-5000
Zhanjiang Xuwen	China	606,3	47	GW171/6450
			47	MySE6.45-180
Shenquan 1	China	315,5	37	MySE5.5-155
			16	W7000/154
Shengsi 2	China	399,95	32	W6250/172
			31	MySE6.45-180
Nanpeng Island 2	China	302,5	55	MySE5.5-155
Yangjiang Shapa II A2	China	508,6	31	GW171/6450
			47	MySE6.45-180
Rudong H6	China	400	100	W4000/146
Wailuo Phase 2	China	200	32	W6250/172
Yuedian Shapa	China	302,2	46	MySE6.45-180
			1	MySE5.5-155
Rudong H2	China	350	70	HZ171-5000
Yangjiang Shapa I	China	418,6	55	MySE5.5-155
			18	GW171/6450
Windpark Fryslan	Países Bajos	382,7	89	SG-4.3-130
Wailuo Phase 3	China	206,4	32	MySE6.45-180
Jiangsu Dafeng H5	China	206,4	32	GW184/6450
Rudong H7	China	400	100	W4000/146
Bandaonan 4	China	301,6	58	EN 5.2/161
Dafeng H4	China	303,15	47	GW184/6450
Tan Thuan	Vietnam	75,6	18	SG-5.0-145

2.5 Conclusiones

Parque	País	Potencia (MW)	Turbinas	Modelo
Rudong H10	China	400	100	W4000/146
Dafeng H8-2	China	300	20	GW184/6450
			38	GW155/4500
Yangjiang Shapa IV A1	China	900,85	93	MySE6.45-180
			43	DF186-7000
Rudong H8	China	300	40	HZ171-5000
			25	W4000/146
			38	W6250/172
			33	HZ171-6200
			30	EN 5.2/161
Qidong	China	806,95	14	DF186-7000
			17	W5550F/172
			1	W6500F/185
			1	HZ210-10000
			26	V150-4.2
Dong Hai I	Vietnam	100	26	V150-4.2
Soc Trang 7	Vietnam	29,4	7	V150-4.2
Pingtán Island	China	240	60	W4000/130
Fengxian 1	China	206,4	16	GW184/6450
			16	MySE6.45-180
Zhuanghe IV Phase I	China	350	25	HZ171-6200
			26	DF186-7500
Rudong H13	China	150	30	HZ171-5000
Rudong H15	China	200	40	HZ171-5000
Lemen I	China	245	35	W7000/154
Hoa Binh	Vietnam	150	39	V150-4.2
Tra Vinh 1 & 2 & 3	Vietnam	150	12	GW155/4500
			24	V150-4.2
Jiaxing 2	China	300	50	W6000/154
Ben Tre 5 Phase 1	Vietnam	31,5	7	SG-5.0-145
Ben Tre 7	Vietnam	29,4	7	V150-4.2
Yuhuan North	China	154	22	DF186-7000
Tan An Phase 1	Vietnam	25,2	6	V150-4.2
Changjiangao	China	185	37	MySE5.0-133
Zhuhai Phase II	China	101,15	8	DF186-7000
			7	MySE6.45-180
Pingtán Strait	China	33,5	5	GW154/6700

Parque	País	Potencia (MW)	Turbinas	Modelo
2022				
Triton Knoll	Reino Unido	857,25	90	V164-9.5
Trung Nam	Vietnam	100	25	SG-5.0-145
Donghai Bridge II Ext.	China	45,5	7	W6500F/185
Moray Esat	Reino Unido	952,5	100	V164-9.5
Beleolico	Italia	30	10	MySE3.0-135
Tra Vinh 5 & 6	Vietnam	77,4	18	SG-5.0-145
Ben Tre 5 Phase 2	Vietnam	31,5	7	SG-5.0-145
Ben Tre 9 Phase 1	Vietnam	29,4	7	V150-4.2
Ben Tre 10 Phase 1	Vietnam	29,4	7	SG-4.5-145
Soc Trang Phase 1	Vietnam	33	10	GW155/3300
Yuhuan South	China	147	21	DF186-7000
Hornsea TWO	Reino Unido	1386	165	SG-8.0-167

Tabla 2.6: Sistemas colector y transmisión con cimentación fija en funcionamiento

Parque	Colector (líneas x kV)	Topología ¹	Subestación	Transmisión (líneas x kV)
Middelgrunden	2x30	R	0	2x30
Horns Rev I	5x33	D	1	1x150
Ronland	-	-	0	-
Samsø	2x30	R	0	2x30
Nysted I	8x33	R	1	2x132
Arklow Bank I	1x35	R	0	1x35
North Hoyle	2x33	D	0	2x33
Scroby Sands	3x33	A	0	3x33
Kentish Flats	3x33	D	0	2x33
Barrow	4x33	R	1	1x132
Burbo Bank	3x33	R	0	3x33
Lillgrund	5x33	R-D	1	1x130
Egmond Aan Zee	3x34	R-D	0	3x34
Prinses Amalia	10x33	R	1	1x150
Thorton Bank I	1x33	R	1 ²	2x150 ²
Sprogo	2x10	R	0	2x10
Inner Dowsing	3x33	D	0	3x33
Lynn	3x33	D	0	3x33
Rhyl Falts	3x33	D	0	3x33
Alpha Ventus	4x33	A	1	1x110
Donghai Bridge I	-	-	0	-
Longyuan Rudong I	-	-	0	-
Horns Rev II	7x33	R-D	1	1x150
Nysted II	10x33	R	1	1x132
Gunfleet Sands I & II	5x33	D	1	1x132
Robin Rigg	(4+4)x33	A	2	2x132
Thanet	10x33	R-D	1	2x132
Gäslingergrundet	-	-	0	-
EnBW Baltic I	-	-	1	2x150 ²
Belwind I	6x33	R	1	1x150
Avedore Holme	-	-	0	- ⁵³
Walney I	5x33	R-D	1	1x132
Thorton Bank II	5x33	R	1 ²	2x150 ²
Jiangsu Rudong 1 & 2	-	-	0	-
Ormonde	4x33	A	1	1x132

Parque	Colector (líneas x kV)	Topología ¹	Subestación	Transmisión (líneas x kV)
BARD	12x33	R-D	1	2x155 ³
Thorton Bank III	3x33	R	1 ²	2x150 ²
Jiangsu Rudong III	-	-	0	-
Anholt	12x33	R-D	1	1x220
Greater Gabbard	22x33	A	2	3x132
Lincs	8x33	D	1	2x132
London Array I	(12+12)x33	A	2	4x150
Teeside	2x33	D	0	2x33
Kårehamn	2x33	-	0	2x33
Bac Lieu I	-	-	0	-
Riffgat	4x33	M	1	1x155
Northwind	8x33	R	1	1x220
Hydro. Rudong I	-	-	0	-
West of Duddon Sands	12x33	D	1	2x155
Amrumbank West	12x33	A	1	2x155 ³
Borkum Riffgrund I	10x33	D	1	2x155 ³
Butendiek	12x33	A	1	2x155 ³
Dan Tysk	8x33	M	1	2x155 ³
EnBW Baltic II	12x33	A	1	2x150 ²
Global Tech I	12x33	M	1	2x155 ³
Meerwind Süd/Ost	16x33	A	1	2x155 ³
Nordsee Ost	8x33	A	1	2x155 ³
Trianel Borkum I	8x33	A	1	2x155 ³
Hydro. Rudong II	-	-	0	-
Longyuan Rudong IV	-	-	0	0
Nanri Island I	1x35	R	0	1x35
Donghai Bridge II	4x35	R-D	0	4x35
Luchterduinen	6x33	R-D	1	1x150
Gwynt y Môr	(8+8)x33	D	2	4x132
Humber Gateway	8x33	A	1	2x132
Kentish Flats Ext.	2x33	D	0	2x33
⁵⁴ Westermost Rought	6x33	R-D	1	1x132
Binhai North H1	-	-	0	-
Putian City Flat Bay I	2x35	D	0	2x35
CNG Rudong	-	-	1	-
Xiangshui OWF	8x35	R	1	1x220

2.5 Conclusiones

Parque	Colector (líneas x kV)	Topología ¹	Subestación	Transmisión (líneas x kV)
Shanghai Lingang II	4x35	D	0	4x35
Block Island	1x34,5	R	0	1x34,5
Burbo Bank Ext.	8x33	R-D	1	1x220
Gode Wind 1 & 2	(8+9)x33	D	2	2x155 ³
Belwind 2	5x33	R	1	1x220
Veja Mate	12x33	A	1	2x155 ³
Tahkoluoto	4x30	R-D	0	4x30
Ajos	-	-	0	-
Dudgeon	12x33	R	1	2x132
Rudong H12	(6+6)x35	M	2	2x110
Luneng Dongtai	8x35	R-D	1	1x220
Tamra OWF	-	-	0	-
Nordergründe	-	-	1	1x155
Nordsee One	10x33	A	1	2x155 ³
Blyth Array 2	1x66	R	0	1x66
Wikinger	12x33	R-D	1	2x220
Race Bank	17x33	R-D	2	2x220
Nissum Bredning	1x66	D	0	1x66
Galloper	12x33	R-D	1	2x132
Rampion	12x33	A	1	2x150
Binhai North H2	16x35	R-D	1	2x220
Zhoushan Putuo 6	10x35	R	1	-
Walney Ext.	(10+10)x33	R-D	2	2x220
Aberdeen OWF	2x66	A	0	2x66
Borkum Riffgrund II	-	-	1	2x155 ³
Jiangsu Dafeng H12	-	-	1	1x220
Jiangsu Jiangjiasha H1	-	-	1	2x220
Jiangsu Dafeng H3	12x35	R-D	1	-
Dongtai Four H2	-	-	1	2x220
Arkona	10x33	A	1	2x220
Rentel	6x33	R	1	2x220
Beatrice	(7+7)x33	A	2	2x220 ⁵
Merkur OWF	12x33	A	1	2x155 ³
Norther	11x33	R	1	1x220
Shanghai Lingang I	4x35	R-D	0	4x35
Jiangsu Dafeng H7	-	-	1	-

Parque	Colector (líneas x kV)	Topología ¹	Subestación	Transmisión (líneas x kV)
EnBW Hohe See	15x33	A	1	2x155 ³
Formosa 1 OWF	4x33	D	0	4x33
Tianjin Nangang I	-	-	0	-
Jiangsu Dafeng H11	-	-	1	2x220
Daishan 4	-	-	1	2x220
OWP Albatros	4x33	A	1	2x155 ³
Hornsea ONE	(12+12+12)x33	R-D	3+1	3x220
Wailuo Phase 1	8x35	R-D	1	1x220
Huaneng Dafeng Ext.	4x35	R	-	-
Guanyun OWF 1	-	-	-	-
Northwester 2	6x33	R	1	1x220
Binhai South H3	10x35	R	1	2x220
Datang Jiangsu Binhai	-	-	-	-
Laoting Bodhi Island	-	-	1	1x220
Trianel Phase II	8x33	A	1	2x155 ³
East Anglia ONE	-	-	1	2x220
Southwest Demo	3x22,9	R-D	1	1x154
Virginia OWF	1x66	R	0	1x66
Borssele 1 & 2	12x66	R-D	1	2x220
Nanpeng Island 1	16x35	R	1	2x220
Dalian Zhuanghe III	-	-	1	-
Rudong H14	12x35	R-D	1	1x220
Jiangsu Jiangjiasha H2	-	-	1	-
Mermaid	-	-	1	2x220
SeaStar	-	-	1	1x220
Zhuhai Jinwan	12x35	R	1	2x220
Borssele 3 & 4 & 5	13x66	R	1	2x220
Dalian Zhuanghe II	-	R	-	-
Sheyang H2	16x35	R-D	1	2x220
Sicheng Port	-	-	0	-
Putian City Flat Bay VI	8x35	-	0	8x35
56 Zhuhai Phase 1	4x35	R-D	0	4x35
Rudong H3	16x35	R-D	1	2x220
Kriegers Flak III	(9+9)x33	R	2	4x220 ²
Taipower I	4x33	A	0	4x33
Zhugensha H2	11x35	R-D	1	2x220

2.5 Conclusiones

Parque	Colector (líneas x kV)	Topología ¹	Subestación	Transmisión (líneas x kV)
Zhugensha H1	-	-	1	1x220
Jiaxing 1	12x35	R	1	2x220
CGN Houhu	(10+9)x35	R	2	2x220
Fuqing Strait Haitan	12x35	R	0	12x35
Zhanjiang Xuwen	(10+10)x35	R	2	2x220
Shenquan 1	12x35	R	1	2x220
Shengsi 2	-	-	1	2x220
Nanpeng Island 2	-	-	1	-
Yangjiang Shapa II A2	16x35	R	1	2x220
Rudong H6	16x35	R	1	2x220 ³
Wailuo Phase 2	8x35	R	1	1x220
Yuedian Shapa	-	-	1	2x220
Rudong H2	-	-	1+1	2x220
Yangjiang Shapa I	16x35	R	1	2x220
Windpark Fryslan	12x33	R	1	2x110
Wailuo Phase 3	8x35	R-D	1	1x220
Jiangsu Dafeng H5	-	-	1+1	2x220
Rudong H7	16x35	R	1	2x220
Bandaonan 4	-	R	1	2x220
Dafeng H4	12x35	R-D	1	3x220
Tan Thuan	5x22	-	0	5x22
Tan Phu Dong	2x35	-	0	2x35
Dafeng H6	12x35	R	1	2x220
Bandaonan 3	-	-	1	2x220
Putian City Flat Bay II	-	-	1	1x220
Sheyang H1	12x35	R-D	1	2x220
Xiangshan 1	-	-	1	2x220
Rudong H10	16x35	R	1	2x220 ³
Dafeng H8-2	12x5	-	1	1x220
Yangjiang Shapa IV A1	30x35	R	1	2x220
Rudong H8	-	-	1	2x220 ³
Qidong	32x35	-	3	4x220 ⁷
Dong Hai I	-	-	0	-
Soc Trang 7	-	-	0	-
Pingtán Island	11x35	-	0	11x35
Fengxian 1	8x35	R	1	1x220

Parque	Colector (líneas x kV)	Topología ¹	Subestación	Transmisión (líneas x kV)
Rudong H13	-	-	1	1x220
Rudong H15	-	-	1	1x220
Lemen I	9x35	R-D	1	2x220
Hoa Binh	-	-	0	-
Tra Vinh 1 & 2 & 3	-	-	-	-
Jiaxing 2	-	-	1	2x220
Ben Tre 5 Phase 1	-	-	-	-
Ben Tre 7	1x22	R	0	1x22
Yuhuan North	2x66	R	0	2x66
Tan An Phase 1	1x22	R	0	1x22
Changjiangao	-	-	-	-
Zhuhai Phase II	-	-	-	-
Pingtang Strait Bridge	1	-	0	1x35
Triton Knoll	(6+6)x66	M	2	2x220
Trung Nam	-	-	0	-
Donghai Bridge II Ext.	-	-	-	-
Moray East	(5+5+5)x66	R	3	3x220
Belelico	1x33	-	0	1x33
Tra Vinh 5 & 6	-	-	0	-
Ben Tre 5 Phase 2	-	-	0	-
Ben Tre 9 Phase 1	-	-	0	-
Ben Tre 10 Phase 1	1x35	R	0	1x35
Soc Trang Phase 1	1x35	R	0	1x35
Yuhuan South	2x66	R	0	2x66
Hornsea TWO	18x66	R-D	1+1	3x220

¹R-configuración radial, D-configuración dentrita, A-configuración anillo, M-configuración mallada

²Parques eólicos que comparten subestación y/o cable de transmisión

³Parques eólicos con sistema de transmisión combinado HVAC & HVDC.

Tabla 2.9: Parques eólicos marinos en España

Proyecto	Ubicación	Potencia (MW)	Promotor
Elican	Canarias	5	Consortio Elican
DemoSATH	País Vasco	2	Saitec Offshore Technology
Mar de Canarias	Canarias	10	Esdras Automática S.L.
Gran Canaria Este	Canarias	144	Ocean Winds
Lanzarote Este	Canarias	50	Ocean Winds
Alisio	Canarias	49,9	Grupo Cobra
Cabildo	Canarias	49,9	Grupo Cobra
Sahariano	Canarias	49,9	Grupo Cobra
Colombino	Canarias	49,9	Grupo Cobra
Tramuntana	Cataluña	1.000	BlueFloat Energy/Sener
Canarray	Canarias	180	EnerOcean
San Borondón	Canarias	238	Iberdrola
San Cibrao	Galicia	490	Iberdrola
San Brandán	Galicia	490	Iberdrola
Mar de Ágata	Andalucía	300	BlueFloat Energy/Sener
Nordés	Galicia	1.200	BlueFloat Energy/Sener
Geroa	País Vasco	45	Saitec Offshore Technology
Salinas I	Canarias	49,9	Green Stone Renewable II S.L.
San Agustín I	Canarias	49,9	Green Stone Renewable II S.L.
Gran Canaria	Canarias	210	Desarrollos Renovables
Gofio	Canarias	50	Greenalia
Gavina	Cataluña	500	Iberdrola
Medfloat	Cataluña	50	Saitec Offshore Technology
Tarahal	Canarias	225	BlueFloat Energy/Sener
Galwind	Galicia	1.000	Grupo Cobra
Catwind	Cataluña	1.200	Grupo Cobra
Alwind	Andalucía	300	Grupo Cobra
Canawind I	Canarias	250	Grupo Cobra
Canawind II	Canarias	250	Grupo Cobra
Dunas	Canarias	50	Greenalia
Mojo	Canarias	50	Greenalia
Cardón	Canarias	50	Greenalia
Guanche	Canarias	50	Greenalia
Maresía	Canarias	254	Capital Energy S.L.
FOWCA	Canarias	200	Equinor & Naturgy
Gulpi	Galicia	495	Equinor

3 Tecnología VSC-HVDC

En el presente capítulo se hace un análisis de la tecnología VSC-HVDC y una comparativa respecto a las tecnologías HVAC y LCC-HVDC también denominada CSC-HVDC. Se destacan sus características principales, gracias a las cuales en muchos aspectos está desplazando a las tecnologías más maduras, especialmente en Europa. También se presentan todas las instalaciones actualmente en servicio y las que se prevén que lo hagan próximamente.

Como se ha visto en el Capítulo 2, la generación eólica marina está en constante crecimiento con unas previsiones al alza muy importantes y son varios los parques eólicos marinos que comparten sistemas de transmisión con tecnología VSC-HVDC. En esta línea, el capítulo describe los componentes de un sistema de este tipo para desarrollar en el Capítulo 5 una metodología basada en evaluar las pérdidas de energía de distintas topologías y poder identificar los puntos críticos del sistema. De esta manera, resulta más sencillo tratar de buscar soluciones eficaces alternativas y seleccionar la óptima.

3.1 Características de la tecnología VSC-HVDC

Las interconexiones son de vital importancia en el desarrollo de una red común europea puesto que permite el intercambio de energía entre países vecinos y la integración de las energías renovables facilitando, por lo tanto, la transición energética. También es el punto de partida para el mercado único de la electricidad. En esta línea, en junio de 2019 la UE estableció un mínimo de interconexión para los países miembro, indicando que la relación entre la energía que se importa y la potencia de generación instalada debe ser al menos del 15 % para el año 2030 [116]. Así se busca eliminar cualquier mercado eléctricamente aislado y evitar restricciones para intercambios de energía. A este escenario también se le suman dos condicionantes, por un lado, la generación de energía de carácter renovable instalada sigue un patrón intermitente que se debe compensar con interconexiones, y por otro, el sector eléctrico en Europa se liberalizó en el año 1998, por lo que las interconexiones comenzaron a ganar interés.

Sin embargo, estas interconexiones exigen una serie de condiciones que desde el punto de vista técnico y/o económico no se pueden cumplir con la tecnología HVAC, especialmente las que se refieren a grandes potencias y grandes distancias. Por este motivo las líneas HVDC han dado respuesta a las nuevas necesidades de la red,

gracias al desarrollo que ha tenido principalmente la electrónica de potencia y la industria del cable. Así la energía puede fluir con total libertad entre países sin ningún tipo de restricción haciendo que la generación de energía eléctrica sea la más eficiente en cada momento, la más competitiva y de origen renovable. Además las líneas HVDC se han adaptado muy bien a las exigencias de la red AC [117, 118] y coexisten sin problemas. De esta manera, las primeras líneas VSC-HVDC entraron en servicio a finales de los años 90 y posteriormente, debido a la importancia que han cobrado las líneas HVDC, la UE aprobó el reglamento 2016/1447 por el que se establecen los requisitos a cumplir para las conexiones a red mediante líneas HVDC [119].

La transmisión HVDC se utiliza cada vez más en todo el mundo por diferentes motivos. Uno de ellos es que los cables de HVAC se ven afectados por el efecto capacitivo, lo que limita la longitud que se puede utilizar de forma efectiva, especialmente en instalaciones submarinas o subterráneas. Existe la alternativa de compensar la potencia reactiva para minimizar este efecto, pero a partir de un punto de equilibrio, la opción HVDC termina siendo más efectiva pese a los altos costes fijos de las subestaciones convertidoras.

3.1.1 Componentes del sistema VSC-HVDC

Un sistema VSC-HVDC consta de los siguientes componentes según muestra la Figura 3.1 [120, 121]:

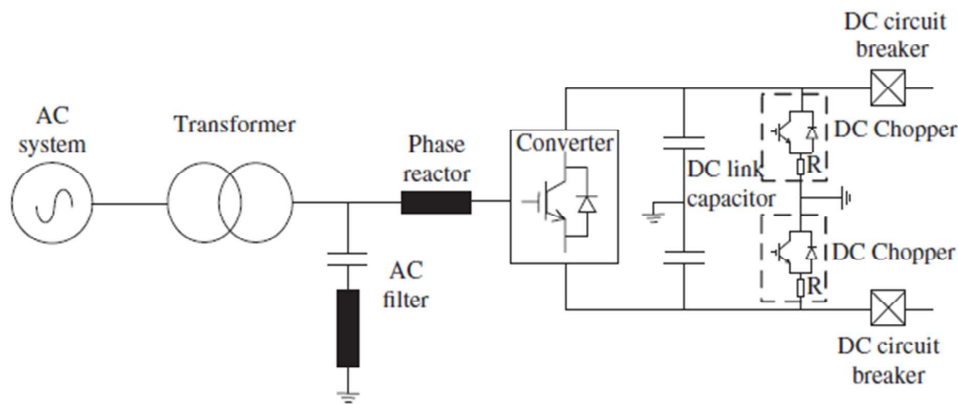


Figura 3.1: Esquema de un sistema VSC-HVDC

- Interruptor AC: se utiliza para conectar-desconectar el sistema completo en condiciones de falta y se encuentran en ambos lados del sistema. Son iguales a los interruptores estándar utilizados en las líneas de HVAC.
- Transformador: el transformador trifásico se intercala entre la red HVAC y el convertidor. El transformador posee intercambiadores-tap o derivaciones con el objetivo de ayudar a adaptar y regular el voltaje en la parte HVDC de la

línea de transmisión. Además la reactancia del transformador acopla las partes del convertidor y el sistema HVAC.

- Filtros AC: conectados de manera permanente, estos filtros paso-bajo LC suprimen los armónicos generados por la conmutación de los componentes de potencia en el convertidor. En la tecnología MMC los filtros de AC pueden no ser necesarios.
- Reactancia en AC: su papel consiste en aumentar la reactancia en caso de necesitar un valor superior al que ofrece el transformador trifásico. Puede situarse entre el transformador y el convertidor o en serie con cada rama de componentes electrónicos de potencia. También reduce las corrientes de falta y los armónicos la alta frecuencia.
- Convertidores: es el elemento más importante y donde se realiza la transformación de energía eléctrica de AC a DC (rectificador) y de DC a AC (inversor). Están formados por dos ramas en cada fase, compuestas por líneas de submódulos de elementos electrónicos de potencia en serie/paralelo y condensador. Generalmente se clasifican en función del número de niveles en que puede sintetizar la onda en el inversor, siendo en la actualidad la tecnología multinivel la más avanzada y utilizada. Merece la pena destacar, dos variantes de los convertidores multinivel que son la configuración de medio puente (Half bridge-HB, en inglés) y en puente completo (Full bridge-FB, en inglés). Como diferencia principal y más importante radica en que la configuración del submódulo en FB puede tener entre sus terminales voltaje positivo o negativo, lo que hace que el convertidor sea capaz de bloquear corrientes de falta en DC [122, 123]. Los tipos de convertidores en función de su nivel se pueden ver en la Tabla 3.2.
- Reactancia en DC: los cables HVDC pueden necesitar una reactancia para evitar la interrupción de la corriente cuando ésta es de bajo valor, limitar las corrientes de falta en DC y reducir los armónicos de corriente.
- Condensadores DC: almacenan-liberan energía durante los momentos de conducción o bloqueo de los componentes electrónicos de potencia, así ayuda a mantener el voltaje DC lo más constante posible y reduciendo así el rizado. En los convertidores multi-modulares (Multi-modular converters-MMC, en inglés) cada submódulo posee dicho condensador, por lo que no es necesario instalar condensadores externos línea-tierra.
- Sistema de tierra: el sistema puede conectarse a tierra de tres formas diferentes [124]: (1) desde el punto neutro del transformador, (2) mediante una reactancia en estrella, y (3) desde el lado de DC se realiza en el punto medio de los condensadores en cada convertidor y se pueden conectar a tierra mediante valores de impedancia mayores [125].
- Chopper: instalado en la subestación terrestre y especialmente útil en integración de parques eólicos marinos. Su función consiste en disipar la potencia

del parque eólico cuando hay una falta en el lado de HVAC en tierra y la red no está disponible para inyectar la energía generada. Por otro lado, también ayuda a regular el voltaje DC cuando éste alcanza valores demasiado altos.

- Interruptores DC: tradicionalmente las faltas en DC se aíslan desde el lado de AC [126] dejando a todo el sistema fuera de servicio. Conviene aislar y despejar la falta con los convertidores conectados a la red AC y en caso de ser necesario puedan trabajar como compensadores estáticos (STATatic COMPensators-STATCOMs, en inglés). Especialmente útiles en redes multiterminales.
- Cables DC: el sistema de cableado puede variar en función de la configuración que tenga como se ha mencionado en el apartado anterior. Pueden ser con conductores de cobre o aluminio siendo lo más habitual utilizar cobre en ambiente marino y aluminio en tierra.

Los conductores de cobre tienen una mayor capacidad de carga que el aluminio para la misma sección transversal, por lo que el diámetro total más pequeño da como resultado una manipulación más sencilla durante la instalación en un entorno marino, lo que facilita el funcionamiento de los rodillos metálicos en los buques de tendido con precisión. Por otro lado, el cobre presenta mayor peso específico lo que gana estabilidad en el fondo marino frente a corrientes marinas que pueden provocar movimientos de arena. Esta resistencia al movimiento en presencia de corrientes en el lecho marino tiene ventaja en el proceso de tendido de cables, haciéndolo más eficiente en condiciones difíciles en alta mar. Por el contrario, el conductor de aluminio es menos costoso, de mayor sección y se utiliza para cables subterráneos donde no hay problemas relativos a la dificultad de su instalación.

Los cables para la tecnología VSC-HVDC son de dos tipos en función de su aislamiento [127] como se observa en la Figura 3.2, de polietileno reticulado (izquierda) y de papel impregnado (derecha):



Figura 3.2: Tipos de cable HVDC submarinos

1. Cables extruidos de Polietileno Reticulado (Cross Linked Polyethylene-XLPE, en inglés): es de aislamiento seco y en la actualidad se ha utilizado para un

voltaje máximo de ± 400 kV y 500 MW por polo, aunque lo más habitual es el estándar de ± 320 kV. Como se ha indicado anteriormente, los sistemas VSC pueden variar el sentido de las potencias sin variar la polaridad, sino que lo hacen variando el sentido de la corriente. Por otro lado, el cable XLPE no tolera de manera efectiva el cambio de polaridad, con lo que tales características coinciden y es el motivo por el que la gran mayoría de las líneas VSC-HVDC utilizan cables XLPE.

2. Cables de papel impregnado en aceite (Mass Impregnated-MI, en inglés): se utiliza en configuración bipolar en convertidores LCC-HVDC con una sola excepción (Hokkaido Honshu [128, 129, 130]) y de manera muy minoritaria en líneas con convertidores VSC-HVDC para un voltaje de ± 500 kV y 700 MW por polo. Tan sólo hay tres proyectos en esta configuración con instalación submarina o subterránea (Skagerrak, NordLink, NSN) y uno con ± 200 kV y 250 MW por polo (Maritime Link).

De acuerdo a los proyectos en funcionamiento, la tecnología VSC-HVDC actualmente está limitada a 1,4 GW para cables de papel impregnado en aceite (Mass impregnated-MI, en inglés) para configuración bipolar y 1 GW para cables XLPE en configuración monopolar simétrica.

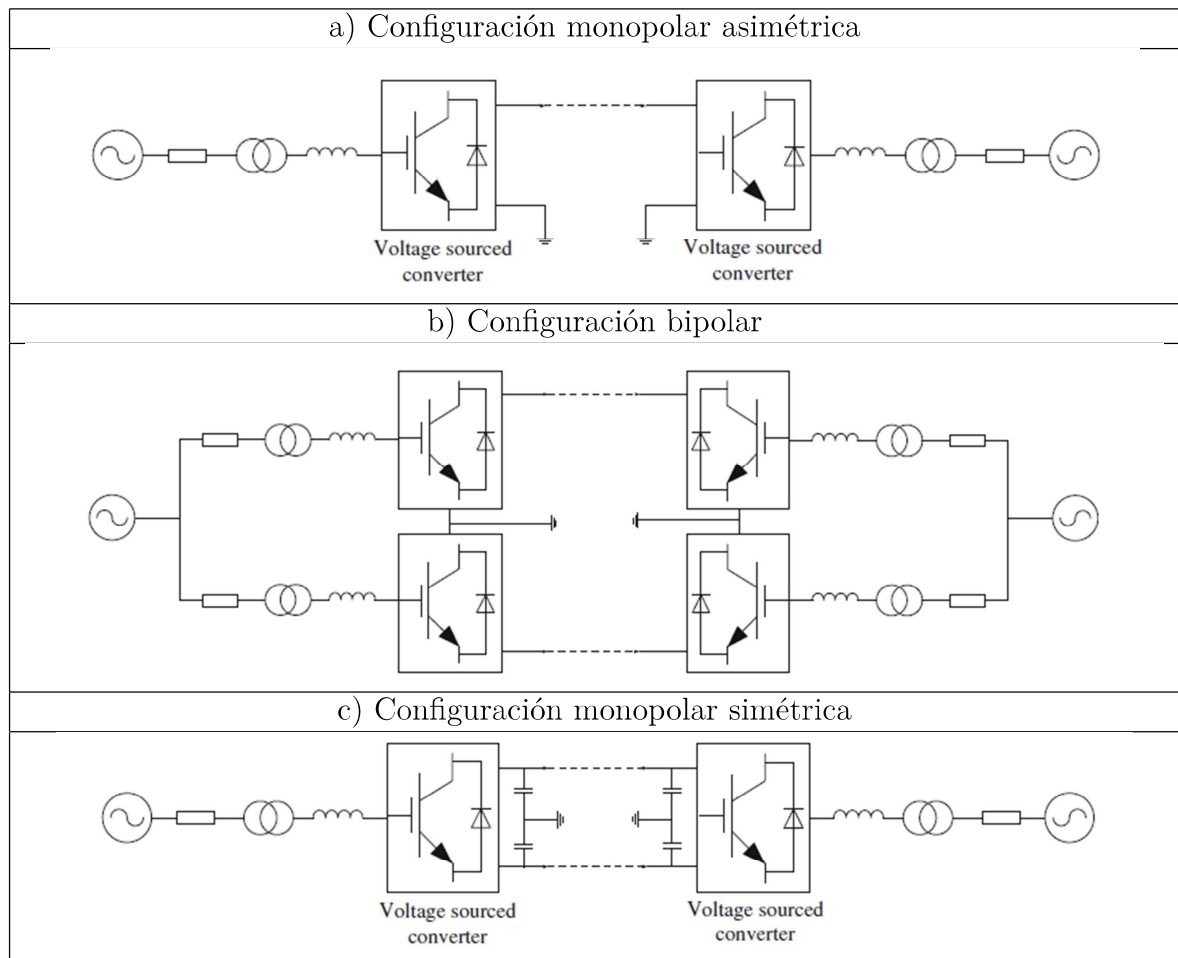
Los sistemas de transmisión HVDC exigen la conversión de HVAC a HVDC (estación rectificadora) y viceversa (estación inversora) utilizando elementos de conmutación controlados. Gracias al desarrollo de la electrónica de potencia en los últimos años, estos convertidores están formados con elementos (tiristores y transistores) de conmutación forzada y controlados por puerta de modo que pueden encenderse y apagarse con una determinada señal en el control (señal de puerta) lo cual establece una serie de ventajas y flexibilidad a los convertidores VSC. Los convertidores suelen basarse en la tecnología de transistor bipolar de puerta aislada (Insulated Gate Bipolar Transistor-IGBT, en inglés), o tiristor apagado por puerta (Gate Turn Off thyristor-GTO, en inglés), tiristor controlado por puerta integrada (Integrated Gate Commutated Thyristor-IGCT, en inglés) y el transistor por puerta con inyección mejorada (Injection Enhanced Gate Transistor-IEGT, en inglés). Prácticamente todos los convertidores MMC VSC-HVDC en funcionamiento lo hacen con IGBTs, aunque los IEGTs ya se han probado en un par de proyectos. Sin embargo, la comparativa de pérdidas muestra que los IGCTs tienen menores pérdidas y debería considerarse su utilización [131].

3.1.2 Configuración de las líneas HVDC

Existen varias configuraciones para las líneas HVDC, sin embargo las configuraciones que han adoptado las líneas VSC-HVDC en funcionamiento son las siguientes que se muestran en la Tabla 3.1 [132].

- Monopolar asimétrica: es la configuración más sencilla. Consta de dos convertidores y un solo polo, generalmente negativo. La propia tierra/mar o un

Tabla 3.1: Configuraciones para líneas VSC-HVDC



conductor metálico se utilizan como retorno o polo positivo. Esta configuración es muy poco utilizada bajo la tecnología VSC con tres proyectos en marcha (Ver Sección 1.2).

- **Bipolar:** esta configuración es más utilizada por la tecnología LCC-HVDC junto con cables MI. En realidad es un sistema de dos líneas monopolares asimétricas, que pueden incluso trabajar de manera independiente de forma que son necesarios dos convertidores por subestación dimensionados a la potencia de cada polo. Esto significa que uno de los polos puede trabajar aunque el otro esté fuera de servicio por lo que se mantendría funcionando al 50% de su capacidad total. Ambos polos tienen polaridades opuestas lo que hace que las corrientes sean prácticamente iguales y por el cable de retorno no fluya corriente o sea mínima. En la práctica existen cinco proyectos VSC-HVDC con esta topología (Ver Sección 1.2), para 500 kV y 700 MW por polo, siendo lo más habitual que se aplique a proyectos de mucha longitud. Los convertidores en cada extremo están conectados por un transformador con dos bobinados

secundarios o dos transformadores, uno por polo. Ambos transformadores pertenecen a grupos de conexión YnD y YnY obteniendo un rectificador de 12 pulsos, además de una reducción de componentes armónicas en el lado de AC [133].

- Monopolar simétrica: es la configuración más utilizada en la tecnología VSC-HVDC. Consta de dos polos con polaridades opuestas y dos convertidores dimensionados a la potencia nominal de la instalación, uno por cada extremo de la interconexión, lo cual lo hace más compacto. Esta característica es especialmente interesante en lugares con poco espacio disponible, sin embargo, la pérdida de cualquiera de los polos provoca la pérdida de todo el sistema puesto que no quedaría el cable de retorno para el polo sano al carecer de él. Esta configuración permite que el transformador no sufra los efectos de la componente DC, lo que permite un diseño estándar similar a los transformadores AC. Además, a falta de interruptores en corriente continua adecuados a los valores de voltaje y corriente actuales, los eventos de falta se despejan desde el lado de HVAC por lo que ni siquiera el convertidor quedaría conectado a la red actuando como STATCOM. Actualmente esta topología utiliza como voltaje estándar ± 320 kV con cables aislados de XLPE para una potencia de 1 GW. Esta configuración también la adoptan los convertidores dobles (Back-to-Back converters-BtB, en inglés).

Los convertidores BtB pueden considerarse subestaciones que, en lugar de una transmisión basada en cables, tienen un nodo de corriente continua entre los dos convertidores para unir redes de distintas características. Son muy utilizados en EEUU debido a que tienen 3 redes eléctricas no sincronizadas y en Japón porque el país está dividido frecuentemente en dos zonas (50/60 Hz). Estos convertidores BtB en su gran mayoría utilizan la tecnología LCC-HVDC.

Además de que la tecnología VSC-HVDC cumple como utilidad principal el transmitir grandes cantidades de energía eléctrica a grandes distancias, varias características la hacen muy útil para otro tipo de aplicaciones. Las ventajas adicionales de la tecnología VSC-HVDC frente a las tecnologías HVAC y LCC-HVDC son muy diversas y se pueden destacar las siguientes:

- Interconectan redes no sincronizadas o de distinta tensión/frecuencia con gran flexibilidad. Por las características de las redes europeas, se valora más la flexibilidad que las potencias a transmitir e interesa interconectar varias redes no sincronizadas con gran flexibilidad como es el caso de Europa, donde existen 5 redes diferentes figura 3.3, unir las en un mercado común y siendo muchas de ellas de carácter submarino. Cabe destacar que Europa abarca el 60% de los proyectos VSC-HVDC y según los datos aportados por los TSOs ese porcentaje irá en aumento en los próximos años.
- Desde el punto de vista de costes totales de un sistema de transmisión, la distancia del mismo determina la idoneidad de una u otra tecnología. Para líneas

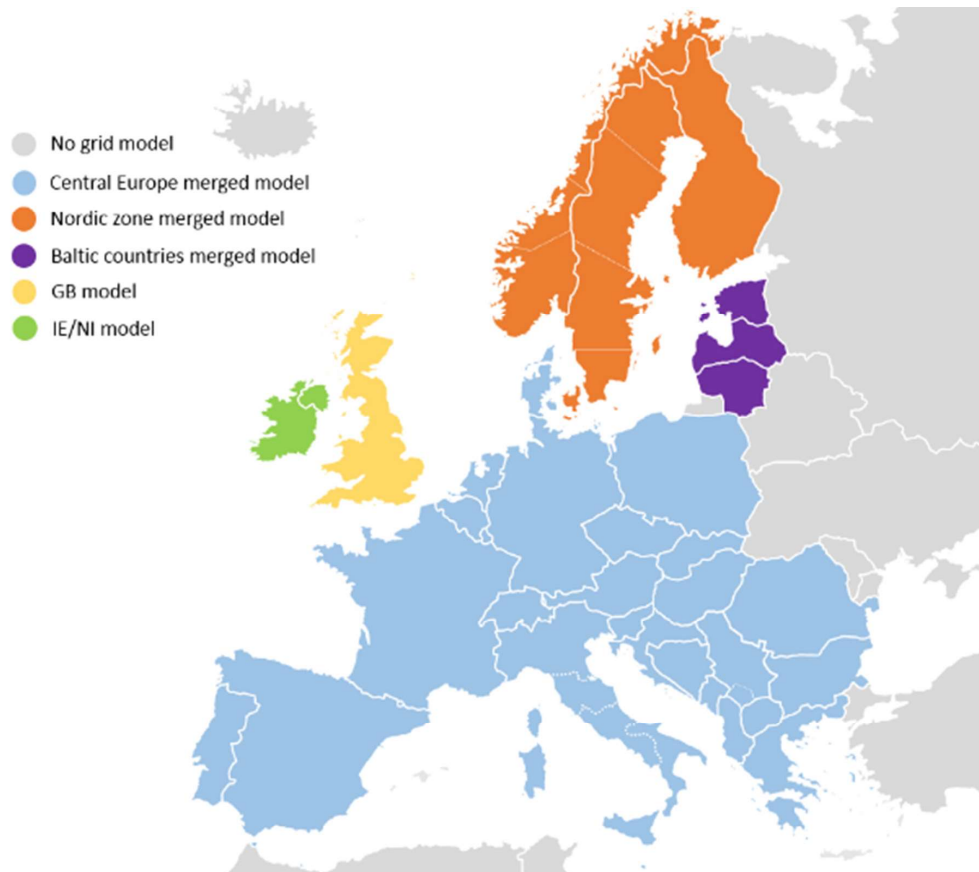


Figura 3.3: Zonas no sincronizadas en Europa

de transmisión subterráneas o submarinas a partir de 50~80 km la tecnología HVDC resulta más económica y a partir de 600 km si la línea es aérea, aunque existen diversos factores específicos de cada proyecto que pueden variar esas distancias. El motivo principal radica en que los costes de los convertidores AC/DC son más elevados (costes fijos) pero se ven compensados por la distancia del cableado y por las pérdidas eléctricas [134].

- Requiere menos conductores y aisladores que en HVAC para la misma potencia a transportar, por lo tanto es más barato y fiable.
- Para instalaciones aéreas las torres son más simples, más baratas y el pasillo que ocupan es menor. Esto conlleva que los costes por derechos de paso y la extensión a ocupar es menor, pudiendo llegar al triple en el caso de HVAC [135], lo cual también produce un impacto visual menor.
- Tienen capacidad de controlar las potencias activa y reactiva de manera independiente porque los convertidores pueden trabajar en cuatro cuadrantes. Esto significa que dichos convertidores pueden absorber o suministrar energía reactiva en la parte de HVAC.
- Para una misma potencia de transmisión las pérdidas en las líneas son menores

y se debe a las pérdidas por el efecto Joule de la resistencia y a la ausencia de corriente de carga. Debido a que se pierde menos potencia y produce menos caída de tensión, substituye a la tecnología HVAC que ya no es viable para grandes potencias y distancias. También se requiere menor sección del cableado.

- Permite cambiar la dirección de los flujos de potencia rápidamente manteniendo la polaridad del voltaje e invirtiendo el sentido de la corriente. De esta manera no es necesario utilizar ningún tipo de conmutador o sistema mecánico para intercambiar polaridades, por lo que es ideal para redes multiterminales.
- Mantener la polaridad es especialmente beneficioso para los cables de XLPE puesto que son más propensos a tener problemas frente a cambios de polaridad. Además de estar libre de aceites y por lo tanto ser más respetuosos con el medioambiente, son más ligeros y menos voluminosos. Su temperatura de trabajo puede llegar a alcanzar los 90 °C [129][130].
- Las líneas de transmisión se pueden construir por fases, se puede empezar por una línea monopolar asimétrica y en el futuro convertirla en bipolar.
- Dotan al sistema de mayor flexibilidad para controlar los flujos de potencia en redes multiterminales.
- Pueden alimentar redes pasivas o redes débiles.
- Es posible conectar sistemas VSC-HVDC con sistemas de almacenamiento por condensadores o baterías.
- Obtienen mejor respuesta frente a problemas en la red, ayuda a regular tanto la tensión como la frecuencia y restablecimiento del servicio (Black Start) [136].
- Presentan la posibilidad de reconvertir líneas HVAC ya existentes en líneas HVDC [137].
- El campo electromagnético es neutro en el entorno de los cables.
- Los convertidores MMC están formados por múltiples submódulos en serie formando una rama por fase, lo cual consigue que la señal sintetizada sea prácticamente senoidal, esto significa, que las subestaciones convertidoras VSC son más compactas y sin filtros, ocupando aproximadamente un 40 % menos de espacio. Esta característica hace que esta tecnología sea especialmente útil en emplazamientos muy reducidos como las plataformas convertidoras marinas, centros de consumo con altas densidades de población, islas y plataformas de gas/petróleo. El número elevado de submódulos hace que sea innecesario una frecuencia de conmutación alta, por lo que las pérdidas son bajas (<1 %) a plena carga. Además los convertidores pueden controlarse desde otro punto ubicado a gran distancia, por lo que en las subestaciones no es necesario la presencia de personal permanente.
- Existen variantes de submódulos, algunas de las cuales tienen la capacidad de

bloquear las faltas en DC, por lo que lo hace muy interesante en líneas aéreas [138, 139, 140, 141].

3.2 Aplicaciones de la tecnología VSC-HVDC en la red de potencia

En la actualidad existen 53 proyectos en marcha que utilizan esta tecnología, de los que 33 se encuentran en Europa, 12 en Asia, 5 en Norteamérica, 2 en Australia y tan solo uno en África. Otros muchos proyectos están en fase de construcción, planificación o estudio por parte de los TSOs y empresas independientes, totalizando en torno a un centenar. Hay que destacar que varios de los proyectos comparten nodos en sus extremos por lo que parece que pueden ser multiterminales a largo plazo en futuras ampliaciones.

En la red de potencia, la tecnología VSC-HVDC tiene seis aplicaciones principales [142], además de ayudar a mantener la calidad en la red mediante STATCOMs que no se han tenido en cuenta en esta Tesis puesto que su objetivo no es la conversión directa de energía para una transmisión.

Otra de las aplicaciones más comunes se encuentra en las turbinas eólicas que cuentan con dobles convertidores en su interior. Bien sean convertidores completos (Fully Rated Converter-FRC, en inglés) en generadores PMSGs o SCIGs [143], o convertidores parciales (Partial Scale Converter, en inglés) en generadores DFIG [144], los primeros desacoplan la frecuencia del generador con la frecuencia de la red para funcionar a velocidad variable y los segundos para controlar las potencias desde el rotor.

En la actualidad, solo unos pocos proveedores monopolizan el mercado de la tecnología de convertidores VSC-HVDC con diferentes nombres comerciales basados en semiconductores de alta potencia totalmente controlados. Siemens Energy desarrolla este tipo de convertidores bajo la denominación *HVDC Plus* [145] utilizando MMCs; General Electric (Alstom Grid) los nombra como *MaxSine* [146]; Hitachi Energy (ABB Power Grid) adopta una técnica ligeramente diferente basada en módulos de potencia de dos niveles en cascada (Cascaded Two Level-CTL, en inglés) llamados *HVDC Light* [147] mientras que el fabricante Rongxin Huiko Electric ofrece los convertidores con el nombre de *HVDC Smart* [148]. El mercado lo copa Hitachi Energy con 27 proyectos del total, seguido de Siemens Energy con 12, los fabricantes chinos con 9, General Electric con 3 y otros fabricantes asiáticos con 2.

Por otro lado, las pérdidas también se han ido reduciendo con las sucesivas mejoras de los convertidores y con menores frecuencias de conmutación por submódulo, como se puede observar en la tabla 3.2 [149]. Como conclusión principal se puede ver que la tecnología basada en convertidores MMC tiene unas pérdidas bastante bajas, incluso se aproxima a las pérdidas típicas de los convertidores LCC-HVDC compuestos

por tiristores. Esto se debe a que las pérdidas de conmutación por módulo se han ido reduciendo por la reducción de la frecuencia de conmutación, así como por componentes electrónicos de potencia con un voltaje de bloqueo cada vez superior, lo que hace que sean necesarios menos elementos en serie por rama. En las siguientes secciones se indica el tipo de convertidores que utiliza cada proyecto.

Tabla 3.2: Características técnicas en los convertidores VSC

Tecnología	Tipo convertidor	Pérdidas (%)	Frecuencia de conmutación (Hz)
HVDC Light 1	2 niveles	3	1950
HVDC Light 2	3 niveles NPC	2,2	1500
	3 niveles ANPC	1,8	1350
HVDC Light 3	2 niveles OPWM	1,4	1150
HVDC Plus	MMC	1	<150
HVDC MaxSine	MMC	1	<150
HVDC Light 4	CTL	1	≥ 150

A continuación se presentan todos los proyectos en funcionamiento o en un estado avanzado de desarrollo, que utilizan la tecnología VSC-HVDC en función de la aplicación para la que han sido diseñados. La información se ha obtenido de las páginas web de las empresas que desarrollan este tipo de convertidores [150, 151, 146, 152] así como de los propietarios de los proyectos, bien sean TSOs o propietarios privados. De entre todos los proyectos merece la pena destacar tres de ellos puesto que no utilizan IGBTs en sus convertidores: el convertidor de frecuencia Shin-Shinano 3 utiliza GTOs como elementos de conmutación [153], mientras que el proyecto Hokkaido-Honshu Link utiliza convertidores compuestos por IEGTs [154]. El proyecto multiterminal Nanao funciona con IEGTs e IGBTs [134] aunque no se especifica cuántos convertidores utilizan unos componentes u otros, o si se combinan en un mismo convertidor.

3.2.1 Interconexiones *Point-to-Point*

Las interconexiones *Point-to-Point* marcaron el inicio de la tecnología VSC-HVDC a finales de los años 90 estando en la actualidad en funcionamiento 24 interconexiones de este tipo. La mayoría de ellas se encuentran en Europa donde se persigue establecer un mercado común europeo interconectado de manera flexible, rápida, eficiente y que integre grandes capacidades de energías renovables, con grandes potencias y distancias. Esto plantea que haya que unir las redes eléctricas de distintos países englobados en cinco redes no sincronizadas a través de líneas subterráneas y

submarinas, por lo cual es inevitable que la tecnología VSC-HVDC sea la dominante en un futuro cercano.

Estas interconexiones son especialmente útiles cuando se desea intercambiar la energía que un mercado/país produce por encima de su propia demanda, y en consecuencia se aprovecha de manera más eficiente el sistema de generación del mix energético colectivo puesto que se aprovecharía dicho excedente. Esta situación contribuye a la seguridad en el suministro energético [155], diversifica las fuentes de generación compensando la intermitencia y variabilidad de las energías de origen renovable, así como unir mercados con diferentes precios de energía en beneficio de los consumidores. De esta manera, los mercados eléctricos que se encuentran más aislados podrían ser los más favorecidos como pueden ser el de las Islas Británicas [156, 157, 158], el mercado Ibérico [159, 160], los países Bálticos e Italia [161].

Las interconexiones en funcionamiento así como las que se están instalando y planificando se pueden ver en la tabla 3.3 (al final del capítulo) ordenadas de manera cronológica. Desde su implantación en 1997, las instalaciones VSC-HVDC no han dejado de aumentar constantemente en valores de voltaje, corriente y, en consecuencia, de potencia a transportar. La distancia también ha llegado a varios cientos de kilómetros.

Los primeros proyectos no llegaban a los 100 km, para potencias máximas de 60 MW, con un voltaje de ± 80 kV y cable XLPE subterráneo. El objetivo de estas instalaciones piloto era la de probar y validar el funcionamiento de esta tecnología a pequeña escala, para ganar experiencia en la industria relacionada con estas líneas VSC-HVDC y aplicarla a proyectos de mayor envergadura más adelante. Dichas instalaciones contaban con convertidores de dos niveles.

La mejora de la tecnología de los IGBTs así como de su control, los convertidores y los cables, llevaron a un rápido proceso de implantación de esta tecnología en diferentes tipos de interconexiones. Por ejemplo, los proyectos Tjaereborg y Nanhui Wind Farm integran en la red AC la generación de sendos parques eólicos. Merece la pena destacar la segunda fase del proyecto Skagerrak, que funciona en configuración híbrida bipolar, es decir, dos polos funcionando independientemente en configuración monopolar asimétrica compartiendo ambos extremos con tecnologías distintas. El polo Skagerrak 4 (de tecnología VSC-HVDC) junto con el polo Skagerrak 3 (de tecnología LCC-HVDC) conforman la instalación bipolar híbrida. De esta manera se pueden minimizar dos problemas típicos de la tecnología LCC-HVDC [162]: (1) la capacidad de control de la potencia reactiva del polo VSC permite reducir la dependencia de los filtros en AC, y (2) permite compensar la potencia reactiva estabilizando así el voltaje y reduciendo el riesgo de fallos en la conmutación LCC.

Otro tipo de instalación híbrida bipolar, se encuentra ahora en construcción en China entre la central de generación eléctrica hidráulica Baihetan y la provincia de Jiangsu de algo más de 2000 km de distancia, que presenta convertidores de distintas tecnologías. La diferencia respecto al caso anteriormente comentado, radica en que los convertidores de diferentes tecnologías se encuentran en los extremos de

las líneas, asimismo el sentido de la energía generada no cambia siendo el rectificador un convertidor LCC-HVDC y el extremo inversor un convertidor VSC-HVDC. Este tipo de instalaciones híbridas se analizan en [163].

A pesar de que este tipo de instalaciones son subterráneas y/o submarinas, existe una línea aérea en su integridad Caprivi Link, que se puso en servicio como monopolar asimétrica en 2009 con 950 km de longitud total. A este respecto, son de destacar las grandes líneas aéreas proyectadas en Alemania para transportar grandes cantidades de energía eólica marina desde la zona norte a la zona de mayor consumo en el sur, debido a la intención de apagar las centrales nucleares. Se prevé que sean líneas de grandes distancias estandarizadas a 2 GW en configuración bipolar.

A pesar de dichas innovaciones algunas instalaciones se han visto limitadas por lo que han sido necesarios dos links en paralelo, como son Sydlänken (2x600 MW), Savoie Piemont (2x600 MW) y por otro lado INELFE junto con Pugalur-Thrissur ambas de 2 GW (2x1.000 MW). Actualmente, ante el interés mostrado por los TSOs para el desarrollo de interconexiones de mayores potencias transmitidas, la industria del sector considera que se ha reducido el riesgo de la falta de mercado. Así, se están desarrollando cables XLPE para ± 525 kV en links de 2 GW en interconexiones aéreas y subterráneas a partir de 2024. Por último, merece la pena destacar la interconexión entre Marruecos y Reino Unido, que se compone de dos circuitos de 1,8 GW de potencia y de 3.800 km de longitud submarina, el cual está anunciado como línea VSC-HVDC aunque habrá que esperar a la decisión final de la inversión.

3.2.2 Convertidores dobles

Otra aplicación de la tecnología VSC-HVDC son los convertidores dobles, aunque su uso actualmente es escaso si se compara con la tecnología clásica LCC-HVDC, como se observa en la tabla 3.4 (al final del capítulo).

Este tipo de subestaciones se encuentran en áreas donde desde el punto de vista eléctrico, hay redes interconectadas con características diferentes y no están separadas por distancia alguna. Se trata de zonas donde coexisten frecuencias distintas (Japón 50 Hz/60 Hz), poseen distintas redes no sincronizadas a pesar de tener frecuencias iguales (Estados Unidos) ó unión de redes aisladas entre sí sin líneas de transmisión adicionales (Rusia y China), por lo que esta opción es muy interesante desde el punto de vista técnico-económico.

Entre estas subestaciones merece la pena destacar la configuración híbrida de la subestación Luxi que consta de dos sistemas en paralelo (2x1.000 MW), uno con tecnología VSC-HVDC y el otro con tecnología LCC-HVDC.

3.2.3 Repotenciar grandes centros de consumo

Los grandes centros de consumo como ciudades densamente pobladas están experimentando un rápido crecimiento en su demanda eléctrica. Esto provoca que las

redes que alimentan estas grandes ciudades estén en continuo redimensionamiento para cubrir dicho incremento en la demanda, de manera que las redes de distribución sufren cuellos de botella, saturaciones y riesgo de interrupción del suministro en picos de demanda. Por otro lado, el espacio en el centro de las ciudades es muy escaso y costoso en caso de repotenciar las redes actuales, por lo que es necesaria una solución de subestaciones de tamaño reducido, facilidad en la instalación de cables subterráneos y un control de potencias flexible. Por lo tanto, para la ampliación y el desarrollo de redes dentro de grandes núcleos urbanos la tecnología VSC-HVDC es la más adecuada.

Tal como se aprecia en tabla 3.5 (al final del capítulo), estos proyectos poseen su convertidor inversor dentro de las ciudades y su objetivo es el de transportar grandes cantidades de energía, además de proporcionar una flexibilidad en el suministro y descongestionar líneas que están cerca de su límite de transporte, aportando una vía alternativa aparte de la demanda.

3.2.4 Energizar plataformas marinas de gas/petróleo

Las plataformas marinas de gas y petróleo por lo general se encuentran a mucha distancia de la costa. Todas ellas utilizan generadores a combustión diésel para alimentar las cargas de dichos complejos o poseen líneas HVAC desde tierra para electrificarlas. Para las compañías que explotan estos recursos es de especial importancia la eliminación de los generadores diésel, puesto que éstos emiten a la atmósfera gases contaminantes como son el óxido de nitrógeno (NO_x) y el dióxido de carbono (CO_2) que acarrearán el pago de unas tasas por su emisión, además de tener una baja eficiencia.

Como solución para evitar el pago de dichas multas, se están adoptando dos medidas diferentes: instalar parques eólicos marinos para alimentar eléctricamente las plataformas [220, 221, 222] ó electrificarlas de una manera más flexible desde tierra con enlace VSC-HVDC [223] para controlar los motores de los compresores mediante tensión/frecuencia variables, para extraer los hidrocarburos y enviarlos a tierra firme. También se han planteado ambas opciones de manera simultánea [224].

El esquema de este tipo de instalaciones se representa en la Figura 3.4, donde los motores se controlan con bobinados que trabajan en alta tensión, de manera que pueden conectarse directamente a la salida del inversor, lo que facilita el control de la frecuencia y tensión aplicados al mismo. Esto significa que no es necesario utilizar un transformador reductor para un motor de baja tensión, lo cual es muy importante en plataformas offshore donde el peso y especialmente la falta de espacio son un problema añadido. Estos motores son máquinas síncronas de velocidad variable que trabajan típicamente a unos valores máximos de 63 Hz y 56 kV para alcanzar su velocidad máxima [223].

En la tabla 3.6 (al final del capítulo) se pueden observar las plataformas alimentadas desde tierra con enlaces VSC-HVDC en funcionamiento y en planificación.

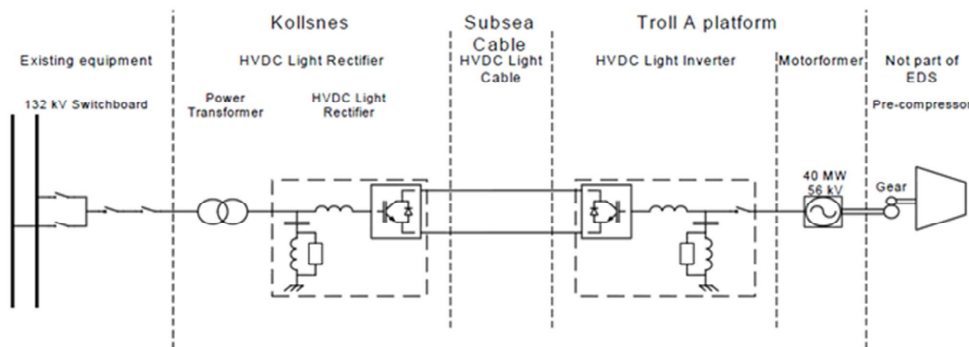


Figura 3.4: Esquema eléctrico de plataforma Troll A

3.2.5 Interconexiones multiterminales

Una de las aplicaciones más interesantes y prometedoras de la tecnología VSC-HVDC consiste en realizar una red con al menos tres puntos de suministro y consumo, donde se instala una subestación convertidora y todas ellas unidas mediante cables DC. Estas redes multiterminales pueden conectarse en tres topologías distintas que han ido evolucionando de las interconexiones *Point-to-Point* que son: topología radial, topología en anillo y topología mallada [230] con la posibilidad de interconectarlas tanto en configuración monopolar simétrica como en configuración bipolar [133]. Las características principales de estos proyectos se observan en la tabla 3.7 (al final del capítulo).

Las redes multiterminales se inauguraron en el año 2013 (Nanao) y 2014 (Zhoushan) y consisten en convertidores MMC de 3 y 5 terminales, respectivamente, interconectando islas. Ambas redes tienen una configuración monopolar simétrica y en topología radial con los convertidores en paralelo. Dicha tecnología se ha trasladado a proyectos de mayor envergadura como Zhangbei (± 500 kV) de cuatro terminales con topología en anillo y configuración bipolar [231] y 16 interruptores DC. Otra instalación interesante es WuDongDe (también llamada KunLiuLong) como proyecto bipolar híbrido. Dicho proyecto se encuentra en China, entre la central de generación eléctrica hidráulica WuDongDe en la provincia de Yunnan y las provincias de Guangxi y Guangdong con líneas de 932 km y 557 km entre los tres terminales. Debido a estas enormes distancias y a la gran capacidad de esta central, la solución adoptada ha sido de dimensiones extraordinarias, implantando varias líneas de transmisión a ± 800 kV siendo la primera con tecnología VSC-UHVDC. Además, presenta convertidores de distintas tecnologías donde el extremo emisor es de 8 GW a tiristores y los extremos receptores usan IGBTs, con submódulos tanto *Half-Bridge* como *Full-Bridge* [232, 233].

Debido a varios factores como que las redes multiterminales no pertenecen a una tecnología lo suficientemente madura, la complejidad en su control, sus elevados costes y a la ausencia de circuit breakers para HVDC, su evolución ha sido más pausada

que otras aplicaciones en la red de potencia descritas en esta sección. Sin embargo, la implementación de convertidores MMC en las interconexiones multiterminales VSC-HVDC podría ser muy ventajosa debido a que existen submódulos *Full Bridge* con capacidades de bloqueo de faltas en DC.

En comparación con la tecnología VSC, en tecnología LCC también hay 4 proyectos en funcionamiento [234][235]y otro planificado [236]pero todos ellos limitados a 3 terminales.

3.3 Integración de la energía eólica marina

Cada vez son más los países que están considerando la implantación de la energía eólica marina en sus correspondientes mixes energéticos. El recurso eólico disponible en el mar es bastante superior al terrestre y cada vez se realizan más estudios para valorar el potencial de múltiples emplazamientos [244]. Como se ha indicado en el Capítulo 2, algo más de 55 GW están instalados en 19 países diferentes aunque esta potencia está muy concentrada en el Mar del Norte y en China, y ni siquiera escenarios como la crisis financiera o la pandemia han frenado su crecimiento. Por lo tanto, se puede considerar que este tipo de generación cuenta con una madurez avanzada y así lo demuestra el tamaño de los parques eólicos puestos en marcha y la distancia a la que se encuentran respecto al punto de conexión a la red de potencia (Point of Common Coupling-PCC, en inglés). Dichas distancias y potencias hacen que la clásica tecnología HVAC no sea viable tanto económica como técnicamente, ya que la integración de la generación eólica marina en HVAC está limitada aproximadamente a 80 km para un parque de 400 MW a 220 kV, pero gracias a las características de la tecnología VSC-HVDC la eólica marina se ha desarrollado con mayor rapidez.

Como ejemplos más claros, merecen la pena destacar parques eólicos marinos en construcción cuyas potencias oscilan 1,2~1,4 GW, con líneas de transmisión de más de 200 km en Reino Unido, o grandes áreas proyectadas con una capacidad de 2 GW en Alemania y los Países Bajos. En China, el proyecto *Three Gorges in the Sea* se convirtió en un proyecto de referencia en Asia, siendo el proyecto más potente del mundo hasta el momento en funcionamiento con una potencia de 1,1 GW.

Todos los enlaces marinos de VSC-HVDC que conectan plantas de energía eólica a la red terrestre se resumen en la tabla 3.8 [245, 38] (al final del capítulo). Una vez que las primeras interconexiones de potencias modestas se instalaron en tierra a finales de los años 90, en el año 2012 se realizó la primera instalación de este tipo para la integración de un parque eólico en Alemania bajo la responsabilidad del operador del sistema de transmisión TenneT Offshore GmbH. Otros ocho links de este tipo le seguirían en años sucesivos y en China se ha puesto en servicio el más reciente en 2021.

Se puede observar que todos los parques eólicos marinos conectados construidos hasta la fecha están lejos de la costa en busca de mayores recursos eólicos. Las turbinas

eólicas marinas puestas en servicio hoy en día están compuestas principalmente por generadores de varios megavatios, convertidores electrónicos de potencia y transformadores de MVAC, estos últimos diseñados típicamente para un voltaje de la red colectora de 33~66 kV compuesta por varias cadenas conectadas a la plataforma transformadora HVAC. Debido a las grandes capacidades instaladas, en las líneas de conexión a los convertidores HVDC marinos, se debe adoptar un aumento de voltaje para minimizar las pérdidas eléctricas y lograr una eficiencia óptima de todo el sistema. Por lo tanto, bajo la responsabilidad de los TSOs, estos parques eólicos se organizan en clústeres, con un esquema de transmisión en configuración combinada HVAC y HVDC. Todos estos enlaces ofrecen conexión a la red terrestre a 2 ó 3 parques eólicos diferentes organizados en clústeres, compartiendo un mismo link de integración en HVDC, lo que permite una reducción de costes tanto en las inversiones iniciales como en los trabajos de O & M.

En la tabla 3.9 (al final del capítulo) se pueden observar los detalles técnicos de los sistemas de transmisión combinados para la integración de la generación eólica marina [38, 245, 246].

Una vez que el voltaje del sistema colector MVAC se ha incrementado a 155 kV (Alemania) o 220 kV (China), se requieren 2 o 3 cables XLPE de tres núcleos para transferir toda la energía eólica generada con cierto grado de redundancia limitada a la plataforma del convertidor, donde este voltaje HVAC se transforma en HVDC. Después de esta conversión, la energía se transmite a la estación inversora en tierra a través de dos cables de DC que comparten la misma ruta en configuración *Point-to-Point*, donde la energía HVDC se convierte nuevamente en HVAC y se inyecta en la red terrestre para su transporte, distribución y consumo.

Actualmente, la solución MMC es la tecnología más reciente utilizada para la integración de los parques eólicos marinos a través de enlaces VSC-HVDC y representa la cuarta generación de convertidores para alta potencia. Tal como se observa en la tabla 3.9, casi todos los sistemas se basan en la tecnología multinivel MMC de cuarta generación con la excepción inusual de *BorWin1* que fue construido en una configuración de dos niveles por ABB Power Grids para la tercera generación de convertidores con mejoras en el sistema de control OPWM. Por el contrario, *DolWin1* y *DolWin 2* se desarrollaron con la pequeña variación de MMC llamada CTL para un nivel estandarizado de ± 320 kV entre los polos y tierra, es decir, 640 kV para voltaje del convertidor porque se aplica una configuración de monopolar simétrica para todos estos proyectos. Los proyectos *HelWin1*, *BorWin2*, *HelWin2*, *SylWin1* y *BorWin3* fueron diseñados y suministrados por Siemens Energy, que utiliza diferentes valores de voltaje según las características específicas de cada proyecto. El sistema convertidor *DolWin3* fue desarrollado por General Electric Grid Solutions.

Otro aspecto muy importante a destacar entre estos enlaces es la redundancia entre estaciones convertidoras. Como los TSOs se encargan de la red de transporte marina, éstos dan importancia a la fiabilidad y seguridad en el suministro, anunciando que existen las primeras redes interconectadas para parques eólicos marinos con tecno-

logía HVAC [247, 248, 213]. De la misma manera, se busca la misma solución para la tecnología HVDC, aunque actualmente solo existen tres sistemas de transmisión VSC-HVDC que cuentan con algún tipo de redundancia limitada, aunque ésta se realiza en el lado HVAC a 155 kV en configuración *Mother-Daughter*: *BorWin 1* y *BorWin 2* cuentan con dicha redundancia, al igual que las plataformas *DolWin 1* y *DolWin 3* así como las plataformas *HelWin 1* y *HelWin 2* [249, 250]. Ya en construcción, se espera unir las plataformas *DolWin 2* y *DolWin 6* según anunció el TSO [251], como indica la figura 3.5.



Figura 3.5: Puente para conexión entre las plataformas DolWin 6 y DolWin 2

Además de los proyectos citados anteriormente, hay varios proyectos adicionales VSC-HVDC en construcción o planificación, donde los promotores han anunciado que se adoptará dicha tecnología, como en Alemania, Países Bajos, Reino Unido, China y en los Estados Unidos. Estos proyectos se pueden ver en la tabla 3.10 [13]. Por otro lado, debido a la demanda por parte de los TSOs de plantear soluciones de mayores potencias, los principales proveedores de convertidores y cables HVDC han anunciado su nuevo estándar industrial de ± 525 kV para enlaces de 2 GW que se aplicará en los Países Bajos para el área de Ijmuiden, en Alemania para los clústeres BalWin y en la ciudad china de Yangjiang para un total de aproximadamente 14 GW. Sin embargo, estos nuevos productos se encuentran en fase de testeo y no está previsto que se implanten hasta finales de esta presente década. Estos parques seguirán el principio *Direkt Konzept* (ver Capítulo 2) que elimina la subestación HVAC y conecta directamente las cadenas formadas por la turbinas de 66 kV a la subestación convertidora HVDC.

3.4 Conclusiones

En este Capítulo 3 se ha analizado la tecnología VSC-HVDC y sus aplicaciones en la red de potencia actualmente, así como los proyectos puestos en marcha y los planificados durante esta década. Por las características de la red europea, es precisamente en Europa donde esta tecnología se está implantando a mayor ritmo, puesto que se prioriza la idea de contar con una red flexible, que abarque distintos mercados, diferentes zonas no sincronizadas, integración de gran cantidad de energía de carácter renovable, con bajas pérdidas a precio competitivo. Todos estos condicionantes han creado la situación adecuada para la implantación de esta tecnología. De entre las distintas aplicaciones descritas merece la pena destacar las dos que presentan un futuro más prometedor; las interconexiones multiterminales y la integración de los parques eólicos marinos.

La primera de ellas desarrollada en exclusividad en China, sólo se ha probado en cuatro proyectos terrestres para más tarde poder trasladar esa experiencia a interconexiones marinas entre plataformas. Estos proyectos son doblemente interesantes puesto que implementan varias innovaciones de manera simultánea como son; configuraciones híbridas LCC-VSC, convertidores híbridos compuestos por submódulos *Half-Bridge* y *Full-Bridge* así como potencias de transmisión de hasta 8 GW en VSC-UHVDC a ± 800 kV. También destacar la implantación de interruptores en DC para 500 kV.

La segunda aplicación por importancia, tiene una tendencia técnica clara hacia líneas de 320 kV para 900~1400 MW de potencia en configuración monopolar simétrica con cables XLPE. Según las características de los proyectos en construcción, todo parece indicar que seguirán manteniendo este estándar industrial hasta finales de esta década. Sin embargo, hay razones para pensar que habrán cambios a partir de 2030 y la industria del sector se ha decantado básicamente por dos innovaciones; (1) desarrollar otra opción a futuro de ± 525 kV para 2 GW de potencia a transmitir, es decir, 1 GW por polo en configuración bipolar con cable de retorno para aumentar la fiabilidad, y (2) construir subestaciones sobre islas artificiales/naturales o en su caso grandes plataformas, con el objetivo de integrar enormes cantidades de energía eólica marina a varios mercados. Esto permitiría que las líneas entre estos *hubs* jugaran un papel doble interconexión-transmisión, haciendo una red multiterminal más eficiente, más simple y económica.

Tabla 3.3: Interconexiones con tecnología VSC-HVDC

Proyecto	País	Año	Potencia (MW)	Distancia (km)	Voltaje (kV)	Convertidor	Compensador (MVar)
Hällsjön [164]	Suecia	1997	3	10	±10	2 niveles	±3
Gotland [165]	Suecia	1999	50	70	±80	2 niveles	-55~+50
Directlink [166]	Australia	2000	3x60	65	±80	2 niveles	-165~+90
Tjæreborg [167]	Dinamarca	2000	7,2	4,3	±9	2 niveles	-3~+4
Murraylink [168]	Australia	2002	220	180	±150	3 niveles	-150~+140
Estlink 1 [169]	Finlandia-Estonia	2006	350	105	±150	2 niveles OPWM	±125
Caprivi Link [170]	Namibia-Zambia	2009	300	950	-350	2 niveles OPWM	±200
Nanhui Wind Farm [171]	China	2011	18	8,4	±30	MMC	±3
East-West Interconnector [172]	Irlanda-Reino Unido	2012	500	262	±200	2 niveles OPWM	±150
Skagerrak 4 [173]	Dinamarca-Noruega	2014	700	251	+500	MMC	±80
INELFE [174]	España-Francia	2015	2x1.000	65	±320	MMC	2x±300
Xiamen Island [175]	China	2015	1.000	10,7	±320	MMC	-
Finlandskabel [176]	Finlandia	2015	100	212	±80	MMC	±30
NordBalt [177]	Suecia-Lituania	2015	700	452	±300	MMC	±350
Maritime Link [178]	Canadá	2018	500	359	±200	MMC	±250
Nemo Link [179]	Reino Unido-Bélgica	2019	1.000	140	±400	MMC	-300~+675
Cobra Cable[180]	Países Bajos-Dinamarca	2019	700	325	±320	MMC	-
Hokkaido-Honshu Link 2 [181]	Japón	2019	300	122	±250	MMC	±100
Nord.Link [182]	Noruega-Alemania	2021	1.400	723	±500	MMC	-
IFA2 [183]	Reino Unido-Francia	2021	1.000	235	±320	MMC	±330
Pugalur-Thrissur [184]	India	2021	2x1.000	165	±320	MMC	-
ALEGrO [185]	Bélgica-Alemania	2021	1.000	90	±320	MMC	-
North Sea Network Link [186]	Noruega-Reino Unido	2021	1.400	750	±515	MMC	-

Proyecto	País	Año	Potencia (MW)	Distancia (km)	Voltaje (kV)	Convertidor	Compensador (MVar)
ElecLink [187]	Reino Unido-Francia	2021	1.000	70	±320	-	-
Sydälänken [188]	Suecia	2022	2x600	250	±300	MMC	-
Savoie-Piémont Project [189]	Suiza-Italia	2022	2x600	190	±320	-	-
Baihetan-Jiangsu [190]	China	2022	8.000	2.088	±800	MMC-Híbrida	-
SuedLink 1 [191]	Alemania	2022	2.000	750	±525	MMC	-
Viking Link [192]	Dinamarca-Reino Unido	2023	1.400	767,5	±525	MMC	-
Ariadne Interconnector [193]	Grecia	2023	1.000	384	±500	MMC	-
SOO Green Link [194]	EEUU	2024	2.000	561	-	-	-
Greenlink [195]	Irlanda-Reino Unido	2024	500	212	±320	-	-
Ultranet South [196]	Alemania	2024	2.000	340	±380	MMC	-
Harmony Link [197]	Polonia-Lituania	2025	700	370	±320	-	±350
Celtic Interconnector [198]	Irlanda-Francia	2026	700	572	-	-	-
SuedOstLink [199]	Alemania	2026	2.000	-	±525	MMC	-
Hansa Power Brydge [200]	Alemania-Suecia	2026	700	305	-	-	-
Biscay Gulf [201]	España-Francia	2027	2x1.000	395	-	-	-
Ultranet North [202]	Alemania	2027	2.000	-	-	-	-
Jeju Island 3 Link [203]	Corea del Sur	-	200	100	±150	-	±60
SuedLink2 [204]	Alemania	2028	2.000	550	±525	-	-
Marinus Link [205]	Australia	2030	1.500	-	-	-	-
NeuConnect [206]	Reino Unido-Alemania	-	1.400	714	±525	-	-
Xlinks [207]	Reino Unido-Marruecos	2030	2x1.800	3.800	-	-	-

Tabla 3.4: Convertidores dobles VSC-HVDC

Proyecto	País	Año	Potencia (MW)	Voltaje (kV)	Convertidor	Compensador (MVar)
Shin-Shimano 3 [153]	Japón	1999	8x37,5	±10,6	2 niveles	8x±37,5
Eagle Pass [208]	EEUU	2000	36	±15,9	3 niveles	±36
Mogocha Station [209]	Rusia	2014	2x100	±32	3 niveles	2x±132
Mackinac Station [210]	EEUU	2014	200	±71	MMC	±100
Luxi Project [211]	China	2016	1.000	±350	MMC	±300
Yu-E Project [212]	China	2019	4x1.250	±420	MMC	-
Kriegers Flak [213]	Alemania	2020	410	±140	-	±100
Guangdong Power Grid [148]	China	2023	6.000	±140	-	-
Khami [209]	Rusia	-	2x100	±32	-	-
Higashi-Shimizu [214]	Japón	-	2x300	±72	-	2x±100
Shin-buypyeong [215]	Corea del Sur	-	500	-	-	-

Tabla 3.5: Proyectos con tecnología VSC-HVDC para alimentación de grandes centros de consumo

Proyecto	País	Año	Potencia (MW)	Distancia (km)	Voltaje (kV)	Convertidor	Compensador (MVar)
Cross Sound Cable [216]	EEUU	2002	330	39	±150	3 niveles	±150
Trans Bay Cable [217]	EEUU	2010	400	85	±200	MMC	±145/±170
Kudus-Bombay [218]	India	-	1.000	80	-	-	-
Champlain Hudson Power Express [219]	EEUU	2026	1.250	600	±400	-	-

Tabla 3.6: Plataformas de gas/petróleo con enlaces VSC-HVDC

Proyecto	País	Año	Potencia (MW)	Distancia (km)	Voltaje (kV)	Convertidor	Compensador (MVAr)
Troll A (1&2) [223]	Noruega	2005	2x40	70	±60	2 niveles	-/-20~+24
Vallhall [225]	Noruega	2010	78	292	-150	2 niveles OPWM	- 10~+48/±50
Troll A (3&4) [226]	Noruega	2015	2x50	70	±60	2 niveles OPWM	±24
Utsira Hub 1 [227]	Noruega	2019	100	200	±80	MMC	-
Utsira Hub 2 [228]	Noruega	2022	200	200	±80	-	-
Abu Dhabi 1 [229]	Emiratos Árabes	2025	1.200	152	±400	MMC	-
Abu Dhabi 2 [229]	Emiratos Árabes	2025	2x1.000	127,5	±320	MMC	-

Tabla 3.7: Interconexiones con tecnología VSC-HVDC en configuración multiterminal.

Proyecto	País	Año	Terminales	Potencia (MW)	Distancia (km)	Voltaje (kV)
Nanao [124]	China	2013	3	200/100/50	27/12	±160
Zhoushan [237]	China	2014	5	400/300/ 100/100/100	46/17 31/32	±200
Zhangbei [238]	China	2019	4	3.000/3.000 1.500/1.500	219/126 66/227	±500
WuDongDe [239]	China	2021	3	8.000/3.000 5.000	932/557	±800
Caithness-Moray-Shetlands [240]	Reino Unido	2019/2024	3	1.200/600	160/260	±320
Euro-Africa Interconnector [241]	Grecia-Chipre-Egipto	2024	3	1.000/1.000	898/498	±500
Euro-Asia Interconnector [242]	Grecia-Chipre-Israel	2025	3	1.000/1.000	898/310	±500
Tyrrhenian Link [243]	Italia	2028	3	500/500	470/480	±500

Tabla 3.8: Sistemas de transmisión VSC-HVDC en funcionamiento de parques eólicos marinos

Proyecto	Año	Potencia (MW)	Instalador	Distancia (km)	Parques Eólicos
BorWin 1	2012	400	Hitachi Energy	125+75	BARD Offshore I
HelWin 1	2013	576	Siemens Energy	85+45	Nordsee Ost Meerwind Süd/Ost
BorWin 2	2013	800	Siemens Energy	125+75	Veja Mate OWP Albatros Deutsche Bucht
DolWin 1	2014	800	Hitachi Energy	75+90	Borkum Riffgrund I Trianel Windpark I Trianel Windpark II
SylWin 1	2014	864	Siemens Energy	160+45	Dan Tysk Butendiek Sandbank
DolWin 2	2015	916	Hitachi Energy	45+90	Gode Wind I Gode Wind II Nordsee One
HelWin 2	2015	690	Siemens Energy	85+46	Amrumbank West Kaskasi
DolWin 3	2019	900	General Electric	83+79	Borkum Riffgrund II Merkur OWF
BorWin 3	2019	900	Siemens Energy	130+30	Hohe See Global Tech I
Three Gorges on the Sea	2021	1.100	Rongxin Power	98+10	Rudong H6 Rudong H8 Rudong H10

Tabla 3.9: Detalles técnicos sistemas transmisión combinados HVAC & VSC-HVDC

Proyecto	Voltaje HVAC (kV)	Voltaje HVDC (kV)	Tecnología	Transformadores (MVA)	Cables HVDC (mm ²)
BorWin 1	155	±150	2 niveles OPWM	-/1x435	2x1200 Cu 2x1600 Cu 2x3200 Al
HelWin 1	155	±250	MMC	2x425/2x422	2x875 Cu 2x1200 Cu 2x1800 Al
BorWin 2	155	±300	MMC	2x590/2x585	2x1000 Cu 2x1700 Cu 2x2400 Al
DolWin 1	155	±320	CTL	2x590/2x590	2x1000 Cu 2x1600 Cu 2x2000 Al
SylWin 1	155	±320	MMC	2x637/2x630	2x1250 Cu 2x1700 Cu 2x2400 Al
DolWin 2	155	±320	CTL	-/-	2x1400 Cu 2x16700 Cu 2x32400 Al
HelWin 2	155	±320	MMC	2x508/2x506	2x800 Cu 2x1100 Cu 2x31800 Al
DolWin 3	155	±320	MMC	2x700/2x685	-
BorWin 3	155	±320	MMC	2x670/2x670	-
Three Gorges on the Sea	220	±400	MMC	-/3x410	2x2000 Cu

Tabla 3.10: Sistemas de transmisión VSC-HVDC en construcción, planificación o aprobados

Proyecto	País	Potencia (MW)	Distancia (km)	Parques Eólicos
DolWin 6	Alemania	900	90	Gode wind III Norsee Two N-3.7
DolWin 5	Alemania	900	131	Borkum Riffgrund III
BorWin 5	Alemania	900	230	He Dreiht
DolWin 4	Alemania	900	215	N-3.5 N-3.6
BorWin 4	Alemania	900	260	N-6.6 N-6.7
BorWin 6	Alemania	980	210	N-7.2
BalWin 1	Alemania	2.000	220	N-9.1
BalWin 2	Alemania	2.000	360	N-9.2
BalWin 3	Alemania	2.000	230	N-9.3
Boreas	Reino Unido	1.800	-	Boreas
Vanguard	Reino Unido	1.800	-	Vanguard
East Anglia Hub	Reino Unido	3.100	-	East Anglia ONE North East Anglia TWO East Anglia THREE
Dogger Bank A	Reino Unido	1.235	207	Dogger Bank A
Dogger Bank B	Reino Unido	1.235	207	Dogger Bank B
Dogger Bank C	Reino Unido	1.218	260,5	Dogger Bank C
Sofia	Reino Unido	1.400	227	Sofia
Hornsea 3	Reino Unido	2.400	-	Hornsea 3
Ijmuiden Alpha	Países Bajos	2.000	-	Site 1 & 2
Ijmuiden Beta	Países Bajos	2.000	-	Site 3 & 4
Ijmuiden Gamma	Países Bajos	2.000	-	Site 5 & 6
Zhonpeng Link	China	1.000	-	Zhonpeng II OWF
Qingzhou Link	China	2.000	-	Qingzhou V Qingzhou VII
Sunrise Wind	EEUU	880	-	Sunrise Wind

4 Evolución y análisis del coste nivelado de la energía en la energía eólica marina

En este capítulo se recogen las distintas metodologías que otros/as autores/as han seguido para el cálculo del LCoE de parques eólicos marinos. Se hace un análisis más específico acerca de los datos de partida que se asumen, así como el peso que tiene cada elemento que conforma la integridad del parque eólico marino de manera analítica para poder identificar las mejoras que se pueden aplicar de una forma más efectiva a la hora de tratar de lograr una reducción del LCoE. Dicho análisis determinará las pautas a seguir en la metodología a desarrollar en el Capítulo 5.

También se analizan los criterios que se han seguido en estas evaluaciones, especialmente las distintas configuraciones en los sistemas de transmisión HVDC, así como las características y resultados de las mismas. Sin embargo, no todos los planteamientos iniciales parecen realistas por lo que sólo se han tenido en cuenta aquellos que proponen hipótesis tecnológicamente coherentes y realistas.

4.1 Aspectos generales del coste nivelado de la energía

El cálculo de LCoE proporciona un valor que indica el coste de una unidad de energía suministrado a la red durante la vida útil de un proyecto de generación. En términos generales se expresa en unidades monetarias por megavatio hora (€/MWh) de energía, entendido como el valor monetario actual, por esta razón costes y producción confluyen en una sola expresión sin expresarlos de manera separada. Así, compara diferentes costes de generación de cada tecnología, por lo tanto, todos los diferentes costes de generación de energía se evalúan por igual y de manera estandarizada.

En términos económicos, indica el precio al que se debería vender la energía durante su vida útil cumpliendo las hipótesis iniciales, para que el beneficio sea cero. A dicho valor habría que añadir la tasa del retorno de la inversión (Return of Investment-RoI, del inglés) esperada por los inversores así como el periodo de recuperación de la inversión (Payback, del inglés). La expresión matemática para el cálculo de este ratio difiere según la perspectiva desde la que se plantea y el nivel de detalle que se desea obtener [252].

Durante los últimos años, la generación de energía eólica marina se ha convertido en un agente relevante en el mix energético de diferentes países, como resultado del crecimiento exponencial registrado con el fin de cumplir los objetivos fijados para 2020 y el fin de subsidios en China. El crecimiento de la potencia instalada ha sido más intenso desde el año 2000, especialmente entre los años 2020-2021. Este tipo de generación de energía eléctrica estuvo fuertemente respaldada por excelentes mecanismos de apoyo a través de subsidios directos a dicha generación, lo que resultó muy atractivo para los inversores, minimizando riesgos e incertidumbres. De hecho, debido a la continua caída en el LCoE, los gobiernos han reconsiderado recientemente los altos incentivos, cambiando el marco regulatorio hacia subastas inversas competitivas que logran incluso precios sin subsidios ó compiten con las tecnologías de generación tradicionales basados en fuentes de energía mediante combustibles fósiles [253].

Esta tendencia de reducción de costes se ha alcanzado gracias a multiples factores y a todos los niveles dentro de la construcción de un parque eólico marino. Los más destacables son una mayor fiabilidad de los sistemas eléctricos, turbinas eólicas de mayor potencia, una amplia gama de innovaciones tecnológicas en toda la cadena de suministro, emplazamientos con mayores recursos eólicos, extensión de la vida útil y sistemas de transmisión más eficientes.

En diciembre de 2019, los países miembros de la UE publicaron los objetivos a largo plazo relacionados con el compromiso con los objetivos de energías renovables en los NECP. En ellos se pueden destacar dos objetivos principales comunes: por un lado, una sociedad libre de carbono que elimine gradualmente las plantas de carbón, por otro lado, trabajar hacia el futuro de una producción de energía no nuclear. Otros objetivos irrenunciables adicionales son: un mercado energético sostenible y respetuoso con el medio ambiente de tecnologías renovables, neutralidad climática, descarbonización del sector de la industria eléctrica y una economía verde eficiente y rentable. Para lograr todos estos propósitos, se espera que la generación de energía eólica marina se despliegue ampliamente durante el período 2021-2030.

Estos objetivos están claramente relacionados con grandes zonas marinas a gran distancia de la costa, en definitiva, grandes recursos eólicos además de excelentes condiciones de viento, como muestran los planes nacionales publicados recientemente. De hecho, los objetivos de estos planes solo se pueden lograr con grandes áreas eólicas marinas designadas en futuras subastas en países costeros los cuales están dando mucha importancia a la industria relacionada con la energía eólica en general. Además, una industria naval sólida y madura está superando las nuevas dificultades y desafíos que continuamente se presentan en alta mar, respaldada en parte por la experiencia de las compañías de petróleo y gas.

Para mantener la relación LCoE aún más baja para la energía eólica marina y teniendo en cuenta las tendencias futuras, se pueden destacar algunos aspectos que influyen de manera contraria y se deben evitar ó mejorar. De acuerdo con los NECPs publicados y la Planificación Espacial Marina (Maritime Spatial Plan-MSP, en in-

glés), se está promoviendo la construcción de grandes parques eólicos y alejados de la costa. Esta circunstancia significa que los promotores de dichos proyectos se enfrentarán a nuevos desafíos y que presenta dos vertientes claramente contrarias:

1. Los emplazamientos más alejados de la costa por lo general gozan de mejores condiciones y recursos eólicos y son de mayores extensiones. Estas condiciones junto con el desarrollo de turbinas de mayores potencias nominales, implica tres mejoras sustanciales:
 - Conseguir mayor producción de energía anual bruta (Annual Energy Production-AEP, en inglés).
 - Para una potencia determinada del parque eólico marino, se necesitan menos turbinas lo cual minimiza considerablemente la cantidad de cables, cadenas de turbinas, interruptores y demás elementos auxiliares y servicios de logística marina, haciendo que el coste inicial se reduzca.
 - Mayor separación entre turbinas, lo que reduce considerablemente las pérdidas por efecto estela.
2. Como desventajas más importantes se podrían destacar las siguientes:
 - En aguas más profundas los cimientos de turbinas/plataformas flotantes es la única opción técnicamente viable.
 - A mayor distancia, los costes de conexión también serán mayores, el cableado flotante presentará mayor riesgo de vulnerabilidad, lo que puede acarrear mayores ratios de fallo y mayores pérdidas de energía por no disponibilidad.
 - Las pérdidas eléctricas de energía también sufrirían un aumento puesto que es proporcional a la distancia.
 - Una estrategia de O & M más elevada en términos de costes.

Frente a esta tendencia que se dará en los próximos años, un LCoE bajo se convierte en una gran ventaja tanto en rondas competitivas de arrendamiento de fondos marinos como en rondas de asignación de contratos por diferencia (Contracts for Difference-CfD, en inglés). Es evidente que los proyectos del futuro se basarán en el ahorro de costes por unidad de producción anual de energía inyectada en la red de potencia (Annual Energy Delivered-AED, en inglés) buscando un equilibrio entre costes totales y producción. Esto significa que un aumento de la inversión inicial del proyecto (Capital Expenditures-CAPEX, en inglés), no suponga necesariamente un aumento en el valor del LCoE, puesto que un desembolso mayor en la mejora de cualquiera de los sistemas involucrados puede hacer que aumente en mayor medida proporcionalmente la energía generada, y en consecuencia la generación de energía resulte más barata. En resumen, los parques eólicos marinos gran distancia para capacidades considerables obligan a los promotores a hacer de la tecnología de generación eólica marina una fuente de energía renovable más rentable y competitiva, impulsando un desarrollo de proyectos eficiente y reduciendo el LCoE.

4.2 Análisis del coste nivelado de la energía

Como se ha comentado en el apartado anterior el constante desarrollo de la generación eólica marina ha tenido elementos a favor y en contra respecto a la evolución del LCoE. A pesar de ello las ventajas siempre han superado a las desventajas y ha habido un descenso bastante evidente.

Desde el comienzo de la última década hasta ahora, la reducción de LCoE ha sido una tendencia constante en la industria eólica marina, lo que hace que algunos de los nuevos mercados ahora sean rentables. De hecho, se espera que la paridad de costes entre la energía eólica marina y tecnologías más maduras se haya alcanzado para el año 2030, principalmente en los mercados con mayor experiencia. Durante el período 2014-2020, la tasa de reducción del LCoE ha sido del 28~36% [254] teniendo en cuenta los proyectos en funcionamiento y la tendencia general es de una disminución constante del 12~53% para el período comprendido de 2020-2035 [254]. En cuanto al valor del LCoE actualmente, hay disparidad de cuantías y rangos en función de los elementos que se hayan tenido en cuenta y los precios de todos los elementos, los cuales son muy variables. Como ejemplo en la figura 4.1 se puede observar la cantidad de elementos que pueden intervenir en el cálculo del LCoE.

Analizando la expresión matemática del LCoE algunos aspectos clave relacionados con dicha disminución se pueden destacar desde diferentes puntos de vista, ya que están influenciados por muchos factores diferentes. Su expresión más generalizada [36, 37, 255, 256, 257] es la siguiente:

$$LCoE \left(\frac{\text{€}}{MWh} \right) = \frac{\sum_{t=1}^{n+1} \frac{Costes}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{AEP_t - AEL_t}{(1+r)^t}} = \sum_{t=1}^{n+1} \frac{I_t + O_t + M_t + D_t}{\frac{AED_t}{(1+r)^t}} \quad (4.1)$$

El LCoE es un ratio que se obtiene como la división entre los costes y la energía inyectada en la red, teniendo en cuenta el valor del dinero futuro actualizado a día de hoy. De esta manera, su cálculo exige que la metodología que se pretende desarrollar tenga en cuenta los costes del parque eólico en su totalidad y por otro lado, la producción eléctrica y sus pérdidas.

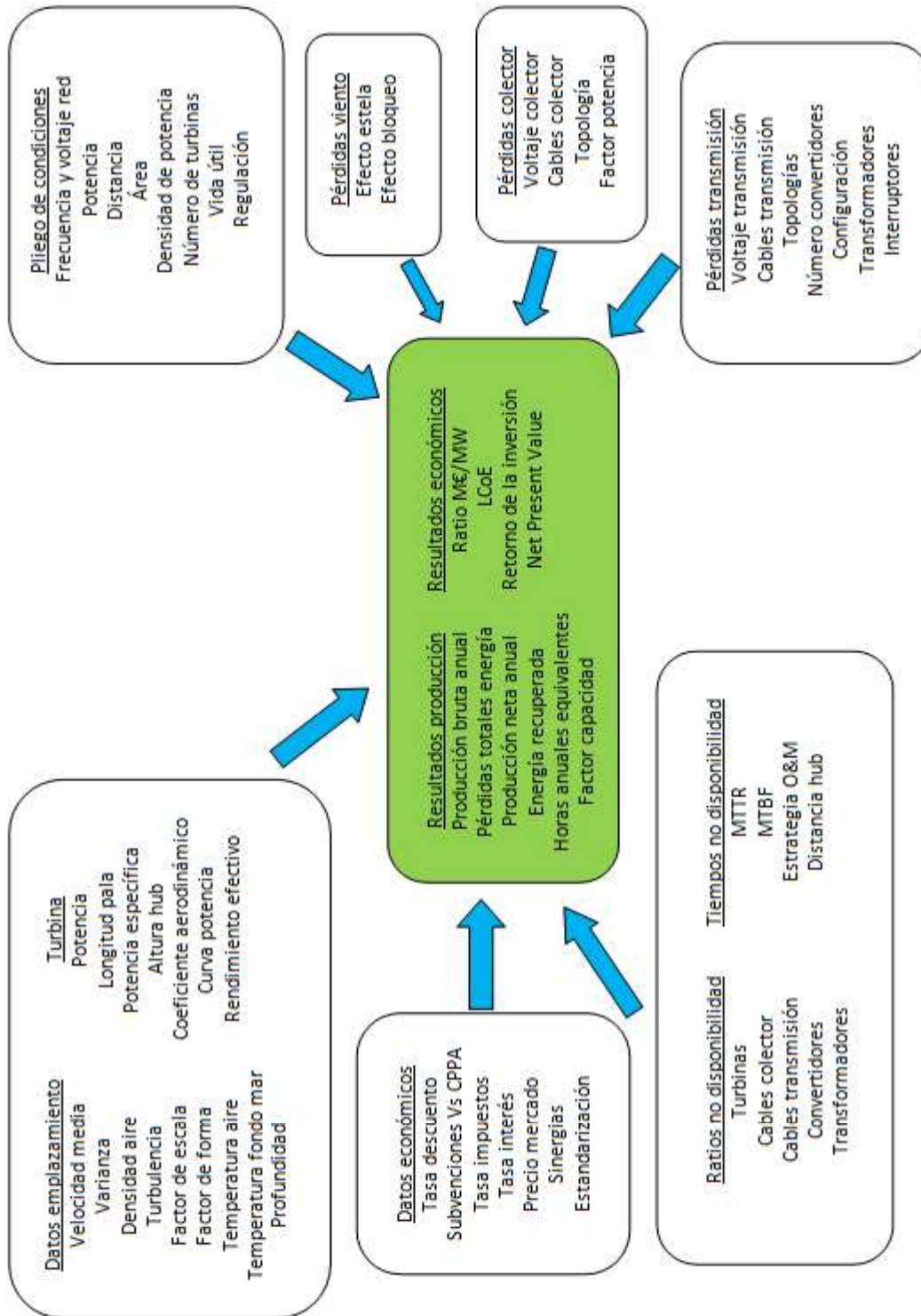


Figura 4.1: Esquema general de datos para el cálculo del LCoE

El numerador de su expresión, indica todos los costes que el parque eólico va a tener durante toda su vida útil, los cuales se pueden dividir en tres bloques [258].

- Costes iniciales de la inversión: estos costes se dividen en dos partes [259].
 1. Turbinas: el fabricante de las turbinas se encarga de la preparación, transporte, ensamblaje, montaje y puesta en marcha de las mismas. La preparación y el transporte incluye transportar los aerogeneradores desde la fábrica hasta el puerto (hub) donde se van a almacenar hasta su traslado al emplazamiento marino para su montaje. El fabricante también se responsabiliza de las torres y las palas, tanto como de su instalación como del mantenimiento durante los primeros años de vida del parque eólico.
 2. Servicios auxiliares de la instalación (Balance of Plant-BoP, en inglés): todos los trabajos que sean necesarios para construir el parque eólico y no estén incluidos en el contrato de las turbinas se refieren al BoP [260]. Dicha actividad comprende las actividades como las cimentaciones, las plataformas, obra civil, instalación de cableado colector, cables del sistema de transmisión y todo lo relacionado con la ingeniería, compras y construcción (Engineering Procurement Construction-EPC, en inglés).
- Operación & mantenimiento: es uno de los gastos más importante del parque eólico y puede suponer hasta un tercio del total durante toda su vida útil [261]. Esto es debido a que los gastos en O & M son más elevados en función de la distancia parque-hub y al ambiente marino, el cual no es el más adecuado para llevar a cabo labores de reparación. Además, el equipamiento eléctrico es más vulnerable en ese entorno ventoso de agua salada y teniendo en cuenta que habitualmente las faltas en los cables submarinos son de origen mecánico, hace que puedan convertirse en tiempos de reparación muy largos. Esto podría generar grandes pérdidas de energía no inyectada en la red y sus pérdidas económicas correspondientes. Por estos motivos es más que necesario una estrategia adecuada para prevenir y corregir eventuales fallos que se puedan provocar en cualquier subsistema.
- Desmantelamiento: es la última acción a realizar cuando finaliza la vida útil del parque eólico. Incluye la limpieza del emplazamiento y el aprovechamiento de todos los elementos reciclables. Sin embargo, la falta de una regulación específica a este respecto y a la poca experiencia acumulada hasta ahora, resulta muy difícil estimar estos costes [262].

El denominador de la expresión 4.1 relaciona la AEP y las pérdidas anuales totales de energía (Annual Energy Losses-AEL, en inglés). Como resultado final, la AED no es más que la resta entre las dos anteriores. Como esquema general propuesto por [263], las pérdidas de un parque eólico se pueden representar según la figura 4.2.

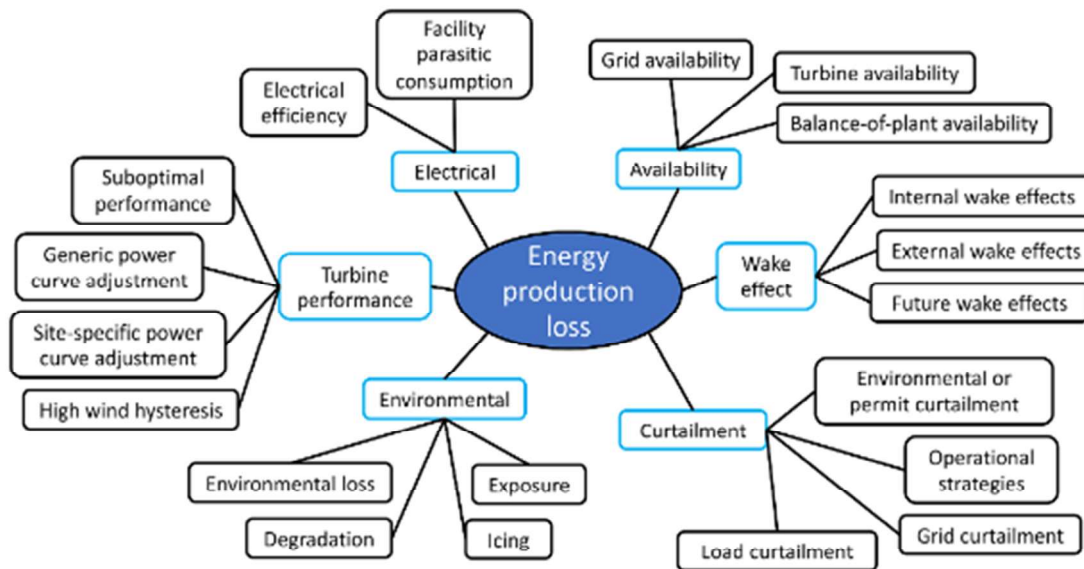


Figura 4.2: Esquema general de las pérdidas de energía según IEC 61400-15

4.3 Motivos del descenso del coste nivelado de la energía

4.3.1 Aspectos relativos a la tecnología

Según la expresión del LCoE es evidente que su valor puede reducirse desde dos vertientes distintas, las cuales a su vez engloban múltiples opciones. La primera consiste en reducir costes y la segunda en aumentar la producción de energía, siendo la estrategia más interesante la combinación de ambas. Sin embargo, no siempre se consiguen ambos objetivos a la vez. Generalmente, cuando se plantea una mejora técnica ó una innovación por parte de la industria eólica marina, los costes tienden a aumentar lo que en un principio debería provocar un aumento en la producción de energía ó en su caso una disminución de las pérdidas, siendo además proporcionalmente favorable a esa deseada reducción del valor del LCoE. En esta última idea reside la diferencia entre los parques eólicos marinos y los terrestres [264], los primeros presentan unos costes superiores compensados por un mayor recurso eólico y producción. Es por ello, por lo que un diseñador nunca debe perder la perspectiva global del proyecto cuando se plantea una mejora técnica a un precio superior, valorando todos los aspectos tanto económicos, técnicos y de producción.

De entre todos los elementos que pueden variar el valor del LCoE, los dos que más influyen son la capacidad del parque eólico y la capacidad de la turbina [265] junto con la selección adecuada de la misma en cada emplazamiento [266, 267].

Con respecto a las turbinas eólicas, se han logrado varias mejoras durante los últimos años lo que ha dado como resultado una reducción del LCoE. Hay que tener en cuenta que las turbinas eólicas marinas comprenden el 43~60 % de la inversión total inicial [268, 269], valor muy dependiente de las características propias de cada proyecto. Esto implica que un pequeño descuento del coste unitario de la potencia instalada, pueda generar un gran ahorro en el precio final del parque eólico. Adicionalmente, para una potencia determinada, se reduce el número de turbinas lo que implica en el resto del equipamiento eléctrico un ahorro mucho más generalizado, en número de cables, en bases, en gastos de O & M, en número de subestaciones, menores tiempos de instalación, menor área requerida, control más sencillo y un menor número de fallos. De hecho, los fabricantes de turbinas eólicas marinas continúan ofreciendo turbinas de mayor potencia y anuncian un rango de 14~16 MW disponible para los próximos años, como se ha mostrado en el Capítulo 2. También hay que destacar que en el mar no existen barreras que impidan la instalación ó el transporte de grandes turbinas, por lo que el crecimiento de las mismas se ha desarrollado más rápido que en tierra.

Paralelamente también ha aumentado la altura del aerogenerador aprovechando que a mayor altura las condiciones eólicas son más favorables en términos de generación de energía. Según [270] un aumento en la capacidad de la turbina de 4 MW a 8 MW llega a descender el LCoE hasta en un 10 %, mientras que aumentarla de 8 MW a 9,5 MW lo reduce en un poco más del 2 % si el voltaje colector es de 33 kV y en torno al 8 % si el voltaje colector es de 66 kV [40] para un parque eólico de 1,2 GW excluyendo los costes de conexión. En este último caso además se llega a reducir el número de subestaciones necesarias.

Al mismo tiempo, se ha aumentado el diámetro de los rotores, lo que se traduce en una mayor área de barrido y una menor SP, aumentando la energía que producen. Además, actualmente se están diseñando grandes turbinas eólicas con características propias de cada emplazamiento, haciendo coincidir las características del viento con el diseño óptimo de la turbina. La personalización turbina-emplazamiento incluye turbinas de diseño certificadas como IEC Clase S e IEC Clase T, así como una combinación de diferentes longitudes de pala con diferentes potencias de generadores, principalmente para el complejo complejo chino. Dicha flexibilidad permite una optimización adecuada lo que influye en la producción final de la turbina [266].

Asimismo, cabe destacar que el desarrollo de cables XLPE ha permitido aumentar las tensiones en la red colectora de 33 kV a 66 kV en MVAC, así como en los sistemas de transmisión de 132 kV a 220 kV en HVAC y hasta ± 320 kV en HVDC. Las capacidades de transmisión por lo tanto, también han aumentado haciendo posible un sistema más eficiente y más sencillo puesto que se puede reducir la cantidad de cables destinados al transporte de energía. Además, los cables de aislamiento XLPE han ido desplazando paulatinamente a los cables MI, puesto que son más baratos de menor diámetro externo y con unas características excelentes [127, 271, 272] para el ámbito marino.

4.3.2 Aspectos ajenos a la tecnología

Por otro lado, también existen factores que han influido en el descenso del LCoE durante los últimos años. Uno de los más importantes es la estandarización en el diseño de parques eólicos marinos, que también ha supuesto una reducción en el desarrollo durante las primeras etapas de dichos proyectos (Development Expenditure-DEVEX, del inglés). Además, la estandarización de transformadores, tensiones nominales de la red colectora y de la red de transporte, diseño de las turbinas/subestaciones, estructuras, etc., ha supuesto una reducción unitaria de los precios de compra a proveedores. De igual forma, cada vez existen más mercados donde el generador costea únicamente las turbinas eólicas y el sistema colector. Así las subastas inversas basadas en el precio de venta de energía más bajo, llegan a precio de mercado sin necesidad de subsidio alguno lo cual refleja una tendencia real de la baja del LCoE así como una influencia en la inversión inicial del proyecto [273].

En este aspecto, es de especial importancia destacar dos mercados basados en la estandarización, lo que ha llevado a convertirse en las primeras subastas sin subsidios, ó lo que es lo mismo, vender su energía a precio de mercado. Debido a que los TSOs son los responsables de la transmisión, éstos se han visto obligados a estandarizar los sistemas de transporte para ahorrar costes. En Países Bajos, desarrollan 5 parques eólicos de 700 MW para un voltaje de 220 kV en HVAC, mientras que en Alemania la estandarización consiste en links de 900 MW para un voltaje de ± 320 kV en VSC-HVDC. Como puede verse en la Figura 4.3, la evolución en el valor de los subsidios muestra una tendencia bajista, donde los mercados de los Países Bajos y Alemania son los primeros en lograr resultados de subsidios cero. Estos subsidios por lo general son de duración limitada, a partir de la cual los ingresos vendrán a precio de mercado. Dichos subsidios y los precios marcados en subasta no indican el valor del LCoE pero si guardan un paralelismo claro, más o menos acentuado en según qué mercados. En dicha gráfica sólo se han tenido en cuenta los países donde el cambio de adjudicación de subsidios ha sido hacia una subasta pública.

Otro factor clave en el descenso del valor del LCoE, es el desarrollo de proyectos a gran escala que al unir simultáneamente servicios, sinergias y agrupar la construcción de varios proyectos dentro de una misma etapa de construcción, se ahorran costes adicionales. De esta manera, estas economías de escala más fuertes hacen que el LCoE sea más bajo [274]. Varios parques eólicos vecinos divididos en varias fases diferentes, se pueden construir al mismo tiempo, en consecuencia, los trabajos de O & M podrían ser compartidos incluso por diferentes dueños en áreas marítimas contiguas para parques eólicos organizados en clústers, así como también, los cables de transporte del sistema de transmisión.

Estas sinergias pueden aportar descuentos durante el proceso de compra de los distintos elementos que componen el parque. Actualmente, los precios y costes están sujetos a una importante variabilidad debido a la gran volatilidad en los precios de las materias primas, en los costes de logística marina, los tipos de cambio de moneda, las condiciones de contratación y la inestabilidad de la cadena de suministro. Esto

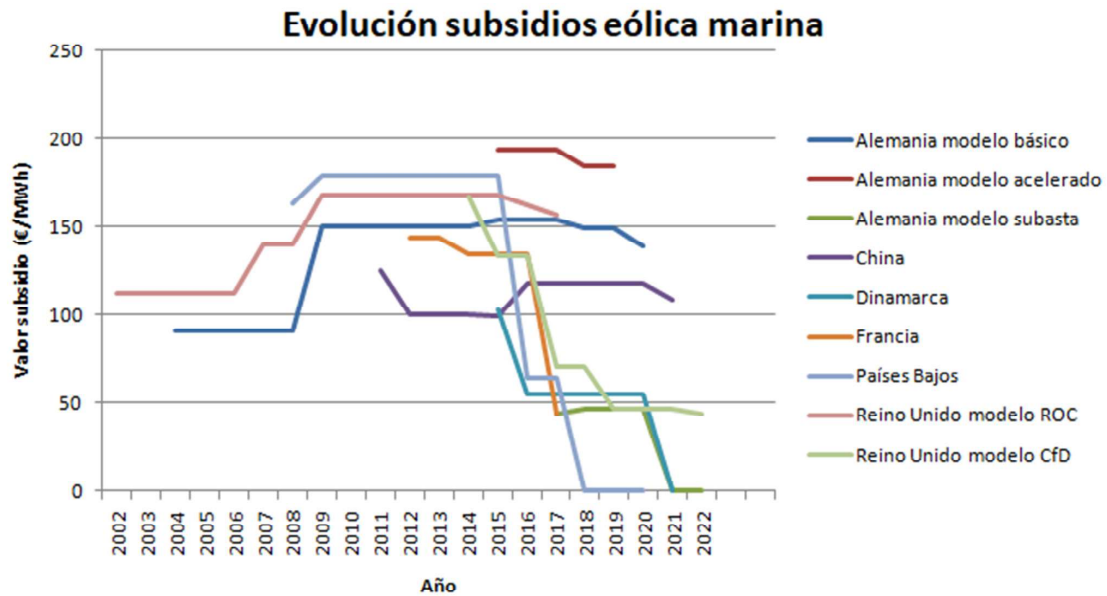


Figura 4.3: Evolución subsidios aplicados a la eólica marina

significa que el resultado final del LCoE depende en gran medida de los costos iniciales, por lo que también puede ser un valor muy volátil. Las sinergias pueden incluso ser entre tecnologías de generación iguales ó diferentes [275, 276, 277].

Otro elemento a destacar es la mayor fiabilidad de todos los elementos que componen el parque eólico marino, lo que hace que las pérdidas de energía por no disponibilidad sean cada vez más reducidas. La no disponibilidad de los componentes es un factor que provoca una reducción de la AED al aumentar las pérdidas, y en consecuencia aumenta el LCoE. Por lo tanto, por parte de la industria eólica marina se debe mejorar aún más la fiabilidad del equipamiento eléctrico y por parte de los promotores minimizar los tiempos de reparación. Esto implica necesariamente reducir el tiempo medio del fallo (Mean Time To Failure-MTTF, en inglés) y el tiempo medio de reparación (Mean Time To Repair-MTTR, en inglés) respectivamente. En la evaluación de estos tiempos, el MTTR indica la severidad de la avería y estima el tiempo promedio necesario para realizar la reparación. Por otro lado, el tiempo que considera la fiabilidad de cualquier equipo, definido como el tiempo promedio esperado sin interrupciones (MTTF).

Con respecto al MTTR, estará influenciado en gran medida por los siguientes factores, según el siguiente proceso a seguir:

- Detección y localización de la avería
- Diagnosticar la avería y proponer una solución
- Disponibilidad de personal especializado/tripulación/barco/helicóptero así como repuestos necesarios

- El tiempo para llegar al punto donde se ha localizado la avería. Pueden aparecer restricciones según el estado del mar ó de las condiciones meteorológicas
- Preparativos y acciones para la reparación
- Pruebas y restauración del sistema

Estas complejas intervenciones en alta mar podrían medirse en varias semanas ó meses, haciendo que los propietarios de los parques eólicos sean conscientes de la importancia de tener una estrategia adecuada para las reparaciones. Por lo tanto, los tiempos de reparación en caso de avería deben ser cada vez más cortos gracias a una adecuada planificación de los servicios de O & M [278, 279, 261].

En los parques eólicos marinos con transmisión en VSC-HVDC se está estudiando la posibilidad de redundancias parciales a costa de incrementar el costo final del proyecto y poder salvar así parte de la producción ofreciendo una alternativa para que la energía eléctrica generada en alta mar tenga una ruta alternativa. Sin embargo, hasta la fecha las líneas de transmisión se han implementado en configuración *Point-to-Point* lo que hace más vulnerable al sistema, por lo tanto un fallo en las líneas de transporte de larga duración para grandes cantidades de energía puede tener un efecto muy negativo en los resultados económicos del parque.

Otros aspectos que influyen en el valor del LCoE puede venir de las fuentes de financiación del proyecto. Respecto a la tasa de descuento, ésta tiene un impacto directo en el valor de LCoE [280]. Se trata de una de las variables financieras más importantes para la consecución de un proyecto de eólica marina. Se puede definir como el costo promedio ponderado de capital (Weighted Average Cost of Capital-WACC, del inglés), y refleja la manera de conseguir la financiación del proyecto que puede ser de dos maneras: usando capital de la propia empresa, ó pidiéndolo prestado a un interés determinado. Teniendo en cuenta que en este tipo de grandes inversiones el desembolso inicial es muy grande, provoca una gran demanda de capital.

Hay varios factores que afectan al valor de la tasa de descuento. Por ejemplo, los riesgos en la construcción del complejo eólico marino, la disponibilidad de capital y el atractivo que puede tener entre los inversores [281]. Estas circunstancias conducen a importantes variaciones entre distintos proyectos. Como puede verse en la figura 4.4 a mayor tasa de descuento mayor será el valor del LCoE.

Generalmente por término medio su valor es algo más reducido en Europa que en los mercados asiáticos y americanos [281] situándose en un valor medio del 5,5% en Europa [282] en el año 2019. Esto puede deberse a la existencia de bancos verdes (Green Investment Banks, del inglés) que utilizan técnicas de financiación para estimular la inversión del sector privado en tecnologías de generación renovables, reduciendo riesgos y generando confianza en el inversor.

Existe un hándicap añadido desde el punto de vista de proveedores y servicios. Bien sea por motivos políticos ó por motivos de la propia industria, en algunos casos los proveedores del equipamiento eléctrico ó de servicios de logística marina, son muy escasos. Así en el proceso de compra la competencia se encuentra muy limitada. Por

ejemplo, en Europa sólo existen dos fabricantes de turbinas, uno en los Estados Unidos y alrededor de media docena en China, lo que hace que los precios sean más reducidos y se acerquen al 50 % respecto a los precios europeos. Este fenómeno también se traslada a otros servicios que requieren actividades muy especializadas para un mercado muy pujante, como son el análisis de batimetrías, actividades para localizar munición sin detonar (Unexploded Ordnance-UXO, del inglés), operaciones de instalación de turbinas, de todo el equipamiento auxiliar (cables, bases, ...), lo que implica que las subastas a veces carezcan de una competencia real.

Por último, señalar que alargar la vida útil del parque consigue una reducción del LCoE. Esto ocurre en caso de que la producción y venta de energía (sus ingresos) superen a los costes de O & M, puesto que durante los últimos años de producción ó en su caso los años de prolongación, son los únicos costes que se tienen. A este respecto, es habitual que los propietarios de un parque eólico pidan extender la concesión de generación de energía eléctrica ó en su caso repotenciarlo, consiguiendo valores del LCoE aún más reducidos.

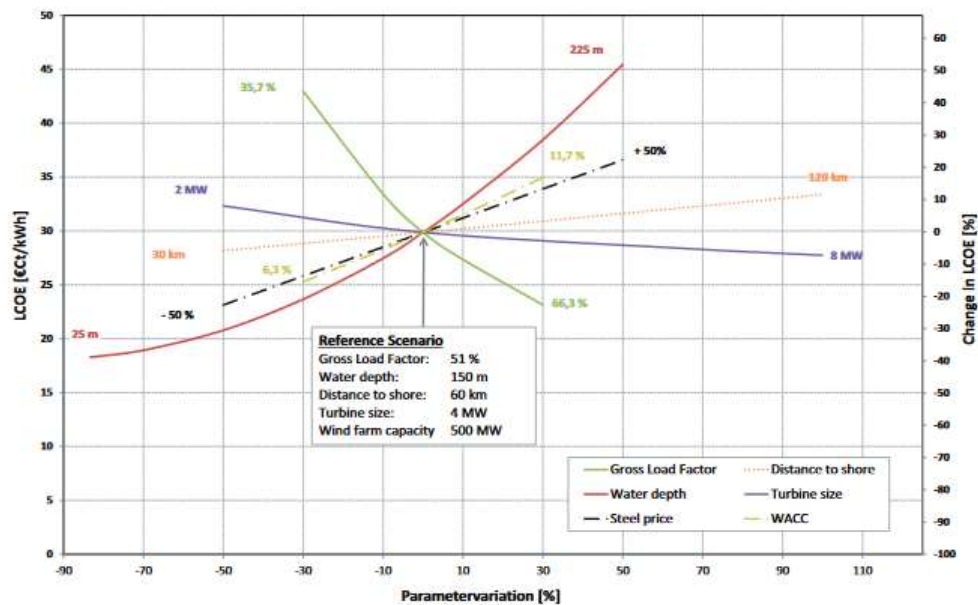


Figura 4.4: Variación del LCoE en función de los datos de entrada

4.4 Estudios previos en el cálculo del coste de la energía

Una revisión de los trabajos realizados por la comunidad investigadora, muestra una serie muy amplia y variada en el campo de la optimización del diseño de los parques eólicos marinos para múltiples funciones objetivo [283]. De esta manera, diferentes

autores/as han tratado de establecer distintas soluciones desde puntos de vista muy diversos ó considerando metodologías de optimización de forma parcial sin tener en cuenta el parque eólico completo.

Como se ha indicado anteriormente, el valor del LCoE depende de muchos factores en mayor ó menor medida por lo que en pleno auge en el desarrollo de la generación eólica marina muchos han sido los estudios orientados a esta misma función objetivo, puesto que se trata de un valor de vital importancia dentro de los cálculos económicos en la generación de energía. De entre todos ellos, destacan dos bloques principales; optimizar el diseño del sistema colector y evaluar la influencia del sistema de transmisión, especialmente en HVAC y en menor medida en HVDC.

4.4.1 Análisis del sistema colector

Dependiendo de las partes del parque eólico considerado, se han publicado diferentes estudios orientados al cálculo ó a la optimización en el diseño del subsistema seleccionado.

4.4.1.1 Sistema colector de corriente continua

Diversos autores han valorado la posibilidad de desarrollar el sistema colector en MVDC, aunque dicha solución no se ha aplicado en ningún caso hasta ahora. A pesar de que el sistema generador completo situado en la góndola tiene menores pérdidas en DC [284], el conjunto del sistema colector MVDC ofrece peores resultados [285] tanto desde el punto de vista de pérdidas como de costes. Esto es debido a que los convertidores DC/DC de alta potencia, las protecciones para redes MVDC presentan precios más elevados y en los cables las pérdidas son mayores. Por el contrario el peso de los cables sería menor y estarían libres de potencia reactiva lo que no sería necesario un sistema compensador. En [286] se valora si compensa un convertidor DC/DC de alto voltaje (muchos elementos de conmutación en serie más transformador de continua) ó medio voltaje (sin transformador junto al generador pero mayores corrientes), en todo caso no se considera una opción interesante debido a la carestía de los interruptores DC como sistemas de protección en estos sistemas colectores. De hecho, todos los autores que siguen dicha línea de investigación asumen que el sistema de transmisión se hace en HVDC.

En [287, 288] se analizan las diferentes topologías que se pueden adoptar en un sistema colector MVDC, valorando las pérdidas por no disponibilidad donde la topología radial es la más beneficiosa. Ambos autores coinciden en que los costes son muy superiores respecto a los sistemas colectores actuales en MVAC, por lo que desde el punto de vista de la mejora del LCoE no parece ser la mejor opción actualmente. Sin embargo, el análisis presenta mejores resultados con mayores potencias por turbina, por lo que a medida que aumente la potencia de las turbinas que la industria está

anunciando para esta próxima década, resulta de gran interés esta línea de investigación a fin de considerar la idoneidad de parques eólicos marinos con sistemas colectores y sistemas de transmisión en MVDC y HVDC respectivamente.

4.4.1.2 Sistema colector de corriente alterna

En la actualidad todos los parques eólicos marinos han implementado sistemas colectores MVAC para voltajes típicos de 33 kV ó 66 kV.

Análisis de pérdidas Desde el punto de vista de las pérdidas de estos sistemas se ha seguido el IEC 60287 [289] como metodología para el cálculo de las mismas [290, 291, 40]. varios los autores que han analizado el impacto del aumento del nivel de voltaje en el LCoE consiguiendo ligeras reducciones del mismo. A pesar de un aumento de los costes alrededor de un 12 % [292], las menores pérdidas compensan durante toda la vida útil dichos costes, aunque el estudio se refiere aun parque de 99 MW y no parece una aproximación muy realista al extrapolarlo a grandes parques. En [37] se evalúa el paso de 33 kV a 66 kV teniendo en cuenta distintos grados de disponibilidad (leve, medio y grave) de los cables y la topología radial-anillo con un descenso del LCoE de 0,5~1,5 % respecto a la disposición radial. Por otro lado [36] evalúa las pérdidas para dos parques con diferentes configuraciones con resultados similares en términos de costes y reduciendo el LCoE algo más del 0,8 %. Para parques eólicos de mayores capacidades, la mejora es algo mayor puesto que se aprovecha la economía de escala lo que hace que incluso se reduzca el número de subestaciones.

Para valorar el efecto del aumento de la tensión en el LCoE, se ha llevado a cabo un estudio con mayor detalle para un parque de 1,2 GW con tres modelos de turbinas diferentes que será ubicado próximamente [293] . Los resultados principales se muestran en la tabla 4.1.

A la vista de los resultados y de los indicadores obtenidos, se pueden destacar las siguientes conclusiones. A 33 kV para todos los casos no es rentable construir el parque eólico con una única subestación debido al elevado número de cadenas y a las grandes distancias entre la primera turbina de la cadena y la subestación. Esto hace que las pérdidas del conjunto sean mayores debido a la mayor distancia total del sistema de cableado. En cuanto al LCoE, las opciones más interesantes están claramente relacionadas con la implantación de 66 kV, con unos costes de generación de 96,97 €/MWh, 94,79 €/MWh y 87,49 €/MWh respectivamente. De hecho, todos los valores mejoran con la aplicación del sistema de mayor tensión. Teniendo en cuenta los mejores ratios LCoE de los casos de 33 kV y 66 kV, hay una reducción promedio de 1,065 %.

Al aumentar el voltaje a 66 kV, el ahorro en costes es evidente. Por un lado, el número de cadenas se reduce considerablemente, ya que pueden contener el doble de turbinas. Esta circunstancia permite reoptimizar cadenas, nuevas secciones de

cable, reducir el número de subestaciones así como las pérdidas. Por otro lado, en cualquier caso se demuestra que una mayor capacidad de turbinas sí que reduce el valor del LCoE (entre un 2 %-9,49 %), incluso reduciendo el número de subestaciones necesarias. Cabe mencionar que actualmente se encuentran en proceso de prueba y certificación turbinas de mayor capacidad (alrededor de 14~16 MW), lo que hará que el valor del LCoE siga cayendo aún más.

La opción de diseño óptimo combina ambos aspectos de mejora, es decir, aumentar la potencia de la turbina marina a 10 MW y aumentar el voltaje para la red de matriz marina a 66 kV con una sola subestación colectora. De esta forma se obtiene una reducción del 10,9% en el LCoE frente al primer caso, para una turbina de 6 MW a 33 kV. Esto hace que el LCoE del proyecto sea el mínimo de todas las opciones estudiadas en 87,49 €/MWh. Es evidente que este ratio más bajo de LCoE supera los sobrecostes asumidos inicialmente, posibilitando un ahorro de costes en el precio final de la energía. La figura 4.5 resume las pérdidas del cableado del sistema colector, considerando para cada modelo de turbina con el LCoE más bajo para 33 kV (izquierda) y 66 kV (derecha).

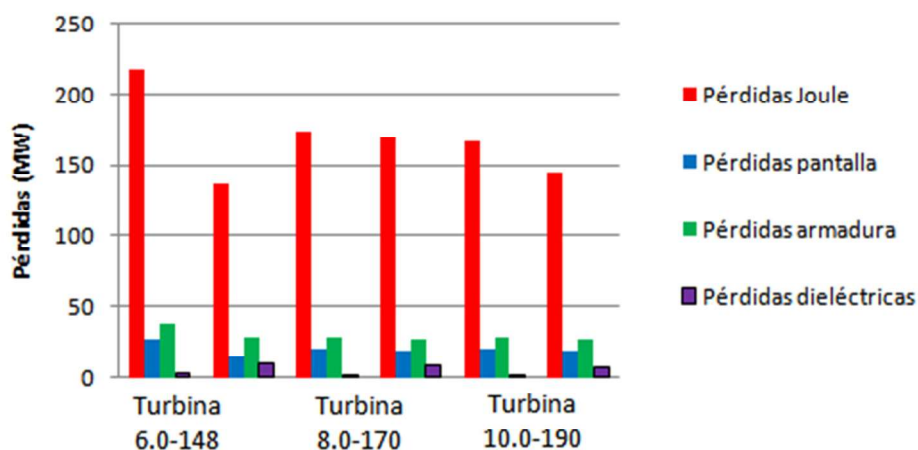


Figura 4.5: Desglose de las pérdidas en los cables del sistema colector

Analizando en detalle las pérdidas del sistema colector, está claro que todas las pérdidas que son proporcionales al cuadrado de la corriente se reducirán con el aumento del voltaje. Aunque el voltaje sea el doble y la corriente la mitad, esta reducción de pérdidas no será proporcional, ya que las corrientes de los tramos de cable cercanos a la subestación soportan más turbinas y el valor de la corriente total será similar. Por otro lado, cuanto mayor sea la potencia de cada turbina, menor será la longitud total de cableado necesario del sistema colector, y las pérdidas siendo proporcionales a esa longitud se reducirán. Por el contrario, las pérdidas dieléctricas que son proporcionales al cuadrado de la tensión son mayores debido al mayor voltaje aplicado, aunque sigue siendo la menor de todas las pérdidas.

Análisis de costes Otros autores se centran en el impacto de los costes en un parque eólico, sin embargo no llegan a analizar realmente si la reducción de estos costes implica un cambio en el coste de la energía. Por ejemplo, en [294] se compara el concepto tradicional de subestación única respecto a un modelo más distribuido, el cual tiene un ahorro del 4,9 % para unas pérdidas eléctricas prácticamente iguales sin tener en cuenta las pérdidas de no disponibilidad.

Otra forma de minimizar costes de manera efectiva y en consecuencia lograr reducir el LCoE, consiste en situar la subestación en el centro del emplazamiento con el número óptimo de cadenas [295]. Sin embargo, las cadenas están diseñadas de manera telescópica y no aprovecha la ventaja de las sinergias. No son estudios muy realistas puesto que por lo general se utilizan dos secciones diferentes al diseñar la cadena. El proveedor de cable en MVAC ofrece mejores descuentos si el número de secciones diferentes es inferior aunque es muy difícil evaluar este efecto.

En [296, 297, 298, 299, 300, 301, 302] se detalla y evalúa el impacto en el LCoE del efecto estela y del control óptimo del parque, puesto que consideran que son los dos aspectos que más influyen. Para ello valora la posición adecuada de las turbinas y de las subestaciones para maximizar producción al minimizar el efecto estela, en algunos casos desarrollando algoritmos. Otro algoritmo para el diseño de un sistema colector que presente el coste más bajo se desarrolla en [303], realiza el cálculo de pérdidas pero no valora el efecto estela.

En [304] se hace una interesante comparativa de costes incluyendo tres opciones de diseño en la parte HVAC, como se observa en la figura 4.6. Para un parque eólico marino de 1,2 GW con 120 turbinas de 10 MW y una vida útil de 20 años, se consideran tres posibles opciones. La primera y la segunda opción difieren en el voltaje del sistema colector, mientras que el tercero plantea la eliminación de la subestación HVAC para conectar directamente las cadenas con la plataforma convertidora, según el *Direkt Konzept*.

Los resultados son lo suficientemente concluyentes como para destacar la importancia en cuanto a la simplicidad del sistema. La eliminación de la subestación HVAC no solo reduce considerablemente el coste final del parque (-42 %), sino que al eliminar las pérdidas de los transformadores el sistema es más eficiente (+0,6 puntos), lo que reducirá el LCoE aunque el autor no lo valora finalmente. Según la figura 4.7 tanto en la opción 1 como en la opción 2, se puede observar claramente el efecto de las pérdidas de los transformadores, puesto que la curva de la eficiencia del sistema se ajusta a la curva de la eficiencia de los transformadores. Además, el diseño de las cadenas del sistema colector se realiza con dos secciones diferentes de cable por lo que se ajusta con bastante criterio a los parques reales, de forma que las pérdidas de energía entre la opción 1 (33 kV) y la opción 2 (66 kV) registran una diferencia de -1,44 %, lo que viene a corroborar estudios citados con anterioridad. En ningún caso se valoran las pérdidas de no disponibilidad por lo que las ventajas de la opción 3 serían incluso mayores.

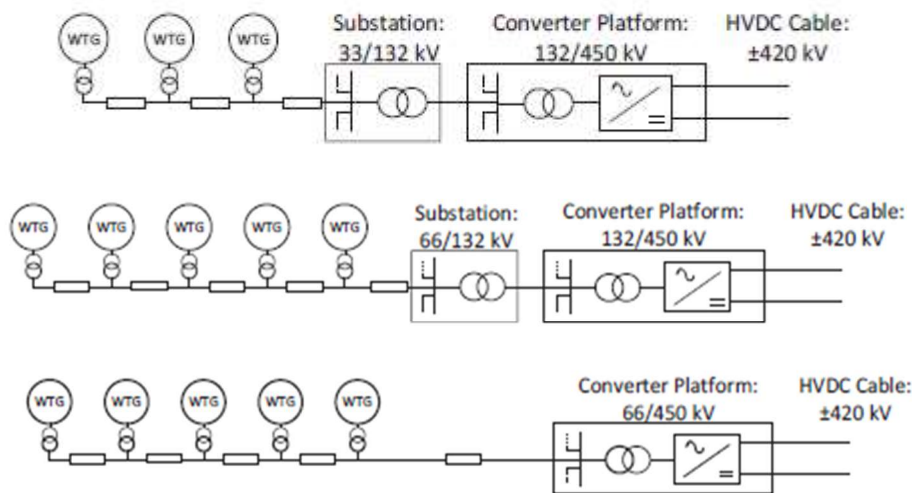


Figura 4.6: Opciones en HVAC según voltajes

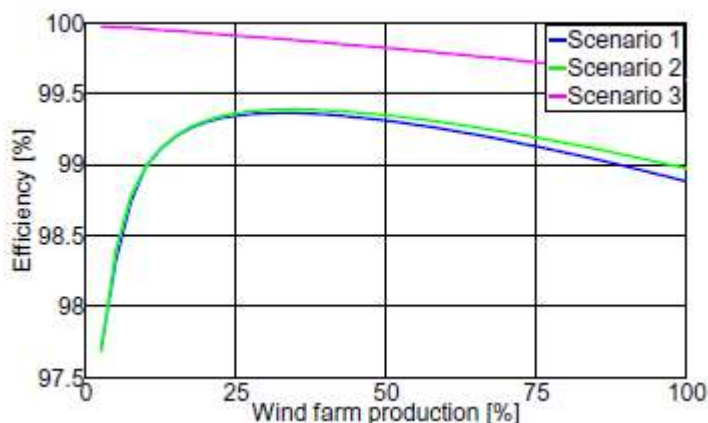


Figura 4.7: Eficiencia de las topologías HVAC

4.4.2 Análisis del sistema de transmisión HVDC

Desde que entraron en servicio los primeros parques eólicos marinos ha habido cada vez un mayor interés en el estudio de las líneas de transmisión submarinas. Diferentes autores/as dentro de la comunidad investigadora han comparado las distintas opciones de los sistemas de transmisión para integrar la generación eólica marina, tanto la opción en AC como en DC, a baja frecuencia como a frecuencia industrial, en alta tensión ó en media tensión. Como factor más determinante al seleccionar la tecnología para dichas líneas de transporte, se puede destacar la producción de grandes cantidades de potencia reactiva [305] en las líneas HVAC. Dicho factor se agrava a mayor longitud del cable y a mayor potencia a transmitir, como muestra la figura 4.8, donde la capacidad de transmisión aumenta a medida que la frecuencia disminuye [306].

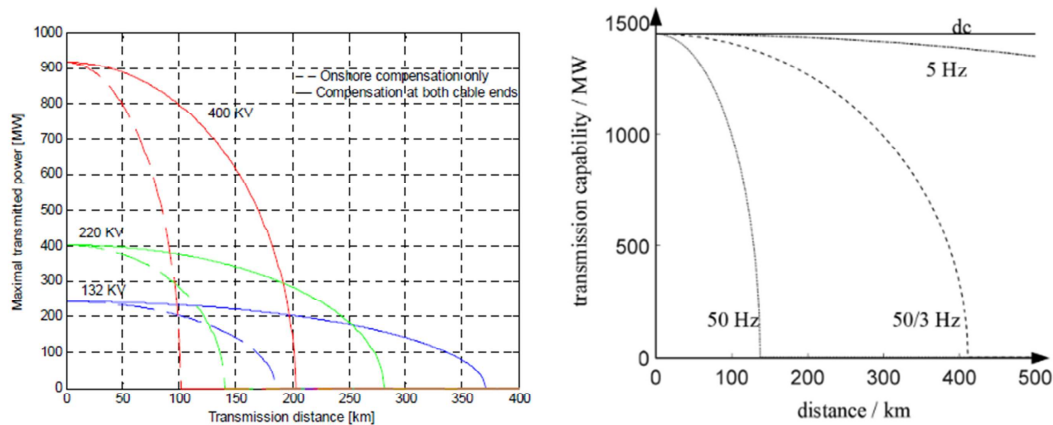


Figura 4.8: Límites del sistema de transmisión HVAC a frecuencia industrial y a baja frecuencia

Esta circunstancia ha llevado a valorar las distintas tecnologías disponibles en función de la longitud de transmisión y de la potencia a transmitir, a fin de determinar cual es la distancia crítica de cada proyecto y establecer así la mejor de las opciones, bien sea en HVAC ó HVDC [305, 307, 308, 309]. La misma problemática se ha considerado en líneas subterráneas con conclusiones similares [310, 311]. Dichos artículos no valoran el impacto de cada tecnología en el LCoE aunque sí hacen un balance de costes, pérdidas eléctricas y pérdidas de no disponibilidad, a distintas distancias y potencias de los parques eólicos estudiados. Además, para la tecnología HVDC lo hacen generalmente en topología *Point-to-Point* sin contar con la posibilidad de redes multiterminales.

A pesar de que algunos análisis se han hecho en tecnología LCC-HVDC, ésta no presenta las mejores características para la integración de la eólica marina. Debido a su mayor espacio físico necesario la tecnología LCC-HVDC no es la más adecuada para aplicaciones donde la falta de espacio es un elemento crítico.

A medida que se ha desarrollado la tecnología relacionada con la transmisión submarina y el despliegue de la generación eólica marina se han considerado nuevas opciones, y éstas se han tenido en cuenta para su evaluación al igual que los costes de O & M, que adquieren importancia cuanto mayores son las capacidades de los parques y la lejanía de la subestación marina. De esta manera comienzan a investigar topologías multiterminales así como líneas híbridas (LCC+VSC) con convertidor VSC en la subestación marina [312] ó en la subestación terrestre [313], convertidores rectificadores no controlados con diodos (Diode Rectifier Unit-DRU, en inglés) [314, 315, 316] y estudios específicos basados en la fiabilidad de los sistemas de transmisión [317, 318, 319]. Dichos autores/as han dado gran importancia a la posibilidad de perder la producción de energía completamente debido a una avería tanto en el convertidor como en un cable de transmisión y consideran la importancia de establecer redundancias. Dichas redundancias se basan en instalar *interlinks* tanto

en el lado previo del convertidor (HVAC) como en el lado de transmisión (HVDC), de forma que un sobrecoste en el proyecto orientado a mejorar la disponibilidad de cualquier elemento puede mejorar tanto los ratios económicos como los valores de energía. Un *interlink* es un cable adicional que conecta las subestaciones HVAC ó HVDC, que ofrecen una alternativa al cable fuera de servicio para salvar parte de la producción que no se podría inyectar en la red. Estos *interlinks* normalmente son circuitos abiertos hasta que ocurre una de las interrupciones del cable de transmisión, lo que limita la capacidad para exportar toda la energía a la red nacional. Puesto que estos *interlinks* tienen una capacidad limitada puede ocurrir que la producción del parque eólico con el cable de transmisión dañado, se vea reducida intencionadamente por lo que daría lugar a pérdidas de energía por dicha limitación [320].

Merece la pena recordar que las líneas de integración de la energía eólica marina en tecnología VSC-HVDC se realiza en configuración monopolar simétrica por lo que cualquier avería en cualquiera de los convertidores como de los cables dejaría fuera de servicio todo el sistema, por lo que dicha configuración cuenta con cierta vulnerabilidad.

Por otro lado, se están llevando a cabo varios estudios relacionados con el diseño de la gran red europea y el papel que jugará la tecnología HVDC. Estas iniciativas [321, 322, 323, 324, 10, 325, 326, 327, 328, 329, 330, 331, 332, 333] se basan en realizar diferentes topologías para el estudio en la integración más efectiva de la generación eólica marina a gran escala en la futura Supergrid europea. Tal desafío de integración de la generación eólica marina en un contexto transnacional comprende objetivos típicamente diversos en una perspectiva futura 2030-2050, resumidos en 6 marcos teóricos:

- Necesidad de evaluación de las políticas regulatorias junto con cambios legislativos para desarrollar un marco común.
- Asesoramientos técnicos para la implementación de estándares técnicos y códigos de red comunes.
- Seguridad en el suministro.
- Reducción del impacto ambiental promoviendo las fuentes de EERR autóctonas, haciéndose menos dependientes de los combustibles fósiles y ganando soberanía energética.
- Compartir una visión común multisectorial e internacional, para conseguir que el mercado único de energía disminuya el impacto socioeconómico.
- Establecer principios y directrices para la red de transmisión HVDC marina con el objetivo de interconectar las 5 redes europeas no sincronizadas tanto de manera flexible.

Esta integración de la generación eólica marina se está considerando a través del concepto multiterminal HVDC (MT-HVDC), porque los sistemas de transmisión individuales *Point-to-Point* podrían resultar una solución poco efectiva. De acuerdo

con las iniciativas presentadas anteriormente, los dos conceptos más ampliamente aceptados podrían clasificarse en 2 grupos diferentes:

- Múltiples interconexiones en forma de red, es decir, una transición del modelo actual de transmisión *Point-to-Point* a una configuración marina mallada (Meshed Offshore Grid-MOG, en inglés). Varias estaciones convertidoras en alta mar interconectadas, recogen la energía generada por los parques eólicos marinos en tecnología HVAC, por lo que si se produce un fallo en uno de los cables de transmisión HVDC, la energía podría enviarse por una ruta alternativa a la red nacional.
- Red en topología *Hub & Spoke*, es decir, un hub central de energía en alta mar recoge a través de cables HVAC toda la generación de cada parque eólico adyacente, donde se convierte en HVDC antes de ser exportada por interconexiones (*spokes*) a diferentes áreas regionales, lo que permite a su vez el comercio de electricidad entre países. Se sugiere que estos *hubs* estén constituidos por islas naturales/artificiales que podrían soportar todos los servicios necesarios en hubs portuarios lo que genera algunos aspectos beneficiosos, tales como: operaciones de montaje durante la construcción de los parques eólicos para equipamiento eléctrico y turbinas, compartir y coordinar actividades de O&M entre diferentes promotores y optimizar el espacio marino.

De acuerdo a los trabajos publicados por [139, 317, 334, 335, 336, 337, 338, 339, 340, 341, 342, 343, 344, 345, 346] los sistemas de transmisión se pueden clasificar básicamente en 6 topologías diferentes, aunque existen múltiples matices que se traducirían en mayor cantidad de opciones. Según [335] estas son:

4.4.2.1 Topología Point-to-Point

Es la topología más estudiada y la más básica. Los proyectos actualmente en servicio utilizan este tipo de topología (Capítulo 3, Sección 3.3) si bien hay 3 casos con *interlinks* entre plataformas en la parte de HVAC a 155 kV para una capacidad de aproximadamente 200 MW. En esta topología cada parque eólico posee su sistema de transmisión donde ambos convertidores y líneas DC están dimensionados a la potencia del parque. Esta topología es la más simple en términos de sistema de transmisión, por lo que carece de redundancia alguna de manera que cualquier fallo implica la pérdida completa de energía. Su disposición se puede ver en la figura 4.9.

4.4.2.2 Topología en anillo general

Esta topología comprende un anillo general, lo que hace que sólo existan dos líneas de transmisión mar-tierra. Dichas líneas por lo tanto deben estar dimensionadas a la potencia total instalada, puesto que un fallo en uno de estos cables hace que el otro extremo deba soportar la potencia total. En caso contrario, podría darse el caso de pérdidas por limitación. Respecto al caso anterior se gana flexibilidad

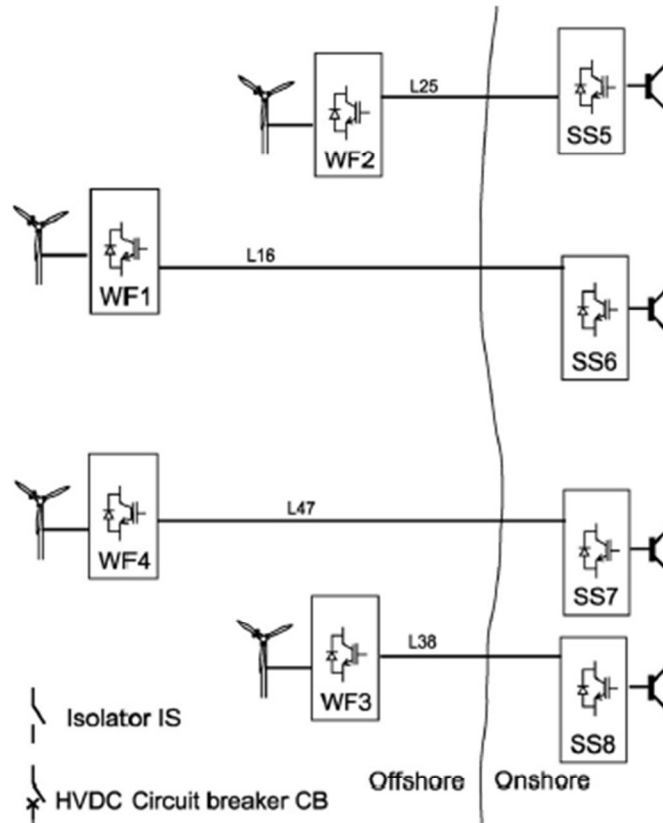


Figura 4.9: Topología *Point-to-Point*

a costa de aumentar el precio debido a la necesidad de interruptores en DC. La inversión inicial en cables DC dependería de las distancias entre convertidores. Su configuración es la mostrada en la figura 4.10.

4.4.2.3 Topologías en anillo parciales

Estas topologías en anillo pueden ser en el mar (anillo con convertidores marinos) ó en tierra (anillo con convertidores terrestres). La primera de ellas equivale a contar con dos *interlinks* para poder interconectar cada convertidor a otros dos, con lo que se consigue una flexibilidad adicional y las pérdidas por limitación podrían ser más bajas. También se reduce a la mitad el número de interruptores DC. Por el contrario las líneas mar-tierra deben dimensionarse a una tercera parte adicional de cada parque. Sin embargo, en la segunda topología la flexibilidad sólo estaría en tierra mientras que una avería en uno de los cables de transmisión marino haría perder la producción completa del parque asociado a dicha línea. Ambas configuraciones se pueden ver en la figura 4.11.

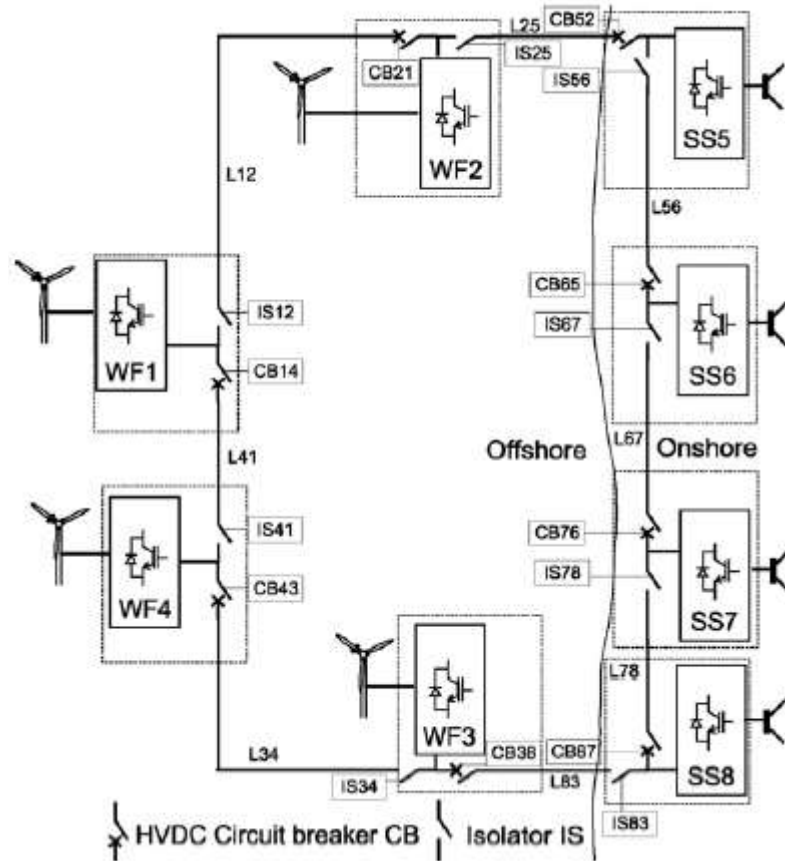


Figura 4.10: Topología en anillo

4.4.2.4 Topologías en estrella

Ambas topologías son similares con la única diferencia del nodo central, que puede configurarse como una estrella ó un anillo como muestra la figura 4.12. Esta topología es especialmente interesante puesto que un hub compuesto por una gran plataforma/isla artificial/isla natural podría hacer que el sistema en su conjunto se comportara de manera multi-propósito. De esta manera, esta configuración *Hub & Spoke* hace de interconexión entre varios mercados y de transmisión de los distintos parques eólicos de una manera muy flexible.

4.5 Conclusiones

En este capítulo se ha hecho una revisión acerca de los aspectos que otros/as autores/as han tenido en consideración en el diseño de parques eólicos marinos. La mayoría optan por estudios parciales, es decir, el sistema colector y el sistema de transmisión de manera independientes. Como conclusión general se puede determi-

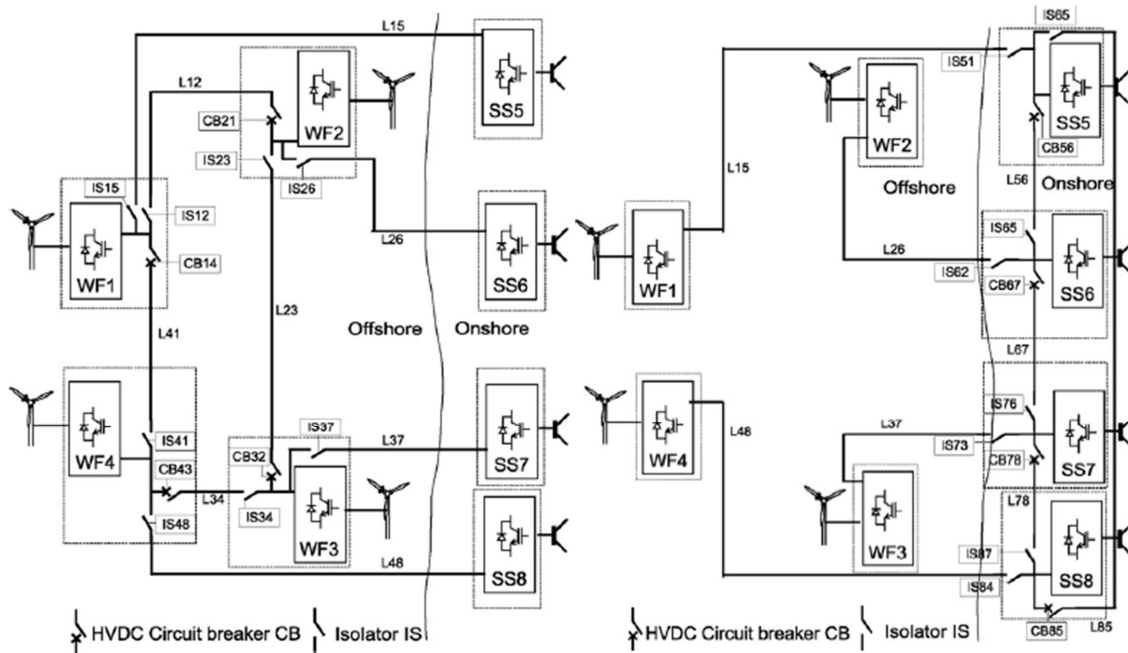


Figura 4.11: Topología en anillo de los convertidores marinos y terrestres

nar que no todos los estudios adoptan el LCoE como función objetivo. Unos artículos priorizan el minimizar costes y otros el maximizar disponibilidad ó producción. Bien es cierto que cada vez el LCoE es un ratio más estudiado, puesto que el modelo de subastas inverso se está implantando en distintos países y es de vital importancia conocerlo previamente. Paralelamente ayuda a saber cuándo se alcanzaría la paridad con otras fuentes de generación de EERR y no renovables.

En el sistema colector pueden destacarse dos tendencias que actualmente se están aplicando; la primera la implantación definitiva del voltaje estandarizado a 66 kV con un descenso del LCoE de entre el 0,5~1,5 % aproximadamente, y la segunda, el *Direkt Konzept* pues es uno de los principales motivos del descenso de costes y de pérdidas de energía, pues se elimina la subestación HVAC. De hecho los proyectos en desarrollo y planificación ya asumen esta nueva configuración para los parques con un sistema de transmisión en HVDC. Merece la pena destacar el desarrollo de algoritmos en evaluaciones de pérdidas por el efecto estela, siendo estas pérdidas de energía las mayores de un parque eólico marino.

Por parte del sistema de transmisión en HVDC, diversas topologías se han planteado con sus diferentes matices aunque en la práctica sólo se ha implementado la topología *Point-to-Point*. Así en los sistemas de transmisión la disponibilidad del sistema está adquiriendo importancia, en parte por los tiempos de reparación de las averías en el ambiente marino y por otro lado por la gran cantidad de potencia instalada en los parques eólicos con transmisión HVDC. Esto se traduce en grandes pérdidas de energía, por lo que es recomendable ofrecer rutas alternativas a la energía en situaciones de avería tanto en cables como en convertidores.

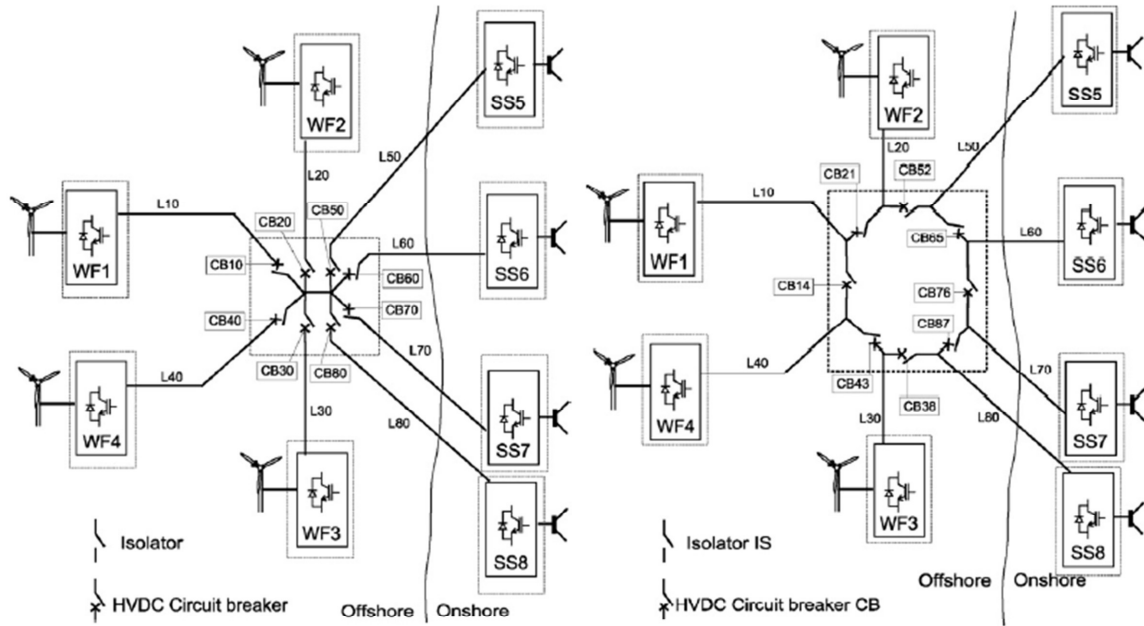


Figura 4.12: Topologías en estrella con nodo en entrella ó en anillo

Como solución se plantean sistemas MT-HVDC de propósito múltiple, transmisión e interconexión, uniendo varios mercados para así desarrollar la red europea aunque como requisito previo habrá que regular de manera colectiva un marco común.

Tabla 4.1: Resultados del sistema colector voltaje Vs turbinas

kV	Sub.	AFH (horas)	C.F. (%)	AED (GWh)	Pérdidas (GWh)	Pérdidas colector (GWh)	LCoE (€/MWh)
Caso 1 - Turbina 6.0-148							
33	1	3527,46	40,24	4317,61	1479,44	73,45	98,19
	2	3538,51	40,36	4331,14	1461,91	59,92	97,97
	3	3540,91	40,39	4589,03	1549,02	60,68	97,98
66	1	3543,51	40,42	4421,94	1484,92	52,42	97,19
	2	3547,07	40,46	4426,31	1473,58	42,76	96,67
	3	3518,73	40,14	4116,84	1369,22	38,34	97,88
Caso 2 - Turbina 8.0-170							
33	1	3762,01	42,91	4514,42	1392,68	78,25	95,88
	2	3776,95	43,08	4532,34	1374,77	60,34	95,85
	3	3781,83	43,14	4538,19	1368,91	54,48	95,81
66	1	3781,74	43,14	4538,09	1369,02	54,59	94,79
	2	3784,15	43,16	4843,72	1457,20	55,54	94,92
	3	3785,25	43,18	4542,30	1364,80	50,37	95,67
Caso 3 - Turbina 10.0-190							
33	1	3994,16	45,56	4792,99	1235,51	75,05	88,61
	2	4006,66	45,70	4808,00	1220,50	60,04	88,29
	3	4012,26	45,77	4814,71	1213,78	53,32	88,20
66	1	4014,79	45,79	4817,76	1210,75	50,28	87,49
	2	4017,51	45,83	5142,41	1287,99	50,57	87,74
	3	4018,81	45,84	4822,57	1205,93	45,46	88,03

Tabla 4.2: Resultados en función de la topología planteada en HVAC

	Opción 1	Opción 2	Opción 3
Eficiencia media (%)	99,03	99,10	99,71
Costes pérdidas energía (M€)	79,74	73,99	23,84
Costes totales (M€)	370,84	365,48	218,10

5 Desarrollo de la metodología y aplicación

En este capítulo se presentan y evalúan las diferentes topologías eléctricas en los parques eólicos marinos con transmisión en VSC-HVDC de acuerdo a una metodología de optimización. La función objetivo de esta metodología, es el análisis e influencia en el LCoE de las diferentes topologías planteadas, es decir, el coste de producción de una unidad de energía durante toda la vida útil de la planta. Dicha metodología, calcula la producción de energía y desglosa el conjunto de las pérdidas energéticas de cada uno de los elementos que conforman el parque. De esta manera, se trata de cuantificar la influencia de las distintas topologías de transmisión en el precio final del coste de la energía. Como topologías válidas, se han tenido en cuenta las presentadas en diferentes artículos de investigación de acuerdo con la tecnología actual o en los últimos pasos en su fase de testeo y validación. Merece la pena indicar, que debido a la infinidad de las topologías existentes, las opciones a analizar se refieren a los casos más simples, obviando las múltiples variantes y matices que se pueden añadir a cualquiera de los casos estudiados.

Por otro lado, hay que tener en cuenta que este tipo de instalaciones de tamaño colosal requieren de inmensas inversiones. Por este motivo, la mayoría de los países que están en las primeras etapas de su desarrollo o buscan fomentar este tipo de generación, dividen en dos partes la propiedad del conjunto. En primer lugar, el promotor del proyecto costea, diseña y opera el parque eólico que incluye las turbinas y la red marina que las conecta; y en segundo lugar, la transmisión pertenece al TSO o al OFTO. A pesar de esta disposición, la metodología debe establecer claramente una representación de las pérdidas global, independientemente de la pertenencia de cada subsistema.

En primer lugar, en la sección 5.2.1 y sección 5.2.2, se ha analizado el comportamiento de una turbina eólica para conocer su potencia de salida así como la idoneidad del emplazamiento y su recurso eólico. Una vez calculada la producción de energía bruta, en la sección 5.3 se realiza un balance de potencias, donde se incluyen las pérdidas debidas a la naturaleza del viento, las pérdidas eléctricas y las pérdidas de no disponibilidad. Adicionalmente se presenta una metodología para diseñar un sistema colector que presenta el LCoE mínimo. En la sección 5.5, se calculan una serie de ratios económicos e indicadores propios de este tipo de proyectos y, finalmente, en la sección 5.6 se aplica dicho desarrollo a un caso práctico con sus conclusiones.

Cabe mencionar, que esta metodología debe presentarse como una herramienta útil,

rápida, completa y que sea capaz de analizar las topologías más sensatas para el ingeniero y diseñador, durante las primeras etapas del desarrollo del parque eólico marino. Por último, como se ha explicado en el Capítulo 4, el valor del LCoE engloba tanto elementos económicos referidos a los costes como a elementos eléctricos referidos a producción de energía eléctrica y las pérdidas correspondientes, por lo tanto, no hay que perder la perspectiva general tecno-económica.

5.1 Función objetivo de optimización: LCoE

La expresión matemática del LCoE para toda la vida útil de la instalación es la siguiente:

$$LCoE \left(\frac{\text{€}}{MWh} \right) = \frac{\sum_{t=1}^{n+1} \frac{\text{Costes}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{AEP_t - AEL_t}{(1+r)^t}} = \sum_{t=1}^{n+1} \frac{I_t + O_t + M_t + D_t}{\frac{AED_t}{(1+r)^t}} \quad (5.1)$$

El numerador representa el conjunto de los gastos que acarrea el parque eólico, cada año de funcionamiento. Estos costes anuales se actualizan al valor presente. El conjunto de los gastos está compuesto por: I_t son los gastos de la inversión inicial, O_t son los costes por operación del parque eólico, M_t son costes por mantenimiento del parque eólico, D_t costes por desmantelamiento del parque eólico. Dentro de los gastos de la inversión inicial se incluyen los correspondientes al DEVEX. A pesar de que el valor del dinero se actualiza a día de hoy, hay que tener en cuenta que se encuentran excluidos de esta formulación tanto los costes debidos a retrasos, impuestos, imprevistos, así como la inflación.

El denominador supone la energía neta inyectada en la red o mejor dicho, en el punto donde se encontraría el medidor de energía. r es la tasa de descuento y la variable t cubre desde los procesos de gestión/diseño y desarrollo del proyecto, hasta el desmantelamiento del parque eólico debiendo tenerse en cuenta años anteriores a la puesta en marcha aunque no se genere energía alguna. El año $t = 1$ corresponde al año en que el parque eólico inicia la producción de energía hasta típicamente 20~30 años de operación. Por otro lado, los costos de desmantelamiento corresponden al año $t = n + 1$, es decir, posterior al final de la vida útil del parque eólico en términos de producción de energía.

5.2 Modelo de generación

5.2.1 Distribución de potencias de una turbina eólica

La potencia del viento de un emplazamiento, P_{viento} , es la potencia de una masa de aire con una densidad ρ a una velocidad v que impacta sobre una superficie A .

Su expresión analítica es:

$$P_{viento}(W) = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (5.2)$$

La potencia absorbida por el rotor, P_{rotor} , es la potencia mecánica aprovechable que absorbe el rotor a partir de la potencia del viento. Para una turbina de tres palas corresponde a un porcentaje máximo de 16/27 (59,25%), respecto a la potencia del viento que incide sobre él, denominado Límite de Betz. El coeficiente de eficiencia aerodinámica C_p varía en función del viento en cada instante.

$$C_p = \frac{P_{rotor}}{P_{viento}} \quad (5.3)$$

Dicho coeficiente aerodinámico tiene la siguiente expresión general [347]:

$$C_p = (\lambda, \beta) = C_1 \left(C_2 \frac{1}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \lambda_i \beta - C_5 \beta^x - C_6 \right) e^{-\frac{C_7}{\lambda_i}} + C_8 \lambda \quad (5.4)$$

Siendo λ el cociente entre la velocidad de punta de pala y la velocidad del viento β el ángulo de pitch, se definen:

$$\lambda = \frac{wR}{v} \quad (5.5)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + C_9 \beta} - \frac{C_{10}}{\beta^3 + 1} \quad (5.6)$$

Los coeficientes de ecuación 5.4, pueden mostrar valores diferentes según los autores que desarrollen dicha formulación [348][349][350]. Hay que señalar que en la teoría de la aerodinámica, estos coeficientes corresponden a cada modelo de turbina y varios factores pueden introducir algún grado de influencia, como el diámetro del rotor, el perfil de las palas o la variación dinámica de las mismas a distintas velocidades. De hecho, el fabricante de turbinas eólicas busca maximizar el valor de C_p en el rango de velocidad del viento inferior a la potencia nominal. Además, dado que este coeficiente, depende de los parámetros λ y β , no es un valor completamente constante, sin embargo, podría asumirse como un valor fijo.

La potencia generada por la turbina, P_{out} , es la potencia eléctrica que produce la turbina eólica y se inyecta a la red de MVAC, típicamente a 33 kV o 66 kV. Su valor es el de la potencia absorbida por el rotor menos el conjunto de pérdidas totales internas (eléctricas, electrónicas, mecánicas,...) representadas por la eficiencia efectiva de dicho conjunto.

$$P_{out}(W) = P_{rotor} \cdot \eta_{efectiva} = P_{viento} \cdot C_p \cdot \eta_{efectiva} \quad (5.7)$$

5.2.2 Distribución estadística de la velocidad del viento

Desde el punto de vista eólico, es fundamental conocer previamente al desarrollo de un proyecto de estas características, su comportamiento de vientos y direcciones del emplazamiento. Estos datos establecen el primer paso para conocer la viabilidad del proyecto. Dicho recurso eólico se representa mediante una rosa de los vientos, como se puede observar en la Figura 5.1 correspondiente a la zona Borssele II en los Países Bajos [351]. La distribución del viento más utilizada de acuerdo a sus diferentes velocidades, es la distribución Weibull de dos parámetros, aunque también se consideran otras distribuciones diferentes [352]. Ambos parámetros se denominan K y c , mientras que la v_i es la variable aleatoria, en este caso la intensidad del viento. Generalmente, junto con la rosa de vientos, la agencia encargada de las mediciones también proporciona dichos parámetros. La distribución Weibull permite conocer las horas anuales estimadas que tendrá cada uno de los rangos en los que se ha dividido el espectro de vientos, normalmente en porciones de 1 m/s, de manera que se representa de la siguiente manera analítica:

$$f(v_i; k, c) = \frac{k}{c} \left(\frac{v_i}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v_i}{c}\right)^k} \quad (5.8)$$

Los parámetros K y c pueden obtenerse después de realizar las mediciones de viento a la altura deseada del emplazamiento. A partir de la medida del viento con N mediciones durante aproximadamente 10 años, se calculan tanto el valor medio como la varianza mediante las siguientes expresiones:

$$\bar{v} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i \quad (5.9)$$

$$\sigma = \sqrt{\left(\frac{1}{N-1}\right) \sum_{i=1}^N (v_i - \bar{v})^2} \quad (5.10)$$

Debido a que en algunos emplazamientos existe una variación vertical del viento, si no se dispone de medidas del viento a la altura a la que se va a instalar el aerogenerador, es necesario extrapolar esta medida. Para determinar la variación vertical del viento se puede utilizar la siguiente expresión:

$$v = v_0 \left(\frac{h}{h_0}\right)^z \quad (5.11)$$

Con dichos valores se obtienen los dos parámetros necesarios para la distribución Weibull [353] :

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (5.12)$$

$$c\left(\frac{m}{s}\right) = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (5.13)$$

En la figura 5.1 se puede observar la distribución de los vientos y su distribución horaria estimada a lo largo de un año completo en intervalos de 1 m/s, para los valores $k=2,09$, $c=10,46$ y una velocidad media de 9,26 m/s a 100 metros de altura sobre el nivel del mar.

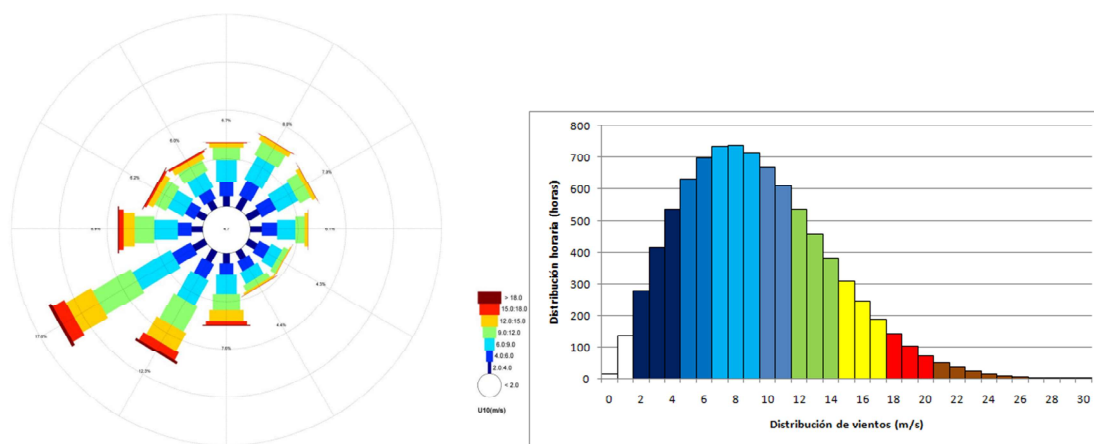


Figura 5.1: Rosa de los vientos correspondiente al emplazamiento Borssele II y su distribución Weibull correspondiente

Otro parámetro relacionado con el potencial de una zona eólica a explotar, es la densidad de potencia del viento (Wind Power Density-WPD, en inglés), el cual indica el recurso eólico. Dicho valor refleja la idoneidad del emplazamiento y expresa la potencia disponible por cada metro cuadrado de superficie.

$$WPD\left(\frac{W}{m^2}\right) = \frac{1}{2}\rho c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (5.14)$$

En función de este valor se puede establecer la cantidad de potencia a extraer por unidad de superficie y este recurso eólico se divide las siguientes categorías[354]:

Clase potencia del viento	Categoría recurso eólico	Densidad de potencia (W/m ²)	Velocidad viento (m/s)
1	No recomendable	<200	0,0-5,6
2	Malo	201-300	5,7-6,4
3	Regular	301-400	6,5-7,0
4	Bueno	401-500	7,1-7,5
5	Muy bueno	501-600	7,6-8,0
6	Muy recomendable	601-800	8,1-8,8
7	Excelente	>801	>8,8

Figura 5.2: Categorías del recurso eólico

De esta manera, con la potencia de salida eléctrica de la turbina eólica junto con la expresión de la distribución estadística de la velocidad del viento, se puede estimar la generación de energía bruta anual (Annual Energy production-AEP, en inglés) de cada turbina, mediante la siguiente expresión (teniendo en cuenta $\lambda_f=0$):

$$AEP (MWh) = \int_0^{cut-out} P_{out} \cdot f(v_i; k, c), 8760 dv \quad (5.15)$$

5.3 Balance de energías

Como se muestra en la ecuación 5.1, el valor del LCoE depende de las pérdidas anuales de energía (Annual Energy Losses-AEL, en inglés) estimadas. De esta forma, se restarán estas pérdidas al AEP estimado y así se obtendrá la producción neta anual de energía inyectada en la red (Annual Energy Delivered -AED, en inglés), que será menor cuanto mayores sean las pérdidas, provocando que el valor del LCoE aumente.

Las pérdidas de un parque eólico se pueden englobar en 6 grupos [263]. No obstante, en este artículo se han tenido en cuenta las pérdidas más importantes en un parque eólico marino y se han clasificado en tres grupos, asumiendo el resto despreciables. En primer lugar, las pérdidas debidas al viento, entre las que se encuentran las pérdidas por efecto estela y las debidas al efecto de bloqueo. El segundo grupo se refiere a las pérdidas eléctricas que se producen en el sistema colector, transformadores, convertidores AC/DC, cables de transmisión HVDC y autotransformadores en la subestación terrestre. El tercer apartado se refiere a las pérdidas por indisponibilidad, es decir, cuando uno de los elementos tiene una avería que hace que se pierda energía por la imposibilidad de inyectarla completamente a la red, perdiéndose parte o la totalidad de la producción.

Dado que el valor de LCoE se ha elegido como la función objetivo para evaluar en esta tesis, es absolutamente necesario un método de evaluación de energías desde la energía bruta generada hasta la inyectada en la red. La variabilidad del viento sugiere un balance de la energía generada y la energía perdida en cada uno de los rangos de intensidad del viento binarizados a 1 m/s. Estas pérdidas de energía deben realizarse en todos los elementos involucrados en el proyecto.

Incluyendo el concepto de energía anual salvada (Annual Energy Saved -AES, en inglés), que se detallará en sección 5.3.3, la secuencia del balance de energías es la siguiente:

$$AED(MWh) = AEP - AEL + AES \quad (5.16)$$

$$AEL(MWh) = E_{pérdidas}^{viento} + E_{pérdidas}^{eléctricas} + E_{pérdidas}^{indis.} \quad (5.17)$$

$$E_{pérdidas}^{viento} (MWh) = E_{estela}^{viento} + E_{bloqueo}^{viento} \quad (5.18)$$

$$\begin{aligned} E_{pérdidas}^{eléctricas} (MWh) = & E_{colector}^{eléctricas} + E_{conv-rect}^{eléctricas} + E_{cable-HVDC}^{eléctricas} + \\ & + E_{conv-inv}^{eléctricas} + E_{autotrafo}^{eléctricas} \end{aligned} \quad (5.19)$$

$$\begin{aligned} E_{pérdidas}^{indis.} (MWh) = & E_{turbina}^{indis.} + E_{colector}^{indis.} + E_{conv-rect}^{indis.} + E_{cable-HVDC}^{indis.} + E_{conv-inv}^{indis.} + \\ & + E_{autotrafo}^{indis.} + E_{limitación}^{indis.} \end{aligned} \quad (5.20)$$

5.3.1 Pérdidas del viento

El modelo de pérdidas propias del viento comprende las pérdidas por los efectos estela y de bloqueo. Las pérdidas por el efecto estela y de bloqueo, representan una de las pérdidas más importantes en un parque eólico marino y pueden ser producidas por las turbinas del propio parque eólico o por turbinas de parques eólicos adyacentes [355]. El efecto estela podría definirse como la consecuencia de una reducción de la intensidad del viento y un aumento de la turbulencia del viento, aguas abajo de un aerogenerador. Este efecto se extiende por el resto del emplazamiento convirtiéndose en un impacto negativo en el resto de turbinas posicionados detrás en diferentes direcciones del viento, por lo que hay menos energía disponible y se produce menos energía. Además, este efecto podría ser un problema global dentro del parque porque

este flujo de viento turbulento puede interactuar entre las turbinas, por lo que la estimación de producción de la energía puede reducirse de manera severa. De hecho, cuanto mayor sea el espacio entre las turbinas, menor será el impacto en las turbinas aguas abajo, pero mayores serán las pérdidas de los cables del sistema colector debido a la distancia.

Las pérdidas del efecto estela son específicas del proyecto y múltiples elementos pueden influir cuando los diseñadores tratan de busca una estimación precisa para su minimización. Se pueden destacar algunos elementos principales como: la potencia específica (PE) de la turbina seleccionada, las condiciones del viento definidas por la rosa de los vientos, el espacio entre las turbinas, la disposición de las turbinas tanto en la dirección dominante del viento como en el resto, así como la densidad de capacidad del parque eólico [356], lo que indica la gran incertidumbre cuando los diseñadores intentan evaluar con precisión las pérdidas por el efecto estela. Como las turbinas actuales tienden a tener una PE más baja, significa que el rotor es grande, lo que aumenta el problema del efecto estela. Esto conduce a un mayor espaciamiento para reducir estas pérdidas y las ubicaciones deben tener un área más grande. Los dos parámetros más importantes para evaluar las pérdidas por estela son la densidad de capacidad del parque y la potencia específica del aerogenerador.

La densidad de capacidad (DC) es la relación entre la potencia nominal del parque P y el área marina A_r :

$$D.C. \left(\frac{MW}{km^2} \right) = \frac{P}{A_r} \quad (5.21)$$

La potencia específica de la turbina es la relación entre la potencia nominal $P_{nominal}$ y el área del rotor A :

$$S.P. \left(\frac{W}{m^2} \right) = \frac{P_{nominal}}{A} \quad (5.22)$$

El segundo fenómeno relacionado con las pérdidas del viento es el efecto bloqueo. Esta es una predisposición del viento a disminuir la velocidad a medida que se acerca a una turbina eólica, por esta razón, este concepto muestra que las turbinas de flujo libre y sin estela no pueden despreciarse debido a las pérdidas de viento [357]. Al igual que el efecto estela, es altamente dependiente de varios factores que indican la variabilidad e incertidumbre para estimar dichas pérdidas.

5.3.2 Pérdidas eléctricas

Las pérdidas eléctricas del parque dadas en la ecuación 5.19 es la suma de las pérdidas eléctricas de los componentes que se describen a continuación: cable AC del sistema colector, convertidor o rectificador marino, cable HVDC de transmisión, convertidor o inversor en tierra y el autotransformador.

5.3.2.1 Pérdidas en el sistema colector del parque

Como se ha indicado en el Capítulo 2, los cables del colector forman la red marina interna, esto es, una red MVAC que conecta todas las turbinas a las subestaciones marinas mediante varios grupos de turbinas. Estos grupos se pueden conectar en diferentes topologías con el objetivo de lograr cierto grado de redundancia en caso de que uno de los cables sufra una interrupción no planificada. Dado que está prevista la implantación del *Direkt Konzept* en los proyectos de los próximos años, se pasará de una transmisión combinada a una transmisión puramente HVDC, de manera que se eliminarán las subestaciones marinas y los cables HVAC, por lo que esta red marina interna se conectará directamente a los convertidores HVDC marinos. Por tanto, esta solución supondrá un ahorro de costes y pérdidas tanto eléctricas como por indisponibilidad, lo que se traducirá en una reducción del LCoE.

Los cables de la red colectora están compuestos básicamente por tres núcleos de conductores de aluminio o cobre, capa de aislamiento envolvente, cubierta para el bloqueo del agua, armadura de alambres de acero y una capa externa de bitumen para proteger el cable. También se incluyen cables de fibra óptica en su interior como se observa en la figura 5.3 [358]

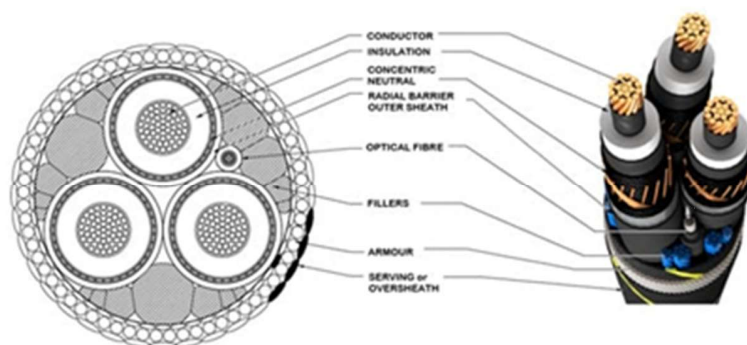


Figura 5.3: Arquitectura interna del cable colector MVAC

En la actualidad, dado que los fabricantes de aerogeneradores marinos están aumentando la capacidad nominal de las turbinas, la tecnología del cable de la red marina se ha desarrollado para una tensión nominal de 66 kV, en lugar de la tensión de 33 kV ampliamente utilizada en los últimos años. De esta manera, cada grupo de turbinas podría soportar una capacidad total de unos 80~90 MW, lo que se traduce en varios beneficios en el diseño de parques eólicos marinos, como se ha explicado en el Capítulo 2. Dado que estos cables de MVAC tienen 3 partes metálicas, habrá por lo tanto 3 tipos diferentes de pérdidas a tener en cuenta, las cuales dependen del cuadrado de la corriente eléctrica. Además, las pérdidas dieléctricas en cables de 66 kV serán significativamente mayores ya que tienen una componente capacitiva más alta, y dichas pérdidas dependen del cuadrado del voltaje.

Estas pérdidas se calculan siguiendo la norma IEC-60287 [289] con las formulaciones

correspondientes. Como expresión general de las pérdidas de potencia por metro en cada tramo, se aplica:

$$P_{colector}^{eléctricas} \left(\frac{W}{m} \right) = 3I^2 R_{AC,T} (1 + \lambda_1 + \lambda_2) + W_d \quad (5.23)$$

Siendo, λ_1 y λ_2 son los factores de pérdidas en la armadura y la pantalla, y W_d las pérdidas dieléctricas.

Las pérdidas eléctricas se calculan en cada uno de los tramos entre turbinas teniendo en cuenta la corriente generada por las turbinas situadas aguas arriba del cable cuyas pérdidas se evalúan. Por tanto, se calculan y finalmente se suman las pérdidas eléctricas de cada uno de los tramos que componen la totalidad del parque eólico marino. Dado que la potencia generada por el generador varía simultáneamente con la intensidad del viento, la carga en los cables variará proporcionalmente, por lo que las pérdidas eléctricas del colector, la temperatura de los cables y su resistencia cambiarán y se evaluarán en modo binarizado.

La corriente empleada en la ecuación 5.23 es:

$$I(A) = \sqrt{I_{carga}^2 + I_{turbina}^2} \quad (5.24)$$

La corriente de cada tramo será la suma de las corrientes aguas arriba, tanto de la corriente de carga I_{carga} como de las turbinas $I_{turbina}$, y en dichos cables MVAC viene dada por la expresión [359]:

$$I_{carga}(A) = \frac{2\pi f C U_c}{\sqrt{3}} \quad (5.25)$$

$$I_{turbina}(A) = \frac{P_{out}}{\sqrt{3} U_c F P} \quad (5.26)$$

$$R_{AC,T}(\Omega) = R_{DC,T}(1 + y_s + y_p) \quad (5.27)$$

$$R_{DC,T}(\Omega) = R_{DC,20^\circ C}(1 + \alpha(T - 20)) \quad (5.28)$$

Donde, $R_{AC,T}$ y $R_{DC,T}$ son las resistencias de un cable AC y DC a una temperatura T dada, α es el coeficiente de variación de la resistencia con la temperatura, y_s es el factor por el efecto pelicular y y_p es el factor por el efecto de proximidad.

Teniendo en cuenta que los conductores de corriente continua están compuestos por alambres compactos parcialmente rectangulares, tiene un alto factor de relleno de alrededor del 100 %, por lo que la resistencia del conductor de corriente continua se puede aproximar de la siguiente manera:

$$R_{DC,20^{\circ}\text{C}} \left(\frac{\Omega}{m} \right) = \frac{\rho_{cond}}{A_{cond}} \quad (5.29)$$

Para conocer la temperatura del conductor que a su vez depende de la corriente que circula por él, se aplica la ecuación:

$$T (^{\circ}\text{C}) = T_{amb.} + (T_{m\acute{a}x.} - T_{amb.}) \cdot \left(\frac{I}{\text{Ampacidad}} \right)^2 \quad (5.30)$$

Finalmente. los factores de pérdidas en la armadura y la pantalla y las pérdidas dieléctricas son:

$$\lambda_1 = \frac{3,2 \cdot w^2}{R_{AC,90^{\circ}\text{C}}} \left(\frac{2c}{d_{pantalla}} \right)^2 10^{-14} F_{Foucault} \quad (5.31)$$

$$\lambda_2 = 1,23 \frac{R_{armadura,90^{\circ}\text{C}}}{R_{AC,90^{\circ}\text{C}}} \left(\frac{2c}{d_{armadura}} \right) \frac{1}{\left(\frac{2,77 R_{armadura,90^{\circ}\text{C}} 10^6}{w} \right)^2 + 1} \quad (5.32)$$

$$W_d \left(\frac{W}{m} \right) = w C U_c t g \delta \quad (5.33)$$

Donde, $R_{armadura90C}$ y R_{AC90C} son las resistencias a 90°C , $d_{pantalla}$ y $d_{armadura}$ son los diámetros del apantallamiento y la armadura del cable, w es la frecuencia angular eléctrica y $F_{Foucault}$ es Factor de Foucault, C es la capacitancia, U_c es la tensión compuesta y $t g \delta$ es el factor de pérdidas del aislante del cable.

La metodología para el diseño óptimo del sistema colector se basa en conseguir el mínimo valor del LCoE, es decir, un sistema que equilibre los gastos y la producción de energía, teniendo en cuenta las pérdidas correspondientes como muestra el flujograma de la figura 5.4.

Como datos de partida, consiste en seleccionar el voltaje y material de los cables y se recalculan las ampacidades de cada sección de acuerdo con las condiciones de temperatura y profundidad de la zanja para instalar los cables.

En la práctica, el sistema colector del parque está limitado a dos secciones diferentes puesto que el precio unitario es relativamente más barato frente a un diseño totalmente telescópico de una sección diferente en cada tramo.

Para una determinada turbina seleccionada, la disposición de las mismas establece las distancias de los tramos que conformarán cada cadena. Así, se elige el cable de cabecera (entre la primera turbina y la estación convertidora) y su ampacidad indicará el máximo número de turbinas que pueda albergar la cadena y mediante un proceso iterativo la secuencia impondrá las dos secciones diferentes a utilizar, sus tramos, distancia final del sistema colector y el LCoE.

Para el cálculo de LCoE, el valor de la energía perdida anual en cada uno de los tramos del sistema colector de longitud l_{cond} , sin tener en cuenta la indisponibilidad de las turbinas eólicas y las pérdidas por el viento, quedaría:

$$E_{colector}^{eléctricas} (MWh) = \int_0^{cut-out} P_{colector}^{eléctricas} \cdot l_{cond} \cdot f(v_i; k, c), 8760 dv \quad (5.34)$$

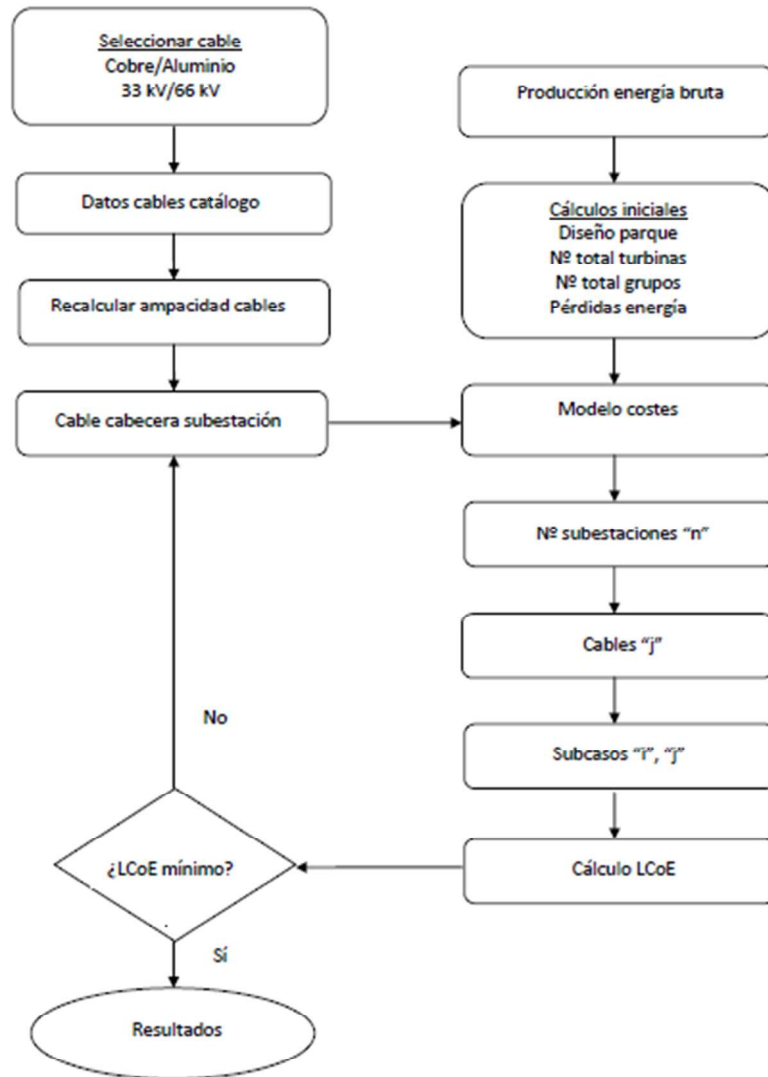


Figura 5.4: Proceso de optimización del sistema colector

5.3.2.2 Pérdidas en convertidores VSC-HVDC

Las pérdidas de los convertidores VSC-HVDC dependen de varios aspectos descritos en [360][138].

En este trabajo se han seleccionado convertidores HB-MMC cuyas pérdidas del convertidor incluyen, además de las pérdidas por conducción, las pérdidas por conmutación. Estas últimas, representan pérdidas menores que las de conducción porque las pérdidas por conmutación dependen de la frecuencia de conmutación y dichos convertidores funcionan en un rango típico de 100~200 Hz por submódulo [138]. El diseño de estos convertidores se basa en la modularidad de múltiples submódulos independientes, lo que ofrece un buen nivel de redundancia y ondas sinusoidales tanto de tensión como de corriente, lo que hace una excelente integración de calidad de energía además de bajos tiempos de indisponibilidad de los convertidores. Esta nueva generación de elementos en la electrónica de potencia integrados en los convertidores multinivel, ha conseguido que las pérdidas se hayan reducido notablemente y alcancen valores tan bajos como los convertidores clásicos LCC-HVDC.

En la actualidad las pérdidas ya son menores del 1% por estación convertidora a plena carga.

5.3.2.3 Pérdidas en el sistema de transmisión HVDC

Para las pérdidas de transmisión en el sistema HVDC, su cálculo es más sencillo que en la tecnología HVAC ya que se tiene en cuenta solamente su valor resistivo. Por lo tanto, sus pérdidas se refieren a las del efecto Joule y se utiliza la expresión:

$$P_{cable-HVDC}^{eléctricas}(W/polo) = I^2 R \quad (5.35)$$

Al igual que en sección 5.3.2.1, como la producción de energía y, por lo tanto, la corriente continua a través de los conductores de transmisión es variable según el viento, la temperatura varía en consecuencia y la resistencia de los conductores cambiará. Por lo tanto se aplicarán las ecuaciones ecuación 5.28, ecuación 5.29 y ecuación 5.30 .

Finalmente, debido a que las líneas son bipolares, las pérdidas de energía en la línea de transmisión (teniendo en cuenta $\lambda_f=0$), se expresan:

$$E_{cable-HVDC}^{eléctricas}(MWh) = 2 \cdot \int_0^{cut-out} P_{cable-HVDC}^{eléctricas} \cdot f(v_i; k, c), 8760 dv \quad (5.36)$$

5.3.2.4 Pérdidas en transformadores

Como se ha comentado en el Capítulo 3, en los convertidores marinos se instalan dos transformadores trifásicos. El problema reside en el alto precio del metro cúbico de volumen en la plataforma de manera que requiere de equipamiento lo más compacto posible.

Ambos transformadores se instalan en paralelo y están dimensionados al 75% de la potencia nominal del link HVDC o de los parques eólicos que forman el clúster.

Considerando que a mayor potencia del transformador mayor es el rendimiento del mismo, las pérdidas en estos transformadores se estiman menores del 1 % [361].

De igual manera se consideran las pérdidas de los autotransformadores en la subestación terrestre, también dimensionados al 75 % de la potencia nominal con rendimientos que superan el 99 %.

5.3.3 Pérdidas por indisponibilidad

En esta sección se analizan los modelos de indisponibilidad de los componentes: primero se realiza una evaluación del tiempo de indisponibilidad de los elementos y segundo, manteniendo el mismo patrón de perfil del viento durante la duración de esta interrupción, se calcula la energía perdida. Como norma general el tiempo de no disponibilidad será:

$$t_{ND} \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right) = \lambda \cdot MTTR \quad (5.37)$$

Por lo que la energía perdida corresponde a :

$$E_{ND}(MWh) = \int_0^{\text{cut-out}} P_{ND} \cdot f(v_i; k, c) \cdot t_{ND} \cdot dv \quad (5.38)$$

5.3.3.1 Pérdidas por indisponibilidad de las turbinas

La disponibilidad de turbinas de próxima generación superará el 97 %, lo que hace que la indisponibilidad sea menor del 3 %. Se asume que si ocurre una avería en una de las turbinas, existe la selectividad suficiente como para aislar esa turbina y mantenerla fuera de servicio, por lo que no afectaría al resto de ellas, incluso a las instaladas en la misma cadena. Así, para una turbina eólica el tiempo y la energía por no disponibilidad serán:

$$t_{ND}^{\text{turbina}} \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right) = 1,0,03,8760 \frac{\text{horas}}{\text{año}} = 262,8 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \quad (5.39)$$

$$E_{ND}^{\text{turbina}}(MWh) = \int_0^{\text{cut-out}} P_{ND} \cdot f(v_i; k, c) \cdot 262,8 \text{horas} \cdot dv \quad (5.40)$$

5.3.3.2 Pérdidas por indisponibilidad del cableado del sistema colector

Las pérdidas por no disponibilidad en el sistema colector merece una puntualización especial. Teniendo en cuenta que una cadena está formada por un número limitado

de turbinas, definida por la ampacidad del conjunto de cables que forman la cadena, se pueden estimar las horas anuales de indisponibilidad de cada cable y, en consecuencia, la energía que deja de inyectarse en la red por este concepto, como se muestra en la figura ???. Así, la no disponibilidad de cada cable se puede expresar:

$$t_{colector-i,j} \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right) = d_{cable-i,j} \lambda_{colector} MTT R_{colector} \quad (5.41)$$

Asumiendo que la tasa de fallos y el tiempo de reparación son los mismos para todos los cables y teniendo en cuenta que la distancia es acumulativa porque los cables están conectados en serie, la expresión para la indisponibilidad acumulada en un cable n de una cadena específica con puede escribirse como:

$$t_{colector-i,j-acum.} \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right) = \lambda_{colector} MTT R_{colector} \sum_{j=1}^n d_{cable-i,n} \quad (5.42)$$

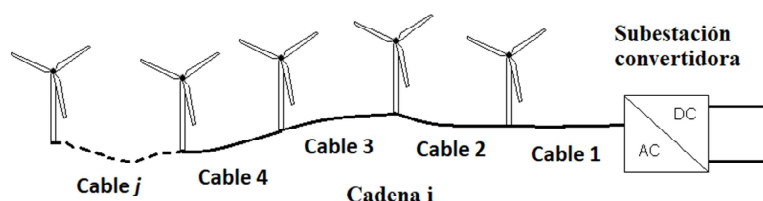


Figura 5.5: Cadena en configuración radial conectada directamente a la subestación convertidora

5.3.3.3 Pérdidas por indisponibilidad del sistema de transmisión

Dentro de las pérdidas por indisponibilidad, hay que diferenciar dos escenarios. En caso de que alguno de los elementos del sistema de transmisión quede fuera de servicio, es necesario analizar si aguas arriba existe algún elemento redundante u otra línea de transmisión que ofrezca la posibilidad de aprovechar la energía generada y transportarla a otro punto de consumo. Al diseñar y evaluar las distintas topologías en la red de transmisión en HVDC, cada una de ellas presenta energías no recuperables y energías recuperables:

- Energías no recuperables (NR); son aquellas pérdidas de energía que no tienen ninguna ruta alternativa para llegar a la red de potencia en caso de fallo en la transmisión, y en consecuencia, se pierden irremediablemente.
- Energías recuperables (SR); son aquellas pérdidas de energía que de forma total o parcial, pueden recuperarse mediante elementos redundantes en caso de fallo en la transmisión, y en consecuencia dicha energía que en un principio se perdería, se recupera e inyecta en otro nodo de la red de potencia.

De esta manera, el primer paso es calcular los tiempos de no disponibilidad de cada uno de los elementos que conforman el parque eólico en su integridad, a partir de datos históricos recogidos de otros parques eólicos. Esta estimación de tiempos y la energía correspondiente, se calcula en tres partes:

- Tiempo en el que el parque sufre un fallo en el que se pierde toda la producción: depende del ratio de fallos de elementos no recuperables de energía λ_f^{NR} y da lugar a la energía anual no recuperable E^{NR}

$$t^{NR} \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right) = \sum \lambda_f^{NR} \cdot MTTR^{NR} \quad (5.43)$$

$$E^{NR}(\text{MWh}) = \int_0^{\text{cut-out}} P_{out} \cdot f(v_i; k, c) \cdot t^{NR} dv \quad (5.44)$$

- Tiempo en el que el parque sufre un fallo en el que no se pierde toda la producción, en función de la topología del sistema de transmisión se puede recuperar parte de la energía por alguna ruta alternativa. Depende del ratio fallos de elementos recuperables de energía λ_f^{SR} y da lugar a la Energía anual parcial o totalmente recuperable E^{SR} . A partir de ella se obtiene la energía anual salvada AES de la ecuación 5.16

$$t^{SR} \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right) = \sum \lambda_f^{SR} \cdot MTTR^{SR} \quad (5.45)$$

$$E^{SR}(\text{MWh}) = \int_0^{\text{cut-out}} P_{out} \cdot f(v_i; k, c) \cdot t^{SR} dv \quad (5.46)$$

$$AES(\text{MWh}) = E^{SR} - E_{pérdidas}^{\text{viento}} - E_{pérdidas}^{\text{eléctricas}} - E_{pérdidas}^{\text{limitación}} \quad (5.47)$$

- Tiempo en el que el parque eólico funciona con total normalidad. Da lugar a la energía anual generada en funcionamiento normal del parque eólico E^{NORM}

$$t^{NORM} \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right) = 8760 - t^{NR} - t^{SR} \quad (5.48)$$

$$E^{NORM}(\text{MWh}) = \int_0^{\text{cut-out}} P_{out} \cdot f(v_i; k, c) \cdot t^{NORM} dv - E_{pérdidas}^{\text{viento}} - E_{pérdidas}^{\text{eléctricas}} \quad (5.49)$$

5.3.3.4 Limitación de energía producida

Para topologías en las que la energía generada tiene una ruta alternativa cuando uno de los cables de transmisión se queda fuera de servicio, durante el tiempo en el cual parte de la energía es recuperable, puede ocurrir que el cable que queda compartido por más de un parque esté trabajando al 100% de su capacidad. En tal caso, las turbinas habría que controlarlas de manera que no generen toda su potencia y sea

necesario limitar su producción aunque las condiciones de viento permitieran una generación superior. Esa energía no recuperable se denomina pérdidas por limitación.

5.4 Modelo de costes

Todos los precios y costes asumidos en este trabajo están sujetos a una importante variabilidad según las valoraciones de diferentes autores y estudios, por lo que cualquier elemento puede presentar una amplia gama de precios distintos. De hecho, cada parque eólico marino tiene características específicas únicas, como el emplazamiento, la potencia instalada, la profundidad, la batimetría, la longitud del sistema de transmisión, la estrategia de operación y mantenimiento, etc. Además, la incierta situación económica actual está impulsando la volatilidad de los precios de las materias primas, aumentando los costos relacionados con la logística marina, los precios del combustible, tasas de cambio de moneda variables, firma de contratos condicionados en el tiempo, el aumento de la tasa de inflación y retrasos en la cadena de suministro. Cabe señalar además, que estos extraordinarios proyectos abarcan cronológicamente cuatro procesos principales: fase de desarrollo, construcción, operación y desmantelamiento. Los tiempos de estos procesos son bastante largos, por ejemplo, los dos primeros procesos fácilmente podrían rondar los 10 y 4 años respectivamente, por lo que la influencia en los precios finales de tiempos tan largos podría ser crucial. La vida útil del parque eólico puede oscilar entre 20~30 años, por lo que los costes de operación y mantenimiento pueden variar más de lo esperado. Finalmente, proyectos tan grandes deben enfrentarse a múltiples desafíos, por lo que todos los equipos involucrados en el proyecto trabajarán en estrecha colaboración de manera multidisciplinaria para reducir el LCoE.

El precio de las turbinas eólicas marinas, se ha fijado en 1,2 M€/MW para el modelo de 10 MW [362] y, a medida que se aumenta la potencia nominal P_n de la turbina, se ha estimado un incremento en el precio del 2,5 % por megavatio.

$$Coste_{turbina} (M\text{€}) = 1,2 \cdot P_n \cdot 1,025^{(P_n-10)} \quad (5.50)$$

Como las turbinas eólicas deben elevarse una altura h , sobre el nivel del agua del mar, las bases se diseñan específicamente de acuerdo con la profundidad del agua D_p , las olas, el fondo marino y el diámetro D de la propia turbina. Sus costes correspondientes se han asumido a partir de [363]:

$$Coste_{base} (k\text{€}) = 320 \cdot P_n (1 + 0,02(D_p - 8)) \left[0,8 \cdot 10^{-6} \left(h \cdot \left(\frac{D}{2} \right)^2 - 10^5 \right) \right] \quad (5.51)$$

Para la estimación del coste del sistema de cables del sistema colector se ha utilizado la expresión dada en [363] para el caso de cables con aislamiento XLPE de 33 kV,

así como unos costes de instalación valorados en 365 k€/km:

$$Coste_{cable-MVAC} \left(\frac{k\text{€}}{km} \right) = 0,4818 \cdot S_{conductor} + 99,153 \quad (5.52)$$

Para el nivel de voltaje de 66 kV tiene un incremento del coste extra de un +12% [292].

Además de las turbinas eólicas y los cables entre del sistema colector, los interruptores para la protección de cada cadena de turbinas a una corriente nominal de 1250 A, el precio se establece en base a su tensión nominal V_n [363]:

$$Coste_{Int.-MVAC} (k\text{€}) = 40,543 + 0,76V_n \quad (5.53)$$

Para la subestación marina, los costes se dividen en tres partes principales. Primero, el coste de la plataforma de la subestación se estima según el número de turbina conectadas a la misma $N_{turbina}$ y la potencia nominal P_n [363]:

$$Coste_{Plataforma} (k\text{€}) = 2534 + 88,47N_{turbina} \cdot P_n \quad (5.54)$$

El segundo corresponde a dos transformadores dimensionados al 70% de la capacidad total del parque conectados en paralelo. El coste de cada transformador se establece como en base a su [363]:

$$Coste_{Transformador} (k\text{€}) = 42,68 \cdot S_{Transformador}^{0,7513} \quad (5.55)$$

En tercer lugar, el coste del convertidor VSC-HVDC con un precio medio de 0,45 M€/MW calculado a partir de [364][365].

Para los interruptores de DC y los costes del sistema de cable HVDC (± 320 kV) se asumen de [317] y [366] respectivamente, con el tipo de cambio monetario y el valor monetario actualizado en la fecha de esta publicación. A partir de los datos aportados por los autores, los precios se han extrapolado proporcionalmente para el resto de las secciones. El coste de la instalación de los cables se obtiene de [259].

Finalmente, todos los trabajos de instalación relacionados con la logística marina en alta mar se evalúan en [362] [259] y los costes de la estrategia de O&M en [367] valorados en función de la distancia desde el centro de O & M portuario hasta el parque, compuesta por barcos con el apoyo de helicópteros.

$$Coste_{O\&M} (M\text{€}/turbina/año) = \left(\frac{0,29613 \cdot d_{O\&M}}{85} \right) \quad (5.56)$$

En el caso de los costes de desarrollo (DEVEX) y costes de desmantelamiento (DECEX), se han extraído de [362].

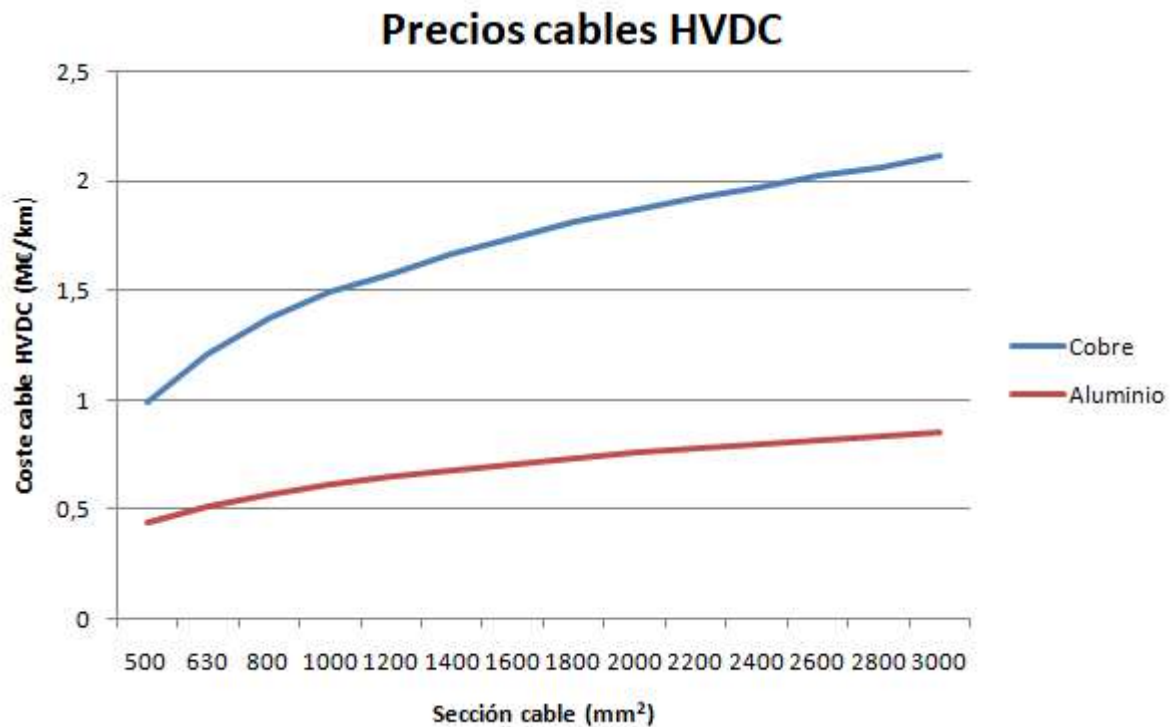


Figura 5.6: Precios de los cables HVDC e instalación

5.5 Ratios e indicadores económicos de la metodología

Además de los datos y resultados relacionados con la producción eléctrica, las pérdidas de energía y tiempos de indisponibilid, existen otros indicadores que deben ser cuantificados en este tipo de proyectos. Por un lado, el factor de capacidad (Capacity Factor-CF, en inglés) del parque eólico, indica el porcentaje de energía que se inyecta en la red de potencia en comparación a la energía que se generaría si durante la 8760 horas anuales el parque eólico funcionara a su potencia nominal P . Representa la eficiencia del parque eólico.

$$CF(\%) = \frac{AED}{P,8760} \times 100 \quad (5.57)$$

De manera similar, el valor de las horas equivalentes a plena carga (Annual Full Hours-AFH, en inglés), expresa las horas totales anuales en las cuales el parque estaría generando su potencia nominal.

$$AFH(horas) = \frac{AED}{P} \quad (5.58)$$

Otra de las funciones objetivo más utilizadas es el Valor Actual Neto (VAN) (Net Present Value-NPV, en inglés), el cual indica el estado de la inversión cada vez que hay un flujo de caja. Al final de la vida útil de la planta eólica marina, pueden ocurrir tres resultados diferentes, lo que indicará si al final la inversión inicial ha merecido a pena. Su expresión matemática es:

$$NPV (M€) = -CAPEX_{t=0} + \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^n} \quad (5.59)$$

- Si el valor NPV resulta positivo, habrá beneficios y si el retorno de la inversión estimado inicialmente se cumpliera se acepta el proyecto.
- Si el valor NPV resulta negativo habrá pérdidas y el proyecto se rechaza.
- Si NPV resulta igual a cero, significa que no habría ni pérdidas ni beneficios y el proyecto se rechazaría.

5.6 Aplicación de la metodología a un caso práctico

Debido al tamaño de los proyectos últimamente adjudicados y las extensas zonas orientadas a la explotación de la generación eólica marina para esta década, así como largas distancias en los sistemas de transmisión, se sugiere la implantación de un gran parque eólico marino en varias fases con links VSC-HVDC para el transporte de la energía generada.

Los datos de partida o *inputs* del proyecto al que se aplica la metodología de minimización de LCoE consisten en el pliego de condiciones, datos técnicos de cada fase y características de la turbina seleccionada. Se requieren también los datos de estela y bloqueo así como de indisponibilidad de los elementos. Finalmente, debido a que se utiliza la función LCoE, es indispensable la información de datos económicos, para realizar los cálculos de costes.

5.6.1 Pliego de condiciones y datos de partida iniciales de diseño

En este apartado se describen los datos propios del emplazamiento a estudiar. Quedan recogidos en la tabla 5.1.

Para la evaluación de este proyecto, todo el área marina se ha dividido en 4 fases diferentes. De acuerdo con la tecnología actual disponible, la opción de partida más lógica es la de separar el proyecto en cuatro fases, es decir, cuatro parques eólicos marinos de 1.200 MW, con un sistema de transmisión a un voltaje de ± 320 kV de cable XLPE en configuración monopolar simétrica. Hay que señalar que los valores de voltaje corresponden a polo-tierra, al consistir en dos polos (negativo y positivo) entre ellos el voltaje es de 640 kV.

Tabla 5.1: Datos generales del parque eólico marino

Dato	Valor
Potencia nominal (MW)	4.800
Área (km ²)	840
Densidad de potencia (MW/km ²)	5,7
Densidad del aire (kg/m ³)	1,225
Temperatura aire (°C)	25
Temperatura mar (°C)	15
Profundidad media (m)	35
Distancia turbinas (dirección viento dominante)	10 D
Distancia turbinas (dirección viento perpendicular)	4 D
Altura góndola (m)	145

5.6.2 Datos técnicos de diseño

Cada una de estas cuatro fases se han diseñado optimizando el valor de LCoE más bajo, de la misma manera, es muy importante estandarizar todo el proyecto haciendo que el precio por unidad de megavatio instalado sea el más económico, puesto que se aprovechan sinergias de un proceso multidisciplinar, en lugar de construir el parque en fases cronológicamente muy separadas. La metodología propuesta se ha asumido junto con los siguientes datos de la Tabla 5.2. Para el sistema de transmisión se ha optado por convertidores tipo VSC con IGBTs en configuración monopolar simétrica para un voltaje HVDC a ± 320 kV entre polo-tierra y 640 kV entre polos.

De acuerdo con la tabla 5.2, el emplazamiento corresponde a un área de recurso de energía eólica offshore de categoría IEC I, puesto que las velocidades medias del viento son superiores a 10 m/s o similares. Esto significa que es necesario utilizar un modelo de turbina IEC Class I. De lo contrario, la turbina podría sufrir daños antes de llegar al final de su vida útil. Por lo tanto, en este emplazamiento no es posible utilizar turbinas de clase IEC Class II ni de clase IEC Class III.

Las condiciones generales para los cables del sistema colector de 66 kV, se resumen en la tabla 5.3. Todos los factores aplicados para el cálculo de pérdidas se incluyen en [368] y [369].

Tabla 5.2: Datos específicos de cada fase del parque eólico marino

	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 4
Potencia nominal (MW)	1.200	1.200	1.200	1.200
Viento medio en góndola (m/s)	10,47	9,77	11,27	11,02
Parámetro c	11,81	11,03	12,71	12,44
Parámetro K	2,10	2,19	2,21	2,23
Densidad de potencia (W/m ²)	1258,65	985,70	1497,97	1391,54
Categoría recurso eólico	Excelente			
Clase potencia viento	IEC Class I			
Pérdidas efecto estela & bloqueo (%)	10 & 2			
Distancia cable submarino HVDC (km)	180	200	185	135
Distancia cable subterráneo HVC (km)	55	30	20	85
Secciones cable colector (mm ²)	150~800 (cobre) XLPE			
Pérdidas convertidor (%)	0,8			
Pérdidas autotransformadores (%)	0,5			
Sección cable HVDC submarino (mm ²)	2000 (cobre) XLPE			
Sección cable HVDC subterráneo (mm ²)	2800 (aluminio) XLPE			
Vida útil parque eólico (años)	25			

Tabla 5.3: Condiciones en el sistema colector

Dato	Valor	Dato	Valor
T ^{ra} máx. carga continua (°C)	90	Profundidad (m)	1
Cable tripolar XLPE cobre	24/60 (72.5) kV	Resist. térmica (K.m/W)	1
Frecuencia (Hz)	50	Coefficientes K _s y K _p	1
Factor potencia	0,95	Configuración turbinas	Radial

La turbina eólica se ha modelizado de acuerdo con los datos de diseño de la tabla 5.4, cuyas características asumidas para un modelo genérico de generador síncrono de imanes permanentes de baja velocidad (LS-PMSG) de accionamiento directo (DD) de 15 MW y un diámetro de rotor de 236 metros.

De acuerdo con [347] y los coeficientes de [370] con una eficiencia efectiva del 95 %, la curva de potencia de la turbina seleccionada puede asumirse como:

Tabla 5.4: Datos de una turbina genérica de 15 MW LS-PMSG de accionamiento directo

Dato	Valor	Dato	Valor
Potencia nominal (MW)	15	Accionamiento	DD
Diámetro rotor (m)	236	Tip speed (m/s)	104
Cut-in (m/s)	3	TSR	8
Rated speed (m/s)	13	Voltaje (kV)	66
Cut-out (m/s)	25	Factor potencia	0,95 ind~0,95 cap
$w_{\min.}$ (r.p.m.)	5	Frecuencia (Hz)	50
w_{nominal} (r.p.m.)	8,41	Tipo generador	LS-PMSG
$w_{\max.}$	11,5	IEC Class	IEC Class I
Disponibilidad (%)	97	Eficiencia efectiva (%)	95
Potencia específica (W/m ²)	342,9		

$$P_{out} = 0,5 \cdot 1,225 \left(\frac{kg}{m^3} \right) \cdot \pi \cdot \left(\frac{236}{2} \right)^2 \cdot 0,95 \cdot 0,22 \left(\frac{116}{\lambda} - 0,4\beta - 5 \right) e^{-\frac{12,5}{\lambda}} \quad (5.60)$$

5.6.3 Datos de indisponibilidad

Los ratios de fallos y los tiempos de reparación considerados en este apartado de la tesis, se han obtenido de la siguiente bibliografía para cables [371] y para los elementos del sistema eléctrico [372, 373, 374, 375].

Tabla 5.5: Datos de indisponibilidad de los cables

	Ratio fallos ($\lambda_f/100$ km/año)	MTTR (horas)	MTBF (horas)
Cable colector	0,048	1560	182500
Cable submarino HVDC	0,048	1822,5	182500
Cable subterráneo HVDC	0,088	480	99545

Tabla 5.6: Datos de indisponibilidad de los elementos del sistema eléctrico

	Ratio fallos ($\lambda/\text{año}$)	MTTR (horas)	MTBF (horas)
Convertidor marino	2	29,352	4380
Convertidor terrestre	2	14,664	4380
Interruptores DC	0,045	192	194666
Autotransformadores	0,0028	72	3128.10 ³

5.7 Análisis Técnico-Económico de distintas topologías

La metodología descrita en este Capítulo 5, se ha aplicado al caso práctico descrito en la sección 5.6 obteniendo en primer lugar, las potencias de la turbina eólica dadas en la tabla 5.7

Para el cálculo de las distribuciones estadísticas del viento en cada uno de los emplazamientos, se han seguido las ecuación 5.8 y ecuación 5.14. Hay que tener en cuenta que la velocidad media del viento y los parámetros k y c se han supuesto a la altura donde se instalará la góndola, por lo que no es necesario realizar corrección alguna. Los resultados para las 4 fases son las siguientes:

$$WPD_{Fase1} = \frac{1}{2} \cdot 1,225 \frac{kg}{m^3} \cdot \left(11,81 \frac{m}{s}\right) \Gamma\left(1 + \frac{3}{2,10}\right) = 1258,65 \frac{W}{m^2} \quad (5.61)$$

$$WPD_{Fase2} = \frac{1}{2} \cdot 1,225 \frac{kg}{m^3} \cdot \left(11,03 \frac{m}{s}\right) \Gamma\left(1 + \frac{3}{2,19}\right) = 985,70 \frac{W}{m^2} \quad (5.62)$$

$$WPD_{Fase3} = \frac{1}{2} \cdot 1,225 \frac{kg}{m^3} \cdot \left(12,71 \frac{m}{s}\right) \Gamma\left(1 + \frac{3}{2,21}\right) = 1497,97 \frac{W}{m^2} \quad (5.63)$$

$$WPD_{Fase4} = \frac{1}{2} \cdot 1,225 \frac{kg}{m^3} \cdot \left(12,44 \frac{m}{s}\right) \Gamma\left(1 + \frac{3}{2,23}\right) = 1391,54 \frac{W}{m^2} \quad (5.64)$$

Los resultados obtenidos, indican que en los cuatro emplazamientos corresponden a un área de recurso de energía eólica offshore de categoría IEC I, lo que significa que la necesidad de utilizar un modelo de turbina IEC Class I. La turbina eólica se ha modelizado de acuerdo con los datos de diseño de la tabla 5.4, cuyas características se han asumido para un modelo genérico de generador síncrono de imanes permanentes de baja velocidad (LS-PMSG) de accionamiento directo (DD) de 15 MW y

Tabla 5.7: Resultados del balance de potencias de la turbina eólica

Viento (m/s)	P_{viento} (kW)	C_p	P_{rotor} (kW)	P_{out} (kW)
0	0	0	0	0
1	26	0	0	0
2	210	0	0	0
3	711	0,10	72	69
4	1686	0,28	473	450
5	3294	0,39	1289	1225
6	5692	0,45	2568	2440
7	9038	0,47	4305	4090
8	13492	0,47	6447	6125
9	19210	0,47	9210	8750
10	26351	0,47	12473	11850
11	35974	0,41	14631	13900
12	45536	0,34	15578	14800
13	57895	0,27	15789	15000
...
25	411748	0,03	15789	15000

un diámetro de rotor de 236 metros. Por lo tanto, la categoría del recurso eólico se considera excelente.

Las distribuciones de vientos y las densidades de potencia de las cuatro fases se representan en la figura 5.7.

Aplicando la secuencia de la figura 5.4 para el diseño del parque eólico marino que comprende las turbinas y el sistema colector, cada una de las cuatro fases consiste en 80 turbinas con una potencia nominal de 15 MW, conectadas a un nivel de tensión de 66 kV de MVAC para la red marina, haciendo un total de 1.200 MW por parque. El sistema de cableado de cada cadena está compuesto por cinco turbinas en configuración radial, sumando un total de 16 strings conectados directamente a la plataforma convertidora AC/DC. Como resultado, para obtener el valor mínimo de LCoE, se han implementado cables de cobre trifásicos que tienen una sección transversal de $2 \times 800 \text{ mm}^2 + 3 \times 240 \text{ mm}^2$ por cadena para interconectar las cinco turbinas, lo que hace que la longitud total del cable de la red marina sea de 205,85 km.

Con estos datos de recursos eólicos y de distribuciones de viento, la AEP por cada

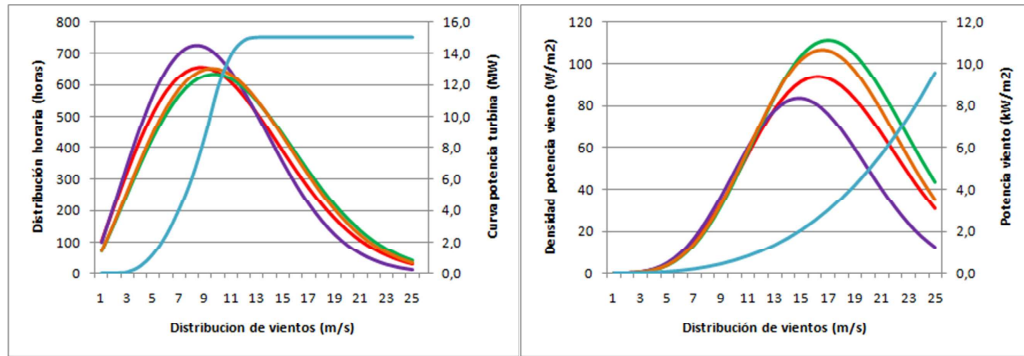


Figura 5.7: Distribución de vientos y densidad de la potencia del viento de las 4 fases

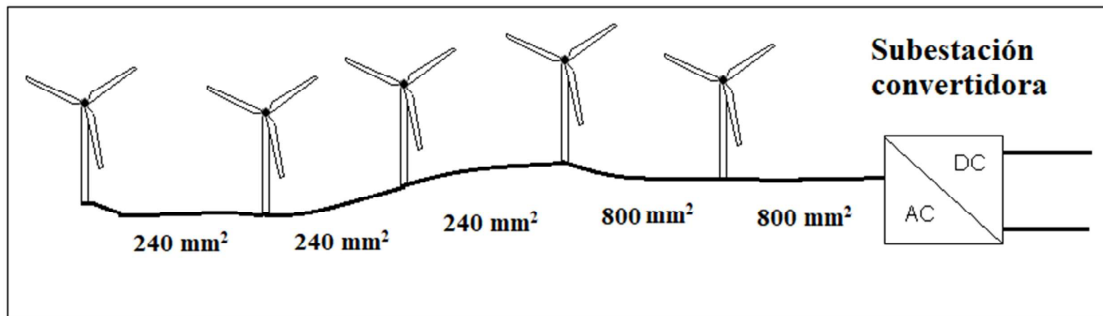


Figura 5.8: Diseño de una cadena para LCoE mínimo

fase se calcula utilizando la ecuación 5.15, teniendo en cuenta $\lambda_f=0$:

$$\begin{aligned}
 AEP_{FASE1} &= \int_0^{25} P_{out} \frac{2,10}{10,47} \left(\frac{v_i}{10,47} \right)^{2,10-1} e^{-\left(\frac{v_i}{10,47}\right)^{2,10}} 8760 dv = \\
 &= 6337,27 GWh
 \end{aligned} \tag{5.65}$$

$$\begin{aligned}
 AEP_{FASE2} &= \int_0^{25} P_{out} \frac{2,19}{11,03} \left(\frac{v_i}{11,03} \right)^{2,19-1} e^{-\left(\frac{v_i}{11,03}\right)^{2,19}} 8760 dv = \\
 &= 5964,63 GWh
 \end{aligned} \tag{5.66}$$

$$\begin{aligned}
 AEP_{FASE3} &= \int_0^{25} P_{out} \frac{2,21}{12,71} \left(\frac{v_i}{12,71} \right)^{2,21-1} e^{-\left(\frac{v_i}{12,71}\right)^{2,21}} 8760 dv = \\
 &= 6673,30 GWh
 \end{aligned} \tag{5.67}$$

$$\begin{aligned}
 AEP_{FASE4} &= \int_0^{25} P_{out} \frac{2,23}{12,44} \left(\frac{v_i}{12,44} \right)^{2,23-1} e^{-\left(\frac{v_i}{12,44}\right)^{2,23}} 8760 dv = \\
 &= 6580,15 GWh
 \end{aligned} \tag{5.68}$$

Estas producciones de energía se refieren a la cantidad bruta anual, sin ningún tipo de pérdidas. Es evidente que a mayor recurso eólico mayor será la producción de energía como se puede ver en los resultados de la AEP para los cuatro casos. A continuación se van a calcular todas las pérdidas de energía referidas a las pérdidas del viento, pérdidas eléctricas y pérdidas de indisponibilidad, según el balance de energías definido desde la ecuación 5.16 hasta la ecuación 5.20. Una vez realizado el balance de energías mediante la ecuación 5.1 se calculará el valor de LCoE para las diferentes topologías de transmisión VSC-HVDC.

Como se ha señalado anteriormente, dos de los elementos que más influyen en las pérdidas del viento (efecto estela y efecto bloqueo) son la densidad de capacidad y la potencia específica de la turbina, que junto a una disposición adecuada de las turbinas basada en la rosa de los vientos, puede asumirse un 10 % y 2 % de pérdidas respectivamente para los siguientes datos:

$$D.C. = \frac{P}{Ar} = \frac{4,800 MW}{840 km^2} = 5,71 \frac{MW}{km^2} \tag{5.69}$$

$$P.E. = \frac{P_{nominal}}{A} = \frac{15 MW}{\pi \left(\frac{236}{2}\right)^2} = 342,90 \tag{5.70}$$

5.7.1 Topología radial o Point-to-Point

Esta es la topología más simple y la única utilizada en la actualidad para integrar en la red la generación eólica marina. Como se ha indicado en el Capítulo 3, consta de dos convertidores y dos polos en configuración monopolar simétrica. En caso de existir algún fallo en el sistema de transmisión, se perdería toda la generación durante el tiempo de dicha eventualidad. Además, en el caso de un evento de falta en la línea HVDC los convertidores se desconectan por completo de la red y no podrían trabajar como STATCOM ayudando a la estabilidad del sistema puesto que dichas faltas se despejan desde el lado HVAC. En la figura 5.9 se muestra su esquema básico así como las distancias del caso analizado:

Los tiempos de energía no recuperable, energía recuperable y energía generada en funcionamiento normal para la línea de transmisión de la Fase 1 son los siguientes:

$$t_{FASE1}^{NR} \left(\frac{horas}{año} \right) = \sum \lambda_f^{NR} \cdot MTTT^{NR} = \lambda_{conv-rect.} \cdot MTTT_{conv-rect.} +$$

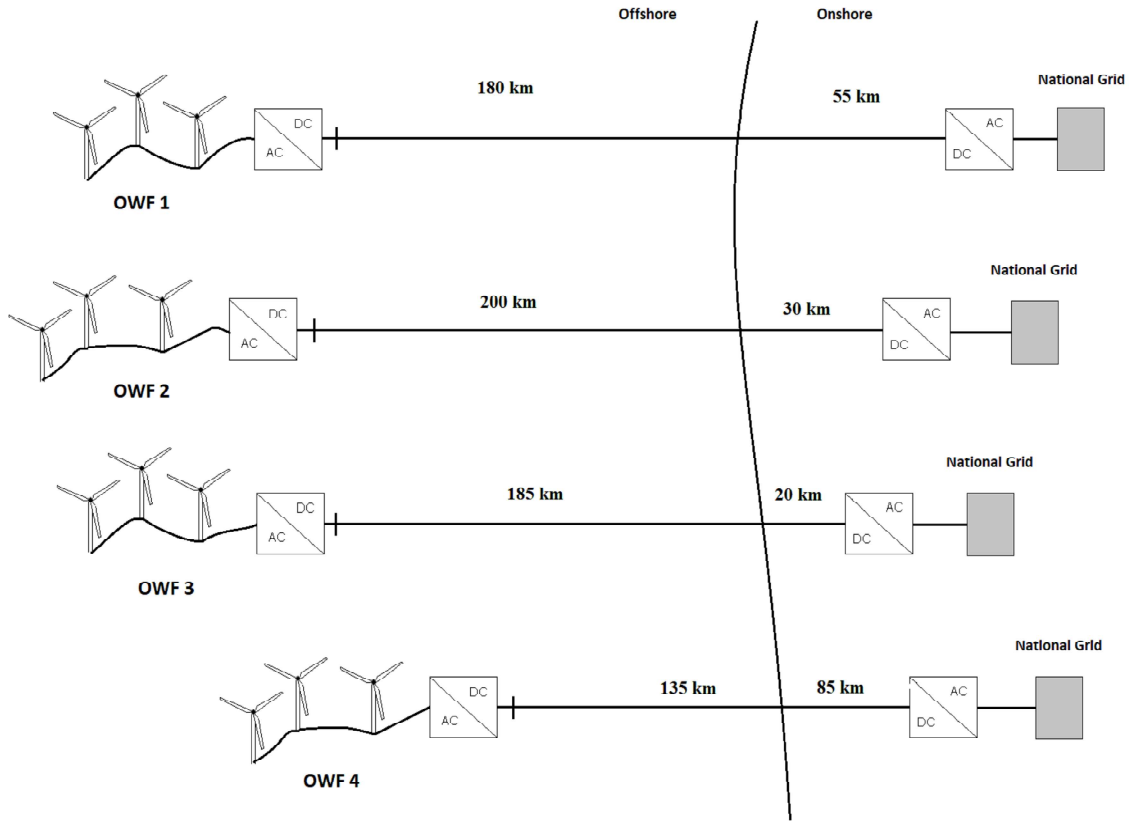


Figura 5.9: Esquema de la topología de transmisión radial

$$\begin{aligned}
 &+2 \cdot \lambda \cdot MTTR_{cable-HVDC} + \lambda_{conv-inv.} \cdot MTTR_{conv-inv.} + \\
 &+ \lambda_{autotrafo.} \cdot MTTR_{autotrafo.} + 4 \cdot \lambda_{CBs} \cdot MTTR_{CBs} \quad (5.71)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 t_{FASE1}^{NR} &= 2 \frac{fallos}{año} \cdot 29,352 \frac{horas}{fallo} + 2 \cdot 0,00048 \frac{fallos}{año.km} \cdot 180km \cdot 1822,5 \frac{horas}{fallo} + \\
 &+ 2 \cdot 0,00088 \frac{fallos}{año.km} \cdot 55km \cdot 480 \frac{horas}{fallo} + 2 \frac{fallos}{año} \cdot 14,664 \frac{horas}{fallo} + 0,0028 \frac{fallos}{año} \cdot 72 \frac{horas}{fallo} + 0 \\
 &= 449,82 \frac{horas}{año} \quad (5.72)
 \end{aligned}$$

$$t_{FASE1}^{SR} = \sum \lambda_f^{SR} \cdot MTTR^{SR} = 0 \frac{horas}{año} \quad (5.73)$$

$$t_{FASE1}^{NORM} = 8760 - t^{NR} - t^{SR} = 8760 \frac{\text{horas}}{\text{año}} - 449,82 \frac{\text{horas}}{\text{año}} - 0 = 8310,18 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \quad (5.74)$$

Esta configuración actualmente no lleva interruptores DC, por lo que el término correspondiente en la ecuación 5.72 es nulo. También se tiene en cuenta que el cable HVDC tiene un tramo de 180 km en mar y 55 km en tierra con ratios de fallos y MTTR distintos.

Los resultados muestran que durante 8310,18 horas al año el parque funcionará sin ningún tipo de interrupción por parte del sistema de transmisión y se estima que por indisponibilidad de alguno de los elementos que conforman el sistema de transmisión, durante 449,82 horas anuales la energía que se generaría no se puede recuperar.

Para el cálculo de las pérdidas energéticas del sistema se han aplicado desde la ecuación 5.23 hasta ecuación 5.36, y finalmente se suman dichas pérdidas. En el caso de los convertidores y los autotransformadores se han aplicado un 0,8% y 0,5% de pérdidas respectivamente. Aplicando la misma formulación a las otras tres fases con sus datos particulares, los resultados totales son los mostrados en la tabla 5.8 y tabla 5.9.

En la tabla 5.8 se pueden observar el desglose de las pérdidas de energía totales, así como el porcentaje de las pérdidas totales de energía de forma independiente. Estos resultados muestran que tres pérdidas principales merecen especial atención, que son el efecto de estela (39,72%), la no disponibilidad de los aerogeneradores (13,75%) y la indisponibilidad de los cables HVDC (16,41%) y deben estudiarse cuidadosamente en detalle, ya que presentan una posibilidad de grandes reducciones de estas pérdidas. De hecho, la suma de ellos supone el total del 69,88% de las pérdidas totales.

De acuerdo con el desglose de las pérdidas de este caso con transmisión radial, cabe señalar el impacto relativamente limitado de algunas pérdidas como las eléctricas o pérdidas por indisponibilidad debidas a cables del sistema colector de MVAC o pérdidas debidas a los convertidores VSC-HVDC. Por lo tanto, se sugiere estudiar tanto el efecto de estela como las pérdidas por indisponibilidad de los cables HVDC para lograr la reducción de LCoE requerida de una manera más efectiva.

Como se mencionó anteriormente, destacan tres pérdidas principales entre el resto: el efecto estela representa el 39,72% de las pérdidas totales de energía, por lo que es claro que se debe desarrollar un diseño detallado de la disposición de las turbinas y nuevas metodologías para minimizar este efecto. El volumen de pérdidas de energía por indisponibilidad tanto de la turbina eólica como del sistema de cable HVDC es claramente significativo y representa un total del 30,16% de la energía perdida.

Tabla 5.8: Desglose de las pérdidas en GWh de energía en las cuatro fases del proyecto

	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 4	Total (%)
Pérdidas viento					
Efecto estela	601,20	564,91	634,67	628,25	39,72
Efecto bloqueo	120,24	112,98	126,93	125,65	7,81
Pérdidas eléctricas					
Sistema colector	63,77	58,74	68,54	67,51	4,21
Convertidor marino	47,58	44,72	50,22	49,72	3,13
Cable HVDC	84,66	76,31	80,02	88,25	5,52
Convertidor terrestre	46,52	43,75	49,18	48,61	3,06
Autotransformadores	28,84	27,12	30,49	30,14	1,90
Pérdidas no disponibilidad					
Turbinas	210,19	201,90	209,64	208,37	13,75
Sistema colector	4,79	4,60	4,77	4,74	0,32
Convertidor marino	42,44	39,94	44,69	44,06	2,77
Cable HVDC	261,26	255,33	259,26	231,20	16,41
Convertidor terrestre	21,20	19,95	22,32	22,01	1,39
Autotransformadores	0,29	0,27	0,30	0,30	0,02

Finalmente, cabe mencionar que en los sistemas de transmisión HVDC, las pérdidas totales de energía se encuentran en el rango de 3,38%~3,56%, obviamente muy relacionadas con la longitud del cable. Entre las posibles soluciones para minimizar el LCoE relacionadas con el tiempo de indisponibilidad, especialmente si se refiere al tiempo no recuperable. Los tiempos de no disponibilidad se expresan como el producto entre el ratio de fallos y el tiempo necesario en repararlos como se ha mostrado en la ecuación 5.43 por lo que merecen una mención especial dichos aspectos:

- Es evidente que se debe reducir la tasa de fallos, se necesita mejorar la confiabilidad de los equipos eléctricos y los cables, éstos últimos además requieren una instalación adecuada así como un sistema de protección o enterrarlos en zanjas excavadas a una profundidad de 1~3 m, después de establecer rutas de cable adecuadas, un estudio detallado del lecho marino y la búsqueda de artefactos explosivos sin explotar (UXO).
- La estrategia de O&M debe reducir el tiempo de reparación MTTR. Sin embargo, además de esto, las pérdidas de energía por indisponibilidad del cable

HVDC, que representan un 16,41 %, podrían reducirse si se dispusiera de una forma alternativa de integrar en la red la energía generada, cuando el cable HVDC de transmisión sufra una avería.

Tabla 5.9: Desglose de los resultados económicos de las cuatro fases del proyecto

	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 4
AEP (GWh)	6337,27	5964,63	6673,30	6580,15
AEL (GWh)	1532,98	1450,52	1581,03	1548,81
AED (GWh)	4804,29	4514,11	5092,27	5031,34
Costes (M€)	3525,73	3550,16	3507,60	3448,87
Costes (M€/MW)	2,93	2,95	2,92	2,87
Factor capacidad (%)	45,67	42,91	48,40	47,83
Horas equivalentes	4003,57	3761,75	4243,55	4192,78
LCoE (€/MWh) excl.	54,78	59,64	52,07	50,03
LCoE (€/MWh)	72,13	78,41	68,89	70,35

Una manera de evitar que estas pérdidas de indisponibilidad en el cable HVDC sean tan elevadas, consiste en sugerir nuevas posibles soluciones MT-HVDC. Parece una opción razonable considerar diferentes topologías de redes marinas para evaluar si los costos adicionales podrían mejorar la disponibilidad del sistema de transmisión y, por lo tanto, aumentar la energía inyectada en la red continental, lo que reduce el LCoE.

Si el funcionamiento de una turbina eólica se valora de acuerdo a su potencia de salida, la mayor parte del tiempo está trabajando en generación parcial. Por lo tanto, es evidente que el sistema de transmisión HVDC no funcionará a plena capacidad durante períodos prolongados, por lo que se podrían considerar nuevas alternativas en las redes marinas MT-HVDC. El desarrollo de estos proyectos multiterminales, consisten en nuevos sistemas de redundancia y en proporcionar seguridad de suministro, lo cual podría ser una prioridad en esta década para los parques eólicos marinos, mientras el riesgo de indisponibilidad se reduciría drásticamente. Una vez evaluada la topología radial, se analizará la influencia de la redundancia del sistema de transmisión a través de diferentes topologías, evaluando un equilibrio entre los sobrecostos generados y la inyección de energía adicional a la red. De esta forma, en las siguientes secciones se estudian diferentes topologías para diseñar nuevos sistemas de transmisión.

El modelo de costes desglosado para esta topología base, se muestra en la tabla 5.10. Merecen la pena destacar los costes de las turbinas, los servicios de O & M y el sistema de transmisión VSC-HVDC, que en conjunto abarcan el 74,12 % del total.

Tabla 5.10: Desglose del modelo de costes (M€)

	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 4	Total (%)
Turbinas					
Turbinas	1629,23	1629,23	1629,23	1629,23	30,58
Balance of Plant (Equipamiento)					
Cables sistema colector	89,64	89,64	89,64	89,64	1,68
Bases	336	336	336	336	6,31
Piezas transición	40	40	40	40	0,75
Interruptores MVAC	5,6	5,6	5,6	5,6	0,11
Convertidores	540	540	540	540	10,13
Cables HVDC	382,42	399,11	362,74	323,11	6,88
Balance of Plant (Instalación)					
Turbinas	199,5	204,75	200,55	187,95	3,72
Cables sistema colector	75,117	75,117	75,117	75,117	1,41
Bases	32,75	34	33	29,75	0,61
Piezas transición	32,75	34	33	29,75	0,61
Otros					
DEVEX	162,72	162,72	162,72	162,72	3,05
DECEX	406,8	406,8	406,8	406,8	7,63
OPEX (M€/año)	50,16	55,74	51,56	37,62	26,53

5.7.2 Topología radial con interlink

Esta topología ofrece una ruta alternativa para la energía generada cuando existe una conexión de cable DC tal como se muestra en la figura 5.10

Al analizar los tiempos de energía no recuperable, energía recuperable y energía generada en funcionamiento normal para la Fase 1 se tiene que, debido a la redundancia proporcionada por el interlink, el tiempo de energía no recuperable depende sólo del ratio de fallo del convertidor marino y de los dos interruptores DC del extremo en mar, siendo el fallo del resto de los elementos recuperable por el interlink instalado. Por lo tanto, los tiempos de energía no recuperable, energía recuperable y energía generada en funcionamiento normal para las líneas de transmisión de la Fase 1 para esta topología son los siguientes:

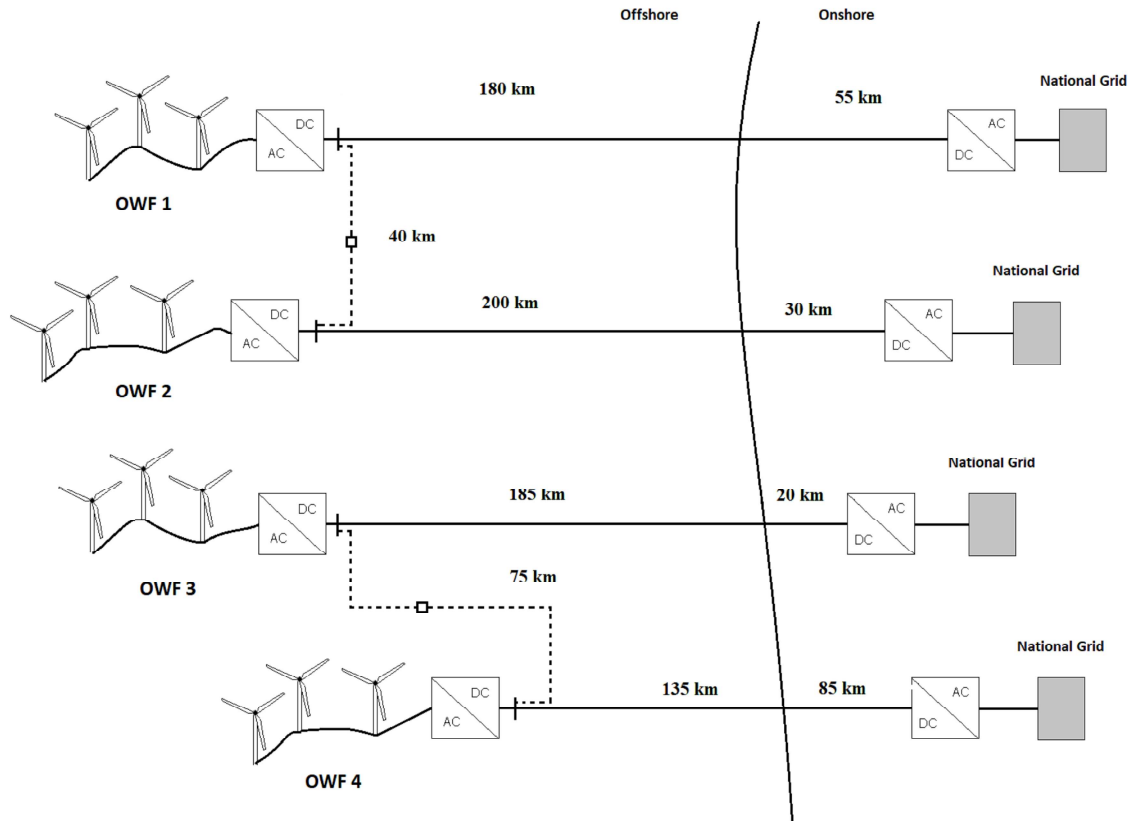


Figura 5.10: Esquema de la topología radial con interlink

$$t_{FASE1}^{NR} \left(\frac{horas}{año} \right) = \sum \lambda_f^{NR} \cdot MTTR^{NR} =$$

$$= \lambda_{conv-rect} \cdot MTTR_{conv-rect.} + 2 \cdot \lambda_{CBs} \cdot MTTR_{CBs} \quad (5.75)$$

$$t_{FASE1}^{NR} = 2 \frac{fallos}{año} \cdot 29,352 \frac{horas}{fallo} + 2 \cdot 0,045 \frac{fallos}{año} \cdot 192 \frac{horas}{fallo} = 76 \frac{horas}{año} \quad (5.76)$$

$$t_{FASE1}^{SR} \left(\frac{horas}{año} \right) = \sum \lambda_f^{SR} \cdot MTTR^{SR} = 2 \cdot \lambda_{cable-HVDC} \cdot MTTR_{cable-HVDC} +$$

$$+ \lambda_{conv-inv} \cdot MTTR_{conv-inv} + \lambda_{autotrafo} \cdot MTTR_{autotrafo} + 2 \cdot \lambda_{CBs} \cdot MTTR_{CBs} \quad (5.77)$$

$$\begin{aligned}
t_{FASE1}^{SR} &= 2 \cdot 0,00048 \frac{\text{fallos}}{\text{año.km}} \cdot 180 \text{km} \cdot 1822,5 \frac{\text{horas}}{\text{fallo}} + 2 \cdot 0,00088 \frac{\text{fallos}}{\text{año.km}} \cdot 55 \text{km} \cdot 480 \frac{\text{horas}}{\text{fallo}} + \\
&+ 2 \frac{\text{fallos}}{\text{año}} \cdot 14,664 \frac{\text{horas}}{\text{fallo}} + 0,0028 \frac{\text{fallos}}{\text{año}} \cdot 72 \frac{\text{horas}}{\text{fallo}} + 2 \cdot 0,045 \frac{\text{fallos}}{\text{año}} \cdot 192 \frac{\text{horas}}{\text{año}} = \\
&= 408 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \tag{5.78}
\end{aligned}$$

$$t_{FASE1}^{NORM} = 8760 - t^{NR} - t^{SR} = 8760 \frac{\text{horas}}{\text{año}} - 408 \frac{\text{horas}}{\text{año}} - 76 \frac{\text{horas}}{\text{año}} = 8276 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \tag{5.79}$$

Los tiempos obtenidos muestran que durante 8276 horas al año el parque funcionará sin ningún tipo de interrupción por parte del sistema de transmisión y se estima que por indisponibilidad del convertidor marino y/o los interruptores DC, durante 76 horas anuales la energía que se generaría no se puede recuperar, mientras que durante 408 horas anuales la generación de energía tiene el interlink como alternativa para poder inyectarla en otro punto de la red, bien sea de manera total o parcial.

Siguiendo la metodología desarrollada en este capítulo y aplicándolo a las cuatro fases del proyecto, la producción bruta anual de energía es la misma obtenida en la tabla 5.9. Sin embargo, debido a la nueva topología, hay una variación de pérdidas y costes, por lo que los nuevos datos de producción neta anual de energía inyectada en la red AED, Energía anual salvada AES, Factor de Capacidad y LCoE son los mostrados en la tabla 5.11. Cabe señalar que debido al límite de la energía que puede transportar la línea sana, habrá que limitar de la energía generada por el parque de la línea que sufre un fallo, siguiendo la expresión ecuación 5.20.

Tabla 5.11: Resultados en la topología radial con interlink

	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 4
AED (GWh)	4843,64	4563,38	5112,57	5054,56
AES (GWh)	48,14	53,17	48,60	39,59
Factor capacidad (%)	46,04	43,38	42,00	48,05
LCoE (€/MWh)	75,32	80,21	71,57	69,06

5.7.3 Topología en anillo de convertidores marinos

Esta topología tiene una conexión en anillo en el lado DC de los convertidores marinos de la transmisión HVDC. Consiste en añadir 2 conexiones de cable DC adicionales al caso figura 5.11 con las distancias que se muestran en la figura 5.11

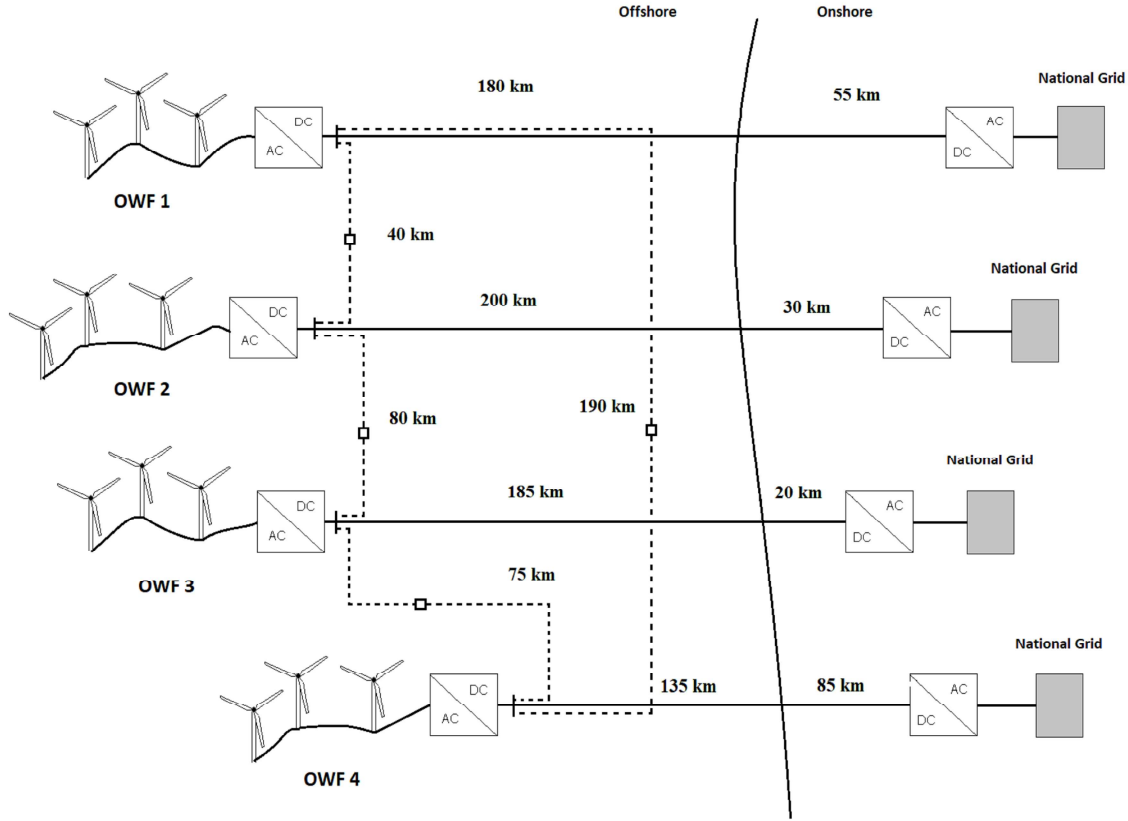


Figura 5.11: Esquema de la topología anillo de converidores marinos

Esta topología permite que cada fase pueda recuperar parte de la energía generada por dos vías alternativas. El tiempo de energía no recuperable depende del convertidor marino de cada fase y de los interruptores DC. Los tiempos de energía recuperable, energía no recuperable y energía generada en funcionamiento normal para la Fase 1 son los siguientes:

$$\begin{aligned}
 t_{FASE1}^{NR} \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right) &= \sum \lambda_f^{NR} \cdot MTTR^{NR} = \\
 &= \lambda_{conv-rect} \cdot MTTR_{conv-rect} + 2 \cdot \lambda_{CBs} \cdot MTTR_{CBs} \quad (5.80)
 \end{aligned}$$

$$t_{FASE1}^{NR} = 2 \frac{\text{fallos}}{\text{año}} \cdot 29,352 \frac{\text{horas}}{\text{fallo}} + 2 \cdot 0,045 \frac{\text{fallos}}{\text{año}} \cdot 192 \frac{\text{horas}}{\text{fallo}} = 76 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \quad (5.81)$$

$$t_{FASE1}^{SR} \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right) = \sum \lambda_f^{SR} \cdot MTT R^{SR} = 2 \cdot \lambda \cdot MTT R_{\text{cable-HVDC}} +$$

$$+ \lambda_{\text{conv-inv}} \cdot MTT R_{\text{conv-inv}} + \lambda_{\text{autotrafo}} \cdot MTT R_{\text{autotrafo}} + 2 \cdot \lambda_{CBs} \cdot MTT R_{CBs} \quad (5.82)$$

$$\begin{aligned} t_{FASE1}^{SR} &= 2 \cdot 0,00048 \frac{\text{fallos}}{\text{año.km}} \cdot 180\text{km} \cdot 1822,5 \frac{\text{horas}}{\text{fallo}} + 2 \cdot 0,00088 \frac{\text{fallos}}{\text{año.km}} \cdot 55\text{km} \cdot 480 \frac{\text{horas}}{\text{fallo}} + \\ &+ 2 \frac{\text{fallos}}{\text{año}} \cdot 14,664 \frac{\text{horas}}{\text{fallo}} + 0,0028 \frac{\text{fallos}}{\text{año}} \cdot 72 \frac{\text{horas}}{\text{fallo}} + 2 \cdot 0,045 \frac{\text{fallos}}{\text{año}} \cdot 192 \frac{\text{horas}}{\text{año}} = \\ &= 408 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \end{aligned} \quad (5.83)$$

$$t_{FASE1}^{NORM} = 8760 - t^{NR} - t^{SR} = 8760 \frac{\text{horas}}{\text{año}} - 408 \frac{\text{horas}}{\text{año}} - 76 \frac{\text{horas}}{\text{año}} = 8276 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \quad (5.84)$$

Siguiendo la metodología desarrollada en este capítulo y aplicándolo a las cuatro fases del proyecto, la producción bruta anual de energía es la misma obtenida en la tabla 5.9. Sin embargo, debido a la topología en anillo, aumentan las pérdidas y costes, así como la Energía anual salvada AES, por lo que los nuevos datos de producción neta anual de energía inyectada en la red AED, Energía anual salvada AES, Factor de Capacidad y LCoE son los siguientes:

Tabla 5.12: Resultados en la topología anillo de convertidores marinos

	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 4
AED (GWh)	5021,30	4727,30	5287,85	5009,55
AES (GWh)	66,43	70,49	58,23	54,68
Factor capacidad (%)	47,73	44,93	50,26	47,62
LCoE (€/MWh)	75,48	80,44	71,40	75,66

5.7.4 Topología Hub & Spoke

Tal como se indica en el Capítulo 3, existe una nueva topología de diseño de transmisión a tierra, que consiste en una isla central y conexiones radiales, que incluso

podrían conectar distintos países. La figura 5.12 muestra las características de la cuarta topología analizada en esta tesis. La posición de la isla o hub se calcula de forma que la suma de distancias de parque a la isla sea mínima.

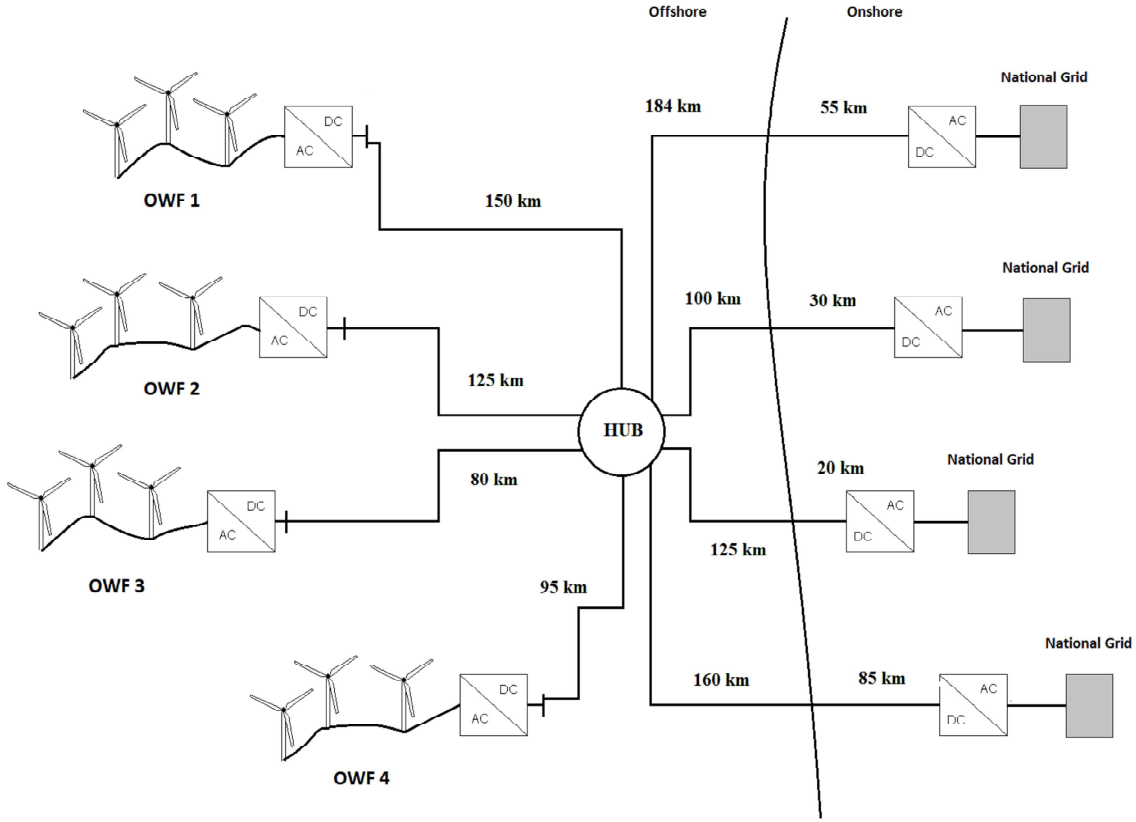


Figura 5.12: Esquema de la topología Hub & Spoke

Debido a que las líneas que van de parque a isla, así como las líneas de isla a tierra llevan dos interruptores DC en ambos extremos, los tiempos de energía recuperable, energía no recuperable y energía generada en funcionamiento normal para las líneas de transmisión de la Fase 1 para esta topología son los siguientes:

$$t_{FASE1}^{NR} \left(\frac{horas}{año} \right) = \sum \lambda_f^{NR} \cdot MTTR^{NR} = \lambda_{conv-rect.} \cdot MTTR_{conv-rect.} +$$

$$+ 4 \cdot \lambda_{CBs} \cdot MTTR_{CBs} + 2 \cdot \lambda_{cable-HVDC} \cdot MTTR_{cable-HVDC} \quad (5.85)$$

$$t_{FASE1}^{NR} = 2 \frac{fallos}{año} \cdot 29,352 \frac{horas}{fallo} + 4 \cdot 0,045 \frac{fallos}{año} \cdot 192 \frac{horas}{fallo} +$$

$$+ 2 \cdot 0,00048 \frac{fallos}{año \cdot km} \cdot 150 km \cdot 1822,5 \frac{horas}{fallo} = 356 \frac{horas}{año} \quad (5.86)$$

$$t_{FASE1}^{SR} \left(\frac{horas}{año} \right) = \sum \lambda_f^{SR} \cdot MTTT^{SR} = 2 \cdot \lambda_{cable-HVDC} \cdot MTTT_{cable-HVDC} +$$

$$+ \lambda_{conv-inv} \cdot MTTT_{conv-inv} + \lambda_{autotrafo} \cdot MTTT_{autotrafo} + 4 \cdot \lambda \cdot MTTT_{CBs} \quad (5.87)$$

$$t_{FASE1}^{SR} = 2 \cdot 0,00048 \frac{fallos}{año \cdot km} \cdot 184 km \cdot 1822,5 \frac{horas}{fallo} + 2 \cdot 0,00088 \frac{fallos}{año \cdot km} \cdot 55 km \cdot 480 \frac{horas}{fallo} +$$

$$+ 2 \frac{fallos}{año} \cdot 14,664 \frac{horas}{fallo} + 0,0028 \frac{fallos}{año} \cdot 72 \frac{horas}{fallo} + 4 \cdot 0,045 \frac{fallos}{año} \cdot 192 \frac{horas}{año} =$$

$$= 432 \frac{horas}{año} \quad (5.88)$$

$$t_{FASE1}^{NORM} = 8760 - t^{NR} - t^{SR} = 8760 \frac{horas}{año} - 432 \frac{horas}{año} - 356 \frac{horas}{año} = 7972 \frac{horas}{año} \quad (5.89)$$

Siguiendo la metodología desarrollada en este capítulo y aplicándolo a las cuatro fases del proyecto, la producción bruta anual de energía es la misma obtenida en la tabla 5.9. Sin embargo, debido a la topología en anillo, aumentan las pérdidas y costes, así como la Energía anual salvada AES, por lo que los nuevos datos de producción neta anual de energía inyectada en la red AED, Energía anual salvada AES, Factor de Capacidad y LCoE son los siguientes:

Tabla 5.13: Resultados en la topología Hub & Spoke

	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 4
AED (GWh)	4638,52	4614,84	5068,62	4892,19
AES (GWh)	72,03	48,35	48,43	68,68
Factor capacidad (%)	44,09	43,87	48,18	46,50
LCoE (€/MWh)	85,94	86,38	74,67	79,61

5.8 Topologías adicionales

Debido a los avances tecnológicos que se implantarán de manera inminente, el abanico de topologías es aún más amplio. A finales de la presente década se espera el desarrollo de convertidores y cables XLPE de ± 525 kV para plataformas convertidoras de más de 2 GW. Además, teniendo en cuenta las posibles limitaciones relativas a la capacidad máxima permitida que se pueda perder si algún elemento del sistema de transmisión fallara, se espera que la configuración bipolar del sistema HVDC sea la preferida por los propietarios. Esto significa que la transmisión consta de dos líneas monopolares asimétricas totalmente independientes, con dos convertidores en los extremos de cada polo. De esta manera una avería en un elemento del sistema de transmisión, solo dejaría fuera de servicio un polo mientras que el polo sano puede trabajar sin problema. Esta circunstancia hace que las pérdidas por no disponibilidad tanto en los convertidores como en las líneas sean menores y pueda salvarse más energía. Así, no es necesario calcular tiempos donde se perdería toda la energía puesto que ese escenario no se contempla, siempre existirá una alternativa para inyectar la energía generada a red, al menos de manera parcial.

Por otro lado, el aumento de voltaje hace que las corrientes sean menores por lo que las pérdidas por el efecto Joule también tienden a ser menores. Por lo tanto, por una misma línea se puede transportar más potencia, haciendo que el sistema necesite menos cableado y se consiga mayor eficiencia.

5.8.1 Topología radial +

Esta topología permite reducir el número de líneas a tierra interconectando convertidores, que a su vez comparten el sistema de transmisión como se puede observar en la Figura 5.13. Es una topología de gran simplicidad y bajo riesgo debido a la configuración bipolar. El inconveniente principal de esta topología radica en la limitación de potencia en que se encontraría la fase 2, en caso de un fallo en el cable de transmisión a tierra. En caso de que el viento fuera de una intensidad elevada, la fase 1 ocuparía la capacidad de transmisión de manera casi completa por lo que la fase 2 estaría siendo controlada para generar energía de manera parcial.

De esta forma, se logra reducir el LCoE respecto a la topología radial a ± 320 kV en torno al 7%. A pesar de que los costes aumentan el 1,1%, motivado por los interruptores DC y los cables de 525 kV con mayor sección para soportar dos parques eólicos, la energía salvada debido a la configuración bipolar compensa ese gasto adicional. Al contrario que las topologías a ± 320 kV que necesitaban de una ruta alternativa para salvar algo de energía en caso de avería, en la configuración bipolar no es necesario puesto que siempre existirá un polo sano. Los resultados se muestran en la Tabla 5.14.

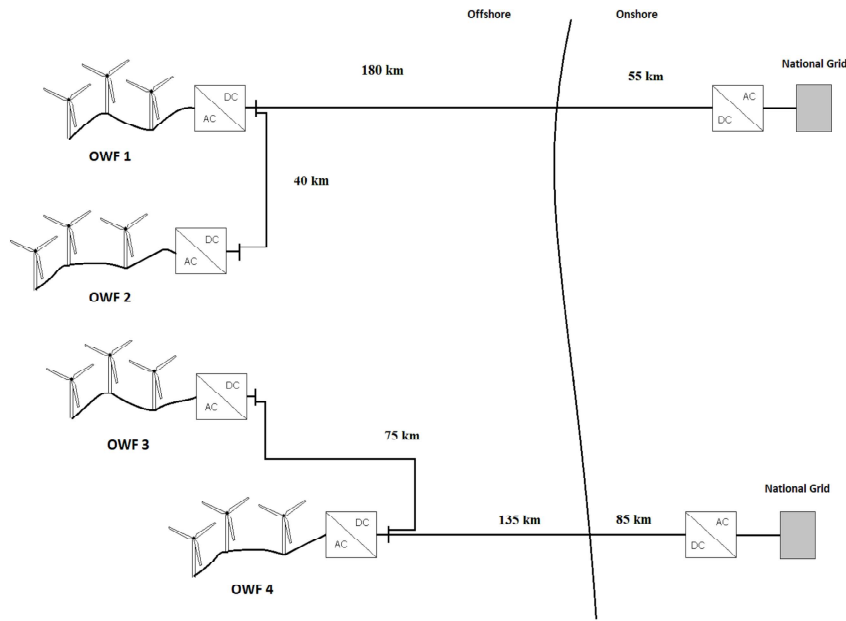


Figura 5.13: Esquema de la topología radial plus

Tabla 5.14: Resultados en la topología radial plus

	Fase 1 & 2	Fase 3 & 4
AED (GWh)	9644,32	10353,60
AES (GWh)	128,58	106,71
Factor capacidad (%)	45,84	49,21
LCoE (€/MWh)	70,09	62,20

5.8.2 Topología anillo

Esta topología es igual a la anterior con la pequeña diferencia de añadir una conexión adicional para cerrar el sistema. De esa manera se consigue aumentar la disponibilidad cuando hay un fallo en cualquiera de los cables, especialmente si los vientos son fuertes y están cerca de su saturación. En la Figura 5.14 se muestra su esquema.

Esta disposición consigue el precio de energía más barato de todas las topologías, debido a que la energía salvada es muy elevada. La configuración bipolar, las menores pérdidas por efecto Joule y la mayor disponibilidad de alternativas para la energía que se perdería, son los principales motivos de este descenso del LCoE.

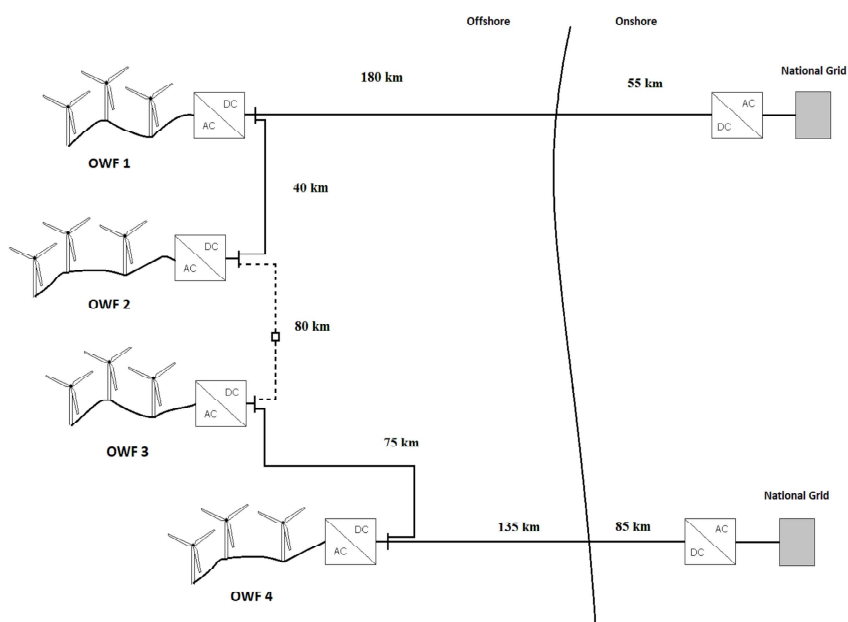


Figura 5.14: Esquema de la topología anillo

Tabla 5.15: Resultados en la topología anillo

	Fase 1 & 2	Fase 3 & 4
AED (GWh)	9749,99	10497,97
AES (GWh)	144,89	124,08
Factor capacidad (%)	46,34	49,89
LCoE (€/MWh)	69,91	61,55

5.8.3 Topología Hub & Spoke +

A pesar de que la energía salvada también es elevada, los elevados costes de los interruptores DC y la construcción de una plataforma para albergar todo el equipo eléctrico hace que no se compensen ambos aspectos. De hecho, es la topología que presenta el coste de la energía más caro en ± 525 kV con bastante diferencia, como se ve en la Tabla 5.16.

5.9 Resultados y conclusiones

Al analizar los resultados de los 4 parques eólicos que conforman el clúster, se concluye que el factor más importante en el LCoE es la intensidad media del viento en

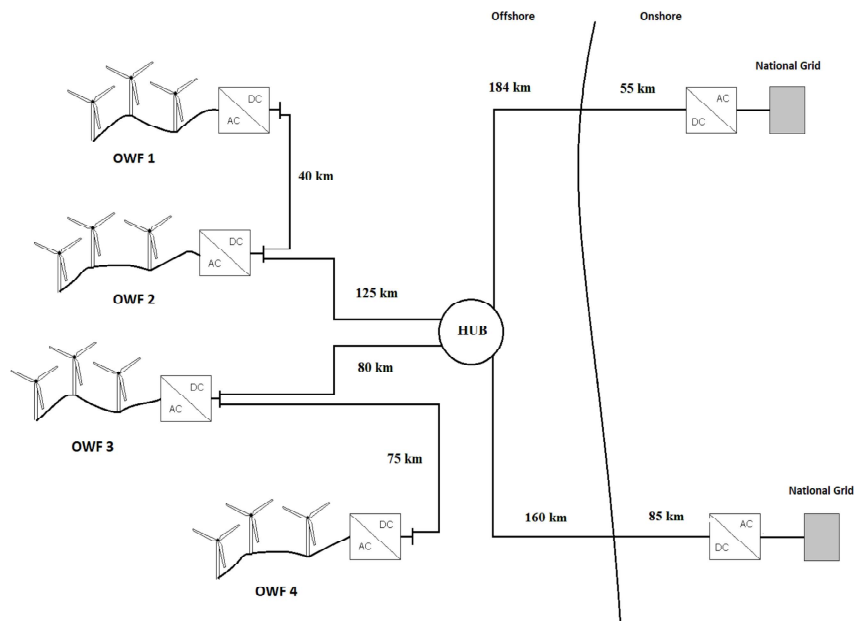


Figura 5.15: Esquema de la topología Hub & spoke plus

Tabla 5.16: Resultados en la topología Hub & Spoke plus

	Fase 1 & 2	Fase 3 & 4
AED (GWh)	9550,96	10323,57
AES (GWh)	144,08	140,81
Factor capacidad (%)	45,39	49,07
LCoE (€/MWh)	75,25	69,24

cada emplazamiento. Los emplazamientos con mayor intensidad eólica (la fase 3 en este estudio) mejoran el ratio LCoE y consecuentemente los ratios económicos, por lo que los propietarios de estos emplazamientos podrían ofrecer menores precios de energía en subastas para la adjudicación de áreas a explotar y subsidios.

En cuanto a los aspectos tecnológicos, las mayores pérdidas desde el punto de vista de la energía corresponden al efecto estela y la indisponibilidad del sistema de cables HVDC, por lo que es necesario mejorar ambos aspectos. Desde el punto de vista de la falta de disponibilidad de cables submarinos y subterráneos de transmisión, los promotores deben minimizarlos con ratios de fallos más bajos y estrategias de mantenimiento adecuadas para reducir el MTTR.

Como solución a este problema, la aplicación de la metodología propuesta, muestra que la construcción de rutas alternativas para la energía generada por cualquiera de

las fases que comprenden el parque entero, podría salvar una cantidad limitada e inyectarla a la red a costa de costes adicionales. Esta recuperación parcial de energía sigue dependiendo en gran medida de los precios de los cables, los interruptores DC y de las distancias entre los convertidores.

El resultado más económico de LCoE está claramente relacionado con la simplicidad del sistema de transmisión en topología *Point-to-Point*, pero se asume un alto riesgo de pérdidas por indisponibilidad. De hecho, un fallo de cualquier componente del sistema de transmisión conduce a la pérdida de la energía de ese parque. Para el resto de topologías, la metodología calcula la energía salvada, dependiendo del elemento del sistema de transmisión que falla.

Se observa que en la topología *Hub & Spoke*, las distancias desde los parques 1 y 4 al *hub* son mayores, lo que influye en las pérdidas eléctricas y también en costes de cable, por lo que el LCoE de estas dos fases empeora significativamente.

Las islas artificiales/naturales deben considerarse como una posible solución en la integración para la topología *Hub & Spoke* o una red mallada. Con este diseño, el sistema de transmisión y las interconexiones entre mercados no sincronizados podrían fusionarse en una única solución. La principal barrera para integrar estas interconexiones es la falta de estandarización, por lo que se espera que sistemas de varios proveedores consigan una interoperabilidad entre todas las partes involucradas.

Finalmente, merece la pena mencionar el desarrollo de innovaciones que podrían conducir a nuevas topologías MT-HVDC diseñadas de manera más eficiente. La escalabilidad continua de los niveles de voltaje y de corriente de la electrónica de potencia, además de los cables submarinos XLPE de 525 kV anunciado por la industria, podría derivar en enlaces de potencia de más de 2 GW, lo que se traduce en menos cables, menos convertidores y un menor precio de la energía generada.

6 Conclusiones y líneas futuras

El objetivo general planteado en el Capítulo 1 de la presente tesis se ha alcanzado por medio de los sucesivos capítulos que analizan el estado del arte de la generación eólica marina en el Capítulo 2 y su tecnología de transmisión en el Capítulo 3. Posteriormente, se ha llevado a cabo un análisis de la literatura existente de los métodos evaluación y optimización de pérdidas y de LCoE, relacionada con los distintos planteamientos publicados para identificar mejoras a implementar así como actualizar las tecnologías existentes.

Finalmente, la tesis propone una metodología para valorar las diferentes topologías en el sistema de transmisión en grandes parques eólicos marinos. Dicha metodología se ha desarrollado para sistemas de transporte submarinos en tecnología VSC-HVDC que será de especial relevancia durante esta década, puesto que las nuevas zonas propuestas por las agencias gubernamentales se encuentran muy alejadas de los puntos de inyección de energía en la red de potencia.

6.1 Resumen de los resultados de la tesis

De acuerdo con la situación actual que se ha analizado en esta tesis, se pueden destacar las siguientes características:

- El mercado eólico marino en términos de capacidad instalada lo encabezan Europa y China. En Europa lo lideran Reino Unido y Alemania, y con capacidades más reducidas Dinamarca, Países Bajos y Bélgica, es decir, países que comparten zonas marítimas en el Mar del Norte. El Mar de Irlanda y el Mar Báltico poseen porcentajes más minoritarios. Mientras tanto en China se focaliza en las provincias de Jiangsu y Guangdong, mientras que otras provincias comienzan a desarrollar los primeros planes más ambiciosos para el año 2030. Merece la pena destacar los países emergentes como son Francia, Vietnam, Polonia, Irlanda, India, Brasil, Australia y Estados Unidos para cimentaciones fijas, en tanto que Japón, Corea del Sur, Italia y España lo harán para bases flotantes.
- El coste de producción de energía eólica marina se ha reducido durante los últimos años gracias a diversos motivos. Sin embargo, esta reducción es muy dispar dependiendo de cada país así como de los marcos regulatorios existentes. No está claro hasta donde seguirá esta reducción, si bien en esta década se

espera que alcance precios de generación similares a las demás tecnologías basadas en materias primas de origen fósil.

- En los países donde el sistema de transmisión de los parques eólicos marinos se considera parte del sistema de transmisión y en consecuencia lo costea y opera el TSO, este aspecto ha contribuido al desarrollo de parques eólicos marinos con cierta efectividad frente a países en los que el sistema de transmisión hasta su conexión a tierra es responsabilidad del propietario del parque. Por lo tanto, se debe seguir manteniendo dicha política regulatoria y es fundamental aplicarlo en países que están dando los primeros pasos.
- El LCoE no debería ser el único indicador para adjudicaciones de emplazamientos, deben existir más elementos a valorar como aportación a las comunidades locales, innovaciones a aplicar, producción de elementos químicos verdes (hidrógeno, amoníaco...), mayor seguridad en el suministro y combinar interconexiones-parques eólicos marinos.
- En definitiva, ésta es una tecnología ya establecida y con mucha capacidad de crecimiento, como así lo demuestran las planificaciones de los gobiernos para esta década.

Desde el punto de vista de la situación tecnológica de la industria involucrada en este tipo de generación, se pueden distinguir los siguientes avances:

- Las redes colectoras de los parques eólicos actualmente no siguen un patrón determinado. La mayoría de ellas siguen una configuración radial y en dendrita, especialmente con el aumento del voltaje a 66 kV, mientras que la configuración en anillo es muy minoritaria. Quizás se deba a que la experiencia ganada durante años anteriores haya aportado mejoras a la industria del cable y los ratios de fallos sean muy bajos además de una estrategia O & M cada vez más sofisticada y efectiva. Esta tendencia es aún más acentuada en China donde tan sólo se conoce un parque eólico con sus turbinas en disposición de anillo.
- La potencia de las turbinas ha tenido un mayor crecimiento del esperado. En la actualidad ya se están instalando turbinas de 10~12 MW y están en fase de pruebas a la espera de certificación hasta 14~16 MW. Todas ellas son turbinas PMSG de baja ó media velocidad con potencias específicas que no llegan a los 400 W/m². Todo esto indica que están orientadas a producir mayores valores de energía, menor precio por unidad de potencia y mayores disponibilidades.
- Se espera un aumento de sistemas de transmisión VSC-HVDC con convertidores MMC, puesto que las nuevas zonas de explotación se encuentran más allá de la distancia crítica que marca la diferencia tecnológica entre HVAC y HVDC. Además el desarrollo de interruptores DC puede acelerar la creación de redes multiterminales.

Respecto a la metodología desarrollada, se puede apreciar lo siguiente:

- Se trata de una herramienta útil, rápida y sencilla. Se han considerado aspectos técnicos y económicos puesto que el cálculo del ratio LCoE así lo exige.

Además, debido a que el desarrollo de estas instalaciones desde su origen hasta su desmantelamiento puede durar muchos años, también se ha realizado la actualización del valor del dinero. Se trata de un proceso de cálculos analíticos, lo cual se trata de una metodología abierta a futuras modificaciones en función de las recurrentes innovaciones tecnológicas de la industria.

- En el análisis del LCoE no existe una relación directa ni una repercusión muy acusada en el LCoE en función de las topologías adoptadas, es decir, no existe una topología predominante muy clara. Sin embargo, se puede afirmar que la implantación de redundancias sí puede reducir los riesgos e incertidumbres. Cabe destacar que se han utilizado ratios de fallos y tiempos de reparación promedios. Por lo tanto, esto significa que se han dejado de lado los fallos de carácter excepcional ó de duración más prolongada de lo que indican estas medias, los cuales podrían acarrear un daño económico muy grande no previsto.
- En el balance de pérdidas de energías de un proyecto de este tipo, destacan tres tipos de pérdidas. Pérdidas por efecto estela, pérdidas de no disponibilidad de las turbinas eólicas y pérdidas de no disponibilidad del cable de transmisión. Esta última pérdida es elevada no por el número de fallos sino por el elevado tiempo en reparar una avería en el cable de HVDC, por lo que su redundancia ha sido el objetivo a analizar en la presente tesis.
- En el desglose de costes, destacan por este orden el coste de las turbinas, los convertidores y de los servicios de O & M.
- El impacto del tamaño de las turbinas y del voltaje del sistema colector en el LCoE es evidente. El fenómeno que más aporta a esta reducción es la intensidad del viento, seguido por las turbinas y por la reducción en el número de subestaciones que se puede conseguir ampliando el voltaje a los 66 kV actuales. La no disponibilidad de los elementos involucrados en el proyecto es muy dependiente de la estrategia O & M.

6.2 Contribución de la tesis

La presente tesis ayuda a entender con mayor claridad los siguientes aspectos:

- La tecnología VSC-HVDC en el sistema eléctrico de potencia y sus diversas aplicaciones. Se han descrito las partes que componen estas líneas, su funcionamiento y sus excelentes características lo cual hace que sea una tecnología en expansión.
- La energía eólica marina desde tres aspecto distintos. Primero, el estado del arte de los parques eólicos marinos existentes en la actualidad, destacando las turbinas eólicas utilizadas, los distintos sistemas colectores así como los sistemas de transmisión, especialmente la trasmisión VSC-HVDC aplicada a la integración de los parques eólicos marinos.

- Las evaluaciones de producción, pérdidas y propuestas de transmisión planteadas por otros/as autores/as haciendo especial hincapié en la influencia que cada aspecto tratado tiene en el resultado del LCoE.
- Importancia de la redundancia para reducir tiempos de no-disponibilidad, por medio del análisis detallado de cada elemento y estimación de la energía recuperable.

La recopilación de los parques eólicos marinos instalados y en fase de proyecto y construcción en el mundo, se considera una aportación de la tesis, puesto que su seguimiento se debe realizar por notas de prensa y páginas web especializadas. Las tablas resumen del final de los Capítulos 2 y 3 elaboradas a partir de esta ingente información dispersa en distintas fuentes no-académicas, permite obtener una perspectiva real de la tecnología que se está utilizando actualmente, para realizar una propuesta metodológica de diseño realista.

Después de recopilar toda la información anterior, la metodología propuesta aporta al ingeniero un cálculo sencillo de estimaciones de generación de energía eléctrica, pérdidas de energía en todos los subsistemas del conjunto del proyecto, como son el sistema colector, los convertidores y los cables de transmisión en HVDC. Esto lleva al diseñador a identificar fácilmente los puntos débiles del sistema donde mayor energía se pierde ó donde mayor es el riesgo de tener no disponibilidades. También se evalúa el impacto que tiene la no disponibilidad de los elementos muy especialmente en el sistema de transmisión.

La metodología planteada en esta tesis es adecuada tanto para la optimización de los sistemas colectores por parte de las empresas generadoras, y por otro lado para analizar las diferentes topologías de transmisión marinas en VSC-HVDC para los TSOs. También es doblemente válida en aquellos países donde el promotor costea la integridad del proyecto, es decir, el sistema colector y el sistema de transmisión. La metodología se ha realizado de manera flexible a todos los niveles y fácilmente actualizable, dividiéndola en distintos modelos adaptables a futuros cambios tecnológicos. También se puede presentar en una hoja de cálculo ó convertirla en un algoritmo.

Finalmente se han valorado las distintas topologías planteadas por la comunidad investigadora. Esta localización de puntos débiles ayuda a plantear futuras líneas de investigación para mejorar la seguridad en el suministro y reducir pérdidas para que el sistema gane en eficiencia.

6.3 Publicaciones

Las publicaciones derivadas de esta tesis son las siguientes:

- Artículos publicados en revistas internacionales:
 1. I. Arrambide, I. Zubía, A. Madariaga, “Critical review of offshore wind turbine energy production and site potential assessment”, *Electrical Power Systems Research*, vol. 167, no. 4, pp 39-47, Febrero 2019.
 2. I. Arrambide, I. Zubía, “Offshore wind farm MTHVDC-VSC optimization methodology based on LCoE”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, **en revisión**.
- Capítulo de un libro:
 1. I. Arrambide, I. Zubía, “Offshore wind farm inter-array optimization by increasing voltage level: impact on LCoE”, *Advances in renewable energies and power quality*, Cambridge Scholars Publishing, 2023, **aceptado para su publicación**.
- Contribuciones en conferencias internacionales:
 1. I. Arrambide, I. Zubía, I. Zamora, “VSC-HVDC technology on power systems and offshore wind farms integration”, Internatinal Conference on Modern Electrical Power Engineering (ICMEPE), Las Palmas de Gran Canaria, España, *Electrical Engineering Electronic Journal*, vol. 1, no. 3, pp 43-47, Mayo 2016.
 2. I. Arrambide, P.M. García, J.J. Ugartemendía, I. Zubía, “Evaluation of electrical losses in MVAC collector systems in offshore wind farms”, International Conference on Renewable Energy and Power Quality (ICREPQ), Málaga, España, *Renewable Energy and Power Quality Journal (RE & PQJ)*, vol. 1, no. 15, pp 287-292, Abril 2017.
 3. I. Arrambide, I. Zubía, A. Madariaga, “Re-optimizing array cable systems in offshore wind farms using 66 kV voltage”, International Conference on Renewable Energy and Power Quality (ICREPQ), Granada, España, *Renewable Energy and Power Quality Journal (RE & PQJ)*, vol. 1, no. 18, pp 48-52, Septiembre 2020. Premio al mejor poster de la edición.

La primera contribución en conferencia internacional, hace referencia a las aplicaciones de la tecnología VSC-HVDC en el sistema de potencia, con especial referencia a la integración de parques eólicos marinos en la red.

El artículo 1 evalúa la producción bruta de las turbinas eólicas en función de su potencia específica y valora la idoneidad una turbina en función de la clase de viento del emplazamiento. También se analiza la situación de la energía eólica marina con los parques en funcionamiento y las turbinas utilizadas con sus respectivas características.

La conferencia número 2 evalúa las pérdidas eléctricas del sistema colector así como los costes asociados para distintas topologías en cuanto a la disposición de las turbinas.

Combinando los objetivos de estas dos últimas publicaciones, en la tercera conferencia se desarrolla una metodología para el diseño del sistema colector teniendo como función objetivo el mínimo coste de la energía mientras que en el capítulo del libro se aplica dicha metodología comparando la influencia del tamaño de las turbinas y el aumento del voltaje en el coste final.

El artículo 2 desarrolla un método analítico para evaluar las topologías de transmisión en VSC-HVDC basado en la generación bruta de energía, pérdidas desglosadas y la energía neta final.

6.4 Líneas de investigación futuras

De acuerdo con el conocimiento adquirido durante la realización de esta tesis, el autor propone las siguientes líneas de investigación futuras:

- El concepto eléctrico europeo exige diversificar las fuentes de energía renovables y flexibilizar la red de transporte común. Este hecho implica necesariamente la integración de grandes cantidades de generación de energía de carácter intermitente y de manera indirecta abarcará dos soluciones adicionales; el desarrollo del almacenamiento y la interconexión entre mercados en una red multiterminal VSC-HVDC con convertidores MMC, en la cual las islas naturales/artificiales pueden jugar un papel decisivo. También se espera que se construyan líneas de interconexión entre mercados distintos intercalando parques eólicos, haciendo a su vez de líneas de transmisión.
- De acuerdo con las últimas innovaciones tecnológicas anunciadas, hay motivos para pensar que la tendencia de mayores capacidades y voltajes continuará. Por un lado, parece ser que las turbinas seguirán la misma tendencia de crecimiento de los últimos años, quizás algo más pausada, lo cual conllevará mayores voltajes en sistemas colectores. Igualmente mayores voltajes en los sistemas de transmisión hará que dichos sistemas cuenten con un abanico de topologías a estudiar más amplio. Por lo tanto, como segunda línea de investigación consiste en actualizar estas innovaciones inminentes.
- Otra de las tecnologías más prometedoras, es el desarrollo de parques eólicos marinos con turbinas/subestaciones flotantes. A pesar de que se trata de una tecnología no muy madura a día de hoy, se están dando grandes pasos para su consolidación, de manera que es necesario un rediseño de la metodología presentada en esta tesis para la evaluación del valor del LCoE.
- Los modelos de generación y disponibilidad se basan en procesos estocásticos, es decir, están sujetos en mayor ó menor medida a elementos aleatorios al

azar. Minimizar esta incertidumbre y hacer estimaciones más precisas pueden conseguirse con algoritmos basados en la inteligencia artificial.

Bibliografía

- [1] Unión Europea, *Decisión n.º 406 (2.009) CE, sobre el esfuerzo de los Estados miembros para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. 23 de abril de 2.009*, Unión Europea Std., 2009. [Online]. Available: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX:32009D0406>
- [2] —, *Directiva 2.009/28/CE, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. 23 de abril de 2.009.*, Unión Europea Std., 2009. [Online]. Available: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX:32009L0028>
- [3] —, *Directiva 2.012/27/UE, relativa a la eficiencia energética. 25 de octubre 2.012.*, Unión Europea Std., Noviembre 2012. [Online]. Available: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX:32009L0028>
- [4] —, *Documento COM (2.014) 15 final Un marco estratégico en materia de clima y energía para el periodo 2.020-2.030*, Unión Europea Std., 2014. [Online]. Available: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:52014DC0015>
- [5] —, *Documento COM (2.014) 330 final Estrategia europea de la seguridad energética*, Unión Europea Std., 2014. [Online]. Available: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?qid=1424355287157&uri=CELEX:52014DC0330>
- [6] Union Europea, *National Energy and Climate Plans (NECPs) for the period from 2021-2030*, Unión Europea Std., 2019. [Online]. Available: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/national-energy-and-climate-plans-necps_en
- [7] *An EU strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future. COM (2020) 741 final.*, Comisión Europea Std. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/offshore_renewable_energy_strategy.pdf
- [8] Unión Europea, *Renewable energy directive*, Unión Europea Std., 2022. [Online]. Available: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en
- [9] The Baltic Sea Energy Security Summit, “The Marienburg Declaration,” Aug. 2022. [Online]. Available: <https://www.regeringen.dk/aktuelt/publikationer-og-aftaletakster/the-marienburg-declaration/>

- [10] European Commission, “Members of the North Seas Energy Cooperation grasp historic opportunity to accelerate Europe move towards energy independence.”
- [11] “The Esbjerg Declaration on The North Sea as a Green Power Plant of Europe,” Press Release, May 2022. [Online]. Available: [https://kefm.dk/Media/637884617580584404/TheEsbjergDeclaration\(002\).pdf](https://kefm.dk/Media/637884617580584404/TheEsbjergDeclaration(002).pdf)
- [12] Global Wind Energy Council (GWEC), *Global wind report 2022*, Global Wind Energy Council Std., 2022. [Online]. Available: https://gwec.net/wp-content/uploads/2022/04/Annual-Wind-Report-2022_screen_final_April.pdf
- [13] 4COffshore, *4COffshore, Global Offshore Wind Farm Database*, 4COffshore Std. [Online]. Available: <http://www.4coffshore.com/windfarms/>
- [14] DNV, “Energy transition outlook 2022. a global and regional forecast to 2050,” DNV, Tech. Rep., 2022.
- [15] Clarksons, “Focus on china’s offshore wind power market,” resreport, Jul. 2022.
- [16] O. Anaya-Lara, *Energy Conversion Systems for Offshore Wind Turbines*. John Wiley & Sons, Ltd, 2018, ch. 2, pp. 13–36. [Online]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/9781119097808.ch2>
- [17] “Wind turbines. part i: Design requirements. iec 61400-1 edition 3.” 2005.
- [18] J. Carroll, A. McDonald, and D. Mcmillan, “Failure rate, repair time and unscheduled o & m cost analysis of offshore wind turbines,” *Wind Energy*, vol. 19, 08 2015.
- [19] J. Carroll, A. S. McDonald, J. Feuchtwang, and D. McMillan, “Drivetrain availability in offshore wind turbines,” 2014.
- [20] F. Khazaeli and A. R. Nejad, “Evaluation of pmsg based drivetrain technologies for 10 mw floating offshore wind turbines: Pros and cons in a life cycle perspective,” *Wind Energy*, vol. 23, 07 2020.
- [21] R. McKenna, P. Ostman v.d. Leye, and W. Fichtner, “Key challenges and prospects for large wind turbines,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 53, pp. 1212–1221, 2016. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115010503>
- [22] D. Campos-Gaona, O. Anaya-Lara, and J. O. Tande, *Offshore Wind Farm Technology and Electrical Design*. John Wiley & Sons, Ltd, 2018, ch. 6, pp. 239–267. [Online]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/9781119097808.ch6>
- [23] “Rentel offshore wind farm.” [Online]. Available: <http://www.rentel.be/>
- [24] “Gwynt-y-mor offshore wind farm.” [Online]. Available: <https://gymofto.co.uk/>
- [25] I. Arrambide, P. García, J. Ugartemendia, and I. Zubia, “Evaluation of electrical losses in mvac collector systems in offshore wind farms,” *Renewable Energy and Power Quality Journal*, vol. 1, pp. 287–292, 04 2017.

- [26] “Beatrice offshore wind farm. consent plan.” [Online]. Available: <https://marine.gov.scot/sites/default/files/00504307.pdf>
- [27] “Merkur offshore wind farm.” [Online]. Available: <https://www.merkur-offshore.com/>
- [28] “Nkt cables. high voltage offshore ac cables.” [Online]. Available: <https://www.nkt.com/products-solutions/high-voltage-cable-solutions/high-voltage-offshore-solutions/high-voltage-offshore-ac-cables>
- [29] “Nexans offshore wind.” [Online]. Available: <https://www.nexans.com/business/power-generation-transmission/offshore-wind.html>
- [30] “Prysmian group 66 kv submarine cable system and solutions for offshore wind.” [Online]. Available: https://www.prysmiangroup.com/en/en_hv-and-submarine_submarine-energy-systems_mv-submarine_submarine-energy-systems.html
- [31] “Jdr cables. renewable energy.” [Online]. Available: <https://www.jdr cables.com/renewables/>
- [32] “Hellenic cables. submarine cable systems.” [Online]. Available: <https://www.cablel.com/803/en/products/>
- [33] “Orient cable. submarine power cable.” [Online]. Available: <http://www.orient-cables.com/Products.html>
- [34] “Norddeutsche seekabelwerke. submarine power cable.” [Online]. Available: <https://www.nsw.com/en/cable/submarine-power-cable/>
- [35] DNV-GL, “66 kv systems for offshore wind farms. report.” 2015.
- [36] S. Gasnier, V. Debusschere, S. Poullain, and B. François, “Technical and economic assessment tool for offshore wind generation connection scheme: Application to comparing 33 kv and 66 kv ac collector grids authors,” in *2016 18th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'16 ECCE Europe)*, 2016, pp. 1–8.
- [37] A. Ferguson, “Benefits in moving the inter-array voltage from 33 kv to 66 kv ac for large offshore wind farms,” 2012.
- [38] “Offshore-netzanschlussregeln (o-nar), tennet tso gmbh.” 2019. [Online]. Available: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/The_Electricity_Market/German_Market/Grid_customers/NAR_Offshore_2019.pdf
- [39] A. Thyssen and M. Marinelli, “Wind power plants internal distribution system and grid connection a technical and economical comparison between a 33 kv and a 66 kv,” 2015.
- [40] I. Arrambide, I. Zubia, and A. Madariaga, “Re-optimizing array cable systems in offshore wind farms using 66 kv voltage,” *Renewable Energy and Power Quality Journal*, vol. 18, pp. 48–52, Apr. 2020.

- [41] C. Trust, “Unlocking the next generation of offshore wind: step change to 132kv array systems,” Tech. Rep., Jun. 2022. [Online]. Available: <https://www.carbontrust.com/es/node/1759>
- [42] A. Tajer, M. S. Zouraraki, T. Kvarts, R. Østerø, T. Page, and J. Hjerrild, “Hornsea projects 1 and 2 - design and optimisation of the cables for the world largest offshore wind farms,” 2019.
- [43] M. Lehmann, M. Pieschel, M. Juamparez, K. Kabel, L. H. Kocewiak, and S. Sahukari, “Active filtering in a large-scale statcom for the integration of offshore wind power,” 2018.
- [44] J. Dakic, M. Cheah-Mane, O. Gomis-Bellmunt, and E. Prieto-Araujo, “Hvac transmission system for offshore wind power plants including mid-cable reactive power compensation: Optimal design and comparison to vsc-hvdc transmission,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, no. 5, pp. 2814–2824, 2021.
- [45] M. Carrasco, F. Mancilla-David, G. Venkataramanan, and J. Reed, “Low frequency hvac transmission to increase power transfer capacity,” in *2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition*, 2014, pp. 1–5.
- [46] S. Chaithanya, N. B. Reddy, and R. Kiranmayi, “A state of art review on offshore wind power transmission using low frequency ac system,” *International Journal of Renewable Energy Research*, vol. 8, pp. 141–149, 01 2018.
- [47] J. Ruddy, R. Meere, and T. O. Donnell, “A comparison of vsc-hvdc with low frequency ac for offshore wind farm design and interconnection,” *Energy Procedia*, vol. 80, pp. 185–192, 2015, 12th Deep Sea Offshore Wind R &D Conference EERA DeepWind 2015. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610215021530>
- [48] —, “Low frequency ac transmission for offshore wind power: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56, pp. 75–86, 2016. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115012988>
- [49] S. Shneen, M. Abdul Hussein, J. Kadhum, and S. Ali, “Application of lfac 16 2/3Hz for electrical power transmission system: a comparative simulation study,” *TELKOMNIKA (Telecommunication Computing Electronics and Control)*, vol. 17, p. 1055, 04 2019.
- [50] Bundesnetzagentur, “Offshore netzentwicklungsplan 2013 (o-nep) teil i,” Bundesnetzagentur, Tech. Rep., Mar. 2013.
- [51] *Schema Offshore Anbindung 2 GW*, TenneT Std., Jul. 2022. [Online]. Available: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/German/Fischer/2022/Schema_Offshore-Anbindung_2GW_englisch.pdf
- [52] *Directiva 2009/72/EC Normas comunes para el mercado interior de la*

- electricidad*, Unión Europea Std., 2009. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0072&from=lt>
- [53] A. Meletiou, C. Cambini, and M. Masera, “Regulatory and ownership determinants of unbundling regime choice for european electricity transmission utilities,” *Utilities Policy*, vol. 50, pp. 13–25, 2018.
- [54] “Sea twirl s1: A small-scale workhorse.” [Online]. Available: <https://seatwirl.com/products/seatwirl-s1/>
- [55] “Sakiyama project.” [Online]. Available: https://www.toda.co.jp/business/ecology/special/pdf/sakiyama2mw_e.pdf
- [56] “Hywind demo.” [Online]. Available: <https://metcentre.no/project/unitech-zefyros-hywind-demo/>
- [57] “Hywind scotland remains the uk best performing offshore wind farm.” [Online]. Available: <https://www.equinox.com/news/archive/20210323-hywind-scotland-uk-best-performing-offshore-wind-farm>
- [58] “Parque eólico marino flotante kincardine.” [Online]. Available: <https://www.grupocobra.com/proyecto/parque-eolico-marino-flotante-kincardine/>
- [59] “Windfloat.” [Online]. Available: <https://www.edp.com/es/innovacion/windfloat>
- [60] “Yangjiang floating turbine.” [Online]. Available: https://www.wison.com/en/offshore_marine_product?cid=86
- [61] “The tetraspar full-scale demonstration project.” [Online]. Available: <https://www.stiesdal.com/offshore/the-tetraspar-full-scale-demonstration-project/>
- [62] L. Castro-Santos, A. R. Bento, D. Silva, N. Salvação, and C. Guedes Soares, “Economic feasibility of floating offshore wind farms in the north of spain,” *Journal of Marine Science and Engineering*, vol. 8, no. 1, p. 58, 2020.
- [63] M. Lerch, M. De-Prada-Gil, C. Molins, and G. Benveniste, “Sensitivity analysis on the levelized cost of energy for floating offshore wind farms,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 30, pp. 77–90, 2018.
- [64] A. Martinez and G. Iglesias, “Mapping of the levelised cost of energy for floating offshore wind in the european atlantic,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 154, p. 111889, 2022.
- [65] A. Myhr, C. Bjerkseter, A. Ågotnes, and T. A. Nygaard, “Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective,” *Renewable energy*, vol. 66, pp. 714–728, 2014.
- [66] A. Martinez and G. Iglesias, “Multi-parameter analysis and mapping of the levelised cost of energy from floating offshore wind in the mediterranean sea,” *Energy Conversion and Management*, vol. 243, p. 114416, 2021.
- [67] Hexicon, “Twinwind floating technology.” [Online]. Available: <https://www.hexicongroup.com/twinwind/>

- [68] A. E. GmbH, “Nezzy 2.” [Online]. Available: <https://aerodyn-engineering.com/products/nezzy-technology/nezzy2/?L=656>
- [69] EnerOcean, “W2 power.” [Online]. Available: <https://enerocean.com/w2power-es/>
- [70] “Mspar floater.” [Online]. Available: <https://www.monobasewind.com/>
- [71] “Tri-floater floating offshore wind turbine foundation.” [Online]. Available: <https://www.nov.com/products/tri-floater-floating-offshore-wind-turbine-foundation>
- [72] “Xcf en quelques mots.” [Online]. Available: <https://www.mareal.eu/fr/recherche-developpement/xcf>
- [73] “A fresh look at floating wind. tetrafloat.” [Online]. Available: <https://www.tetrafloat.com/>
- [74] “Sbm offshore. vision and strategy.” [Online]. Available: <https://www.sbmoffshore.com/about-us/vision-and-strategy>
- [75] “Hexafloat float platform.” [Online]. Available: <https://www.saipem.com/en/media/news/2020-11-30/saipem-and-cnr-sign-collaboration-agreement-joint-studies-floating-wind>
- [76] M. Ohta, M. Komatsu, H. Ito, and H. Kumamoto, “Development of a v-shaped semi-submersible floating structure for 7 mw offshore wind turbine,” 2013.
- [77] “Vulturnus offshore wind floater.” [Online]. Available: <https://composites.umaine.edu/vulturnus/>
- [78] “Fuyao 6.2 mw platform.” [Online]. Available: <http://wap.eworldship.com/index.php/eworldship/news/article?id=177538>
- [79] “Hi-float offshore wind turbine floater.” [Online]. Available: <https://marine-offshore.bureauveritas.com/newsroom/hhi-receives-approval-principle-hi-float-floating-offshore-wind-turbine-foundation>
- [80] “Technip energies ino 15 floater.” [Online]. Available: <https://www.technipenergies.com/markets/floating-offshore-wind>
- [81] “Equinor wind semi floating platform.” [Online]. Available: <https://www.equinor.com/news/archive/20211101-gw-size-floating-wind-concept-scotland>
- [82] “Inspire project - integrated mwave and wind floating platform.” [Online]. Available: <https://bomborawave.com/latest-news/project/inspire-12mw-integrated-mwave-project/>
- [83] “D-floater & t-floater designs.” [Online]. Available: <https://www.basstech.se/17/11/renewables/>
- [84] “Gazelle wind power.” [Online]. Available: <https://gazellewindpower.com/>
- [85] “Seawind offshore floater.” [Online]. Available: <https://seawindtechnology.com/>

- [86] “Brunel a pioneering floating foundation.” [Online]. Available: <https://www.fredolsen1848.com/>
- [87] “Erm dolphyn project.” [Online]. Available: <https://ermdolphyn.erm.com/p/1>
- [88] “Oo star wind floater.” [Online]. Available: <https://www.olavolsen.no/en/business-areas/renewable-energy>
- [89] “Pelastar offshore floater.” [Online]. Available: <https://pelastar.com/>
- [90] “Eco tlp floater.” [Online]. Available: <https://ecotlp.com/>
- [91] “Blue h engineering.” [Online]. Available: <https://www.blueengineering.com/>
- [92] Esteyco, *Esteyco*, Esteyco Std. [Online]. Available: <https://www.esteyco.com/projects/elican/>
- [93] Saitec, *Saitec Offshore Technology*, Saitec Offshore Technology Std. [Online]. Available: <https://saitec-offshore.com/projects/demosath/>
- [94] Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, *Consulta pública de evaluaciones ambientales*, Ministerio para la Transición Ecológicay el Reto Demográfico Std. [Online]. Available: <https://sede.miteco.gob.es/portal/site/seMITECO/navServicioContenido>
- [95] MITECO, *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2.021-2.030*, MITECO Std., Enero 2020. [Online]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>
- [96] —, *Plan de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM)*, MITECO Std., Sep. 2021. [Online]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/costas/temas/proteccion-medio-marino/ordenacion-del-espacio-maritimo/default.aspx>
- [97] Comisión Europea, *Directiva 2014/89/UE del parlamento europeo y del consejo de 23 de julio de 2014 por la que se establece un marco para la ordenación del espacio marítimo*, Comisión Europea Std., Jul. 2014. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legalcontent/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0089&from=ES>
- [98] Gobierno de España, *Real Decreto 363/2017, de 8 de abril, por el que se establece un marco para la ordenación del espacio marítimo*, Gobierno España Std., Abril 2017. [Online]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2017-3950>
- [99] —, *Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua*, Gobierno de España Std. [Online]. Available: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-10584
- [100] —, *Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes*

- de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial*, Gobierno de España Std., Jul. 2007. [Online]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-14657>
- [101] —, *Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar*, Gobierno de España Std., Diciembre 2021. [Online]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/default.aspx>
- [102] Gobierno de Canarias, *Estrategia Energética de Canarias 2015-2025 (EECan25)*, Gobierno de Canarias Std., Jun. 2017. [Online]. Available: https://www.gobiernodecanarias.org/energia/descargas/SDE/Portal/Planificacion/Planes/EECan25_DocumentoPreliminar_junio2017.pdf
- [103] *Plataforma Oceánica de Canarias*, PLOCAN Std. [Online]. Available: <https://www.plocan.eu/>
- [104] *Biscay Marine Energy Platform*, BiMEP Std. [Online]. Available: <https://www.bimep.com/>
- [105] *Plataforma Blue Economy de Cantabria*, Cluster Marca Std. [Online]. Available: <https://www.clustermarca.com/wp-content/uploads/2022/02/Plataforma-Blue-Economy-de-Cantabria.Rev00.pdf>
- [106] “Telwind project.” [Online]. Available: <https://www.esteyco.com/proyectos/telwind-project/>
- [107] “Sath technology.” [Online]. Available: <https://saitec-offshore.com/sath/>
- [108] “Nautilus floating solutions.” [Online]. Available: <https://www.nautilusfs.com/>
- [109] “X1 wind disrupting offshore wind.” [Online]. Available: <https://www.x1wind.com/>
- [110] “Beridi maritime. triwind floater.” [Online]. Available: <https://www.beridi.com/>
- [111] “Hivewind - semi-submersible floating steel platform for offshore wind turbines.” [Online]. Available: <https://www.energy.sener/project/hivewind-semisubmersible-floating-steel-platform-offshore-wind-turbines>
- [112] “Winderete. concrete floating platform for wind turbines.” [Online]. Available: <https://www.windcrete.com/>
- [113] “Flocan to grid.” [Online]. Available: <https://www.grupocobra.com/proyecto-innovacion/flocan-to-grid/>
- [114] “The flagship project.” [Online]. Available: <https://www.iberdrola.com/innovation/flagship-project>
- [115] *Proyecto de Parque Eólico Marino Flotante "MedFloat Pilot Parc" de 50 MW*, Saitec Offshore Technology Std., 2022. [Online]. Available: <https://sede.miteco.gob.es/portal/site/seMITECO/navServicioContenido>

- [116] U. Europea, *Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE (versión refundida) (Texto pertinente a efectos del EEE.)*, Std., 2019. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32019L0944>
- [117] A. Kaushal and D. Van Hertem, “An overview of ancillary services and hvdc systems in european context,” *Energies*, vol. 12, no. 18, 2019. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/18/3481>
- [118] J. Danielsson, S. Patel, J. Pan, and R. Nuqui, “Transmission grid reinforcement with embedded vsc-hvdc,” in *Proc. CIGRE US National Committee 2015-Grid of the Future Symposium, Chicago, USA*, 2015, pp. 1–7.
- [119] U. Europea, *REGLAMENTO (UE) 2016/1447 DE LA COMISIÓN de 26 de agosto de 2016 por el que establece un código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de altatensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua*, Std. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1447&from=EN>
- [120] D. Van Hertem, O. Gomis-Bellmunt, and J. Liang, *HVDC technology overview*, 2016, pp. 45–78.
- [121] A. Korompili, Q. Wu, and H. Zhao, “Review of vsc hvdc connection for offshore wind power integration,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 1405–1414, 2016. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116000940>
- [122] *VSC HVDC Applications and Topologies, Performance and Cost Comparison with LCC HVDC*. John & Sons, Ltd, 2019, ch. 12, pp. 137–163. [Online]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/9781119566632.ch12>
- [123] A. Stan, S. Costinas, and G. Ion, “Overview and assessment of hvdc current applications and future trends,” *Energies*, vol. 15, no. 3, 2022. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/3/1193>
- [124] H. Rao, “Architecture of nan’ao multi-terminal vsc-hvdc system and its multi-functional control,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 1, no. 1, pp. 9–18, 2015.
- [125] W. Leterme, P. Tielens, S. De Boeck, and D. Van Hertem, “Overview of grounding and configuration options for meshed hvdc grids,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 6, pp. 2467–2475, 2014.
- [126] M. Larruskain, A. Etxegarai, O. Abarrategi, P. Eguia, and G. Buigues, “Interruptores automáticos para redes hvdc,” *Técnica Industrial*, no. 325, pp. 62–68, Mar. 2020.

- [127] J. Gordonnat and J. Hunt, “Subsea cable key challenges of an intercontinental power link: case study of australia-singapore interconnector,” *Energy Transitions*, vol. 4, 12 2020.
- [128] C. Watanabe, Y. Itou, H. Sasaki, Y. Murata, M. Suizu, M. Sakamaki, M. Watanabe, and S. Katakai, “Practical application of ± 250 kv dc-xlpe cable for hokkaido-honshu hvdc link,” *Electrical Engineering in Japan*, vol. 191, 05 2015.
- [129] Y. Murata, M. Sakamaki, K. Abe, Y. Inoue, S. Mashio, S. Kashiyama, O. Matsunaga, T. Igi, M. Watanabe, S. Asai, and S. Katakai, “Development of high voltage dc-xlpe cable system,” pp. 55–62, 04 2013.
- [130] Yoshinao, Kazutoshi, Makoto, Shoji, Osamu, Shinya, and Shoshi, “Hvdc xlpe cable systems applicable for higher temperature and polarity reversal operation,” 2012.
- [131] B. Zhao, R. Zeng, J. Li, T. Wei, Z. Chen, Q. Song, and Z. Yu, “Practical analytical model and comprehensive comparison of power loss performance for various mmcs based on igct in hvdc application,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 7, no. 2, pp. 1071–1083, 2019.
- [132] G. Tang, Z. He, and H. Pang, “R & d and application of voltage sourced converter based high voltage direct current engineering technology in china,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 2, no. 1, pp. 1–15, 2014.
- [133] E. Kontos, R. T. Pinto, S. Rodrigues, and P. Bauer, “Impact of hvdc transmission system topology on multiterminal dc network faults,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 2, pp. 844–852, 2015.
- [134] N. R. Watson and J. D. Watson, “An overview of hvdc technology,” *Energies*, vol. 13, no. 17, 2020. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/17/4342>
- [135] A. Alassi, S. Bañales, O. Ellabban, G. Adam, and C. MacIver, “Hvdc transmission technology review, market trends and future outlook,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 112, pp. 530–554, 2019. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119302837>
- [136] R. Sanchez Garciarivas, D. Rasilla Gonzalez, J. A. Navarro, L. A. Soriano, J. d. J. Rubio, M. V. Gomez, V. Garcia, and J. Pacheco, “Vsc-hvdc and its applications for black start restoration processes,” *Applied Sciences*, vol. 11, no. 12, 2021. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2076-3417/11/12/5648>
- [137] D. M. Larruskain, I. Zamora, O. Abarrategui, and A. Iturregi, “Vsc-hvdc configurations for converting ac distribution lines into dc lines,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 54, pp. 589–597, 2014. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061513003360>

- [138] Y. Tian, H. Wickramasinghe, J. Pou, and G. Konstantinou, “Loss distribution and characterization of mmc submodules for hvdc applications,” *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 31, 08 2021.
- [139] Y. Zhang, J. Ravishankar, J. Fletcher, R. Li, and M. Han, “Review of modular multilevel converter based multi-terminal hvdc systems for offshore wind power transmission,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 61, pp. 572–586, 2016.
- [140] Y. Tian, H. R. Wickramasinghe, Z. Li, J. Pou, and G. Konstantinou, “Review, classification and loss comparison of modular multilevel converter submodules for hvdc applications,” *Energies*, vol. 15, no. 6, 2022. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/6/1985>
- [141] A. Nami, J. Liang, F. Dijkhuizen, and G. D. Demetriades, “Modular multilevel converters for hvdc applications: Review on converter cells and functionalities,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 1, pp. 18–36, 2015.
- [142] I. Arrambide, I. Zubía, and I. Zamora, “Vsc-hvdc technology on power systems and offshore wind farms integration,” in *International Conference on Modern Electrical Power Engineering*, 2016.
- [143] *Fully-Rated Converter Wind Turbine (FRC-WT)*. John Wiley & Sons, Ltd, 2014, ch. 3, pp. 73–112. [Online]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/9781118701638.ch3>
- [144] *DFIG Wind Turbine*. John Wiley & Sons, Ltd, 2014, ch. 2, pp. 15–72. [Online]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/9781118701638.ch2>
- [145] S. Energy, “Hvdc plus.” [Online]. Available: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-transmission/portfolio/high-voltage-direct-current-transmission-solutions/hvdc-plus.html>
- [146] G. Electric, “Hvdc systems.” [Online]. Available: https://www.gegridsolutions.com/systems_services/catalog/hvdc/
- [147] H. Energy, “Hvdc light (vsc).” [Online]. Available: <https://www.hitachienergy.com/es/es/offering/product-and-system/hvdc/hvdc-light>
- [148] R. H. Electric, “Smart vsc-hvdc transmission.” [Online]. Available: <https://www.rxhk.co.uk/solutions/smart-vsc-hvdc-transmission/smart-vsc-hvdc-transmission/>
- [149] M. Barnes and A. Beddard, “Voltage source converter hvdc links - the state of the art and issues going forward,” *Energy Procedia*, vol. 24, pp. 108–122, 2012, selected papers from Deep Sea Offshore Wind R & D Conference, Trondheim, Norway, 19-20 January 2012. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610212011320>
- [150] “Offshore wind connections.” [Online]. Available: <https://www.hitachienergy.com/es/es/offering/product-and-system/hvdc/offshore-wind-connections>

- [151] S. Energy, “Hvdc - high-voltage direct current transmission.” [Online]. Available: HVDC-High-voltage direct current transmission
- [152] “Vsc hvdc references.” [Online]. Available: <https://www.rxhk.co.uk/references/referencess-vs-hvdc/>
- [153] T. Nakajima and S. Irokawa, “A control system for hvdc transmission by voltage sourced converters,” in *1999 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.99CH36364)*, vol. 2, 1999, pp. 1113–1119 vol.2.
- [154] Y. Sato, “Novel iegt based modular multilevel converter for new hokkaido-honshu hvdc power transmission,” in *2020 32nd International Symposium on Power Semiconductor Devices and ICs (ISPSD)*, 2020, pp. 1–4.
- [155] J. Beyza, P. Gil, M. Masera, and J. M. Yusta, “Security assessment of cross-border electricity interconnections,” *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 201, p. 106950, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0951832019311998>
- [156] A. Rafiee, “Assessing the impact of electricity interconnectors on the great britains power supply in 2030,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 273, p. 122699, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652620327463>
- [157] C. MacIver, K. R. Bell, G. P. Adam, and L. Xu, “Electrical interconnectors: Market opportunities, regulatory issues, technology considerations and implications for the gb energy sector,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 38, p. 100721, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X21001073>
- [158] C. MacIver, W. Bukhsh, and K. R. Bell, “The impact of interconnectors on the gb electricity sector and european carbon emissions,” *Energy Policy*, vol. 151, p. 112170, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421521000392>
- [159] J. Serrano González and C. Álvarez Alonso, “Industrial electricity prices in spain: A discussion in the context of the european internal energy market,” *Energy Policy*, vol. 148, p. 111930, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421520306418>
- [160] J. M. Roldan-Fernandez, C. Gómez-Quiles, A. Merre, M. Burgos-Payán, and J. M. Riquelme-Santos, “Cross-border energy exchange and renewable premiums: The case of the iberian system,” *Energies*, vol. 11, no. 12, 2018. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/12/3277>
- [161] M. V. Loureiro, J. Claro, and P. Fischbeck, “Coordinating cross-border electricity interconnection investments and trade in market coupled regions,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 104, pp. 194–204, 2019. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061517328557>

- [162] Z. Li, R. Zhan, Y. Li, Y. He, J. Hou, X. Zhao, and X.-P. Zhang, “Recent developments in hvdc transmission systems to support renewable energy integration,” *Global Energy Interconnection*, vol. 1, no. 5, pp. 595–607, 2018. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S209651171930009X>
- [163] G. Tang and Z. Xu, “A lcc and mmc hybrid hvdc topology with dc line fault clearance capability,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 62, pp. 419–428, 2014. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061514002403>
- [164] G. Asplund, K. Eriksson, H. Jiang, J. J. Lindberg, R. Pålsson, and K. Svensson, “Dc transmission based on voltage source converters,” 1999.
- [165] U. Axelsson, A. Holm, C. Liljegren, M. Aberg, K. Eriksson, and O. Tollerz, “The gotland hvdc light project-experiences from trial and commercial operation,” in *16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2001. Part 1: Contributions. CIREN. (IEE Conf. Publ No. 482)*, vol. 1, 2001, pp. 5 pp. vol.1–.
- [166] B. D. Railing, J. J. Miller, G. Moreau, J. Wasborg, Y. Jiang-Häfner, and D. Stanley, “The directlink vsc based hvdc project and its commissioning,” *CIGRÉ 2002, Paper no. 14-108*.
- [167] K. H. Sobrink, P. L. Sorensen, P. Christensen, N. Sandersen, K. Eriksson, and P. Holmberg, “Dc feeder for connection of a wind farm,” in *In Proceedings Cigré Symposium Malaysia*, 1999.
- [168] I. Mattsson, B. Railing, B. Williams, G. Moreau, C. Clarke, A. Ericsson, J. Miller, A. Transénergicus, T. Aus, and H.-Q. Lavalin, “Murraylink: The longest underground hvdc cable in the world,” 01 2004.
- [169] L. Ronström, M. Hoffstein, R. Pajo, M. Lahtinen, A. Abb, E. Energia, F. Sweden, and S. Finland, “The estlink hvdc light transmission system,” *Proc. CIGRE Regional Meeting on Security and Reliability of Electric Power Systems*, 01 2007.
- [170] T. Magg, M. Manchen, E. Krige, J. Wasborg, and J. Sundin, “Connecting networks with vsc hvdc in africa: Caprivi link interconnector,” in *IEEE Power and Energy Society Conference and Exposition in Africa: Intelligent Grid Integration of Renewable Energy Resources (PowerAfrica)*, 2012, pp. 1–6.
- [171] Y. Jie, Y. Yuefeng, H. Zhiyuan, and W. Haitian, “System design of mmc vsc-hvdc demonstration project for windfarm connection,” in *10th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2012)*, 2012, pp. 1–6.
- [172] J. Egan, P. O’Rourke, R. Sellick, P. Tomlinson, B. Johnson, and S. Svensson, “Overview of the 500mw eirgrid east-west interconnector, considering system design and execution-phase issues,” in *2013 48th International Universities’ Power Engineering Conference (UPEC)*, 2013, pp. 1–6.

- [173] J. P. KJÆRGAARD, K. SØGAARDS, D. MIKKELSEN, T. PANDE-ROLFSEN, A. STRANDEM, B. BERGDAHL, and H.-O. BJARME, “Bipolar operation of an hvdc vsc converter with an lcc converter,” *Proc. CIGRE Meeting on HVDC and Power Electronic Systems for Overhead Line and Insulated Cable Applications*, 2012.
- [174] L. Coronado, C. Longás, R. Rivas, S. Sanz, J. Bola, P. Junco, and G. Pérez, “Inelfe: main description and operational experience over three years in service,” in *2019 AEIT HVDC International Conference (AEIT HVDC)*, 2019, pp. 1–6.
- [175] Y. Yan, X. Fang, W. Zhang, J. Zhao, Z. Chen, and C. Chen, “Cable section and laying of xiamen \pm 320 kv flexible dc cable transmission project,” *Gaodianya Jishu/High Voltage Engineering*, vol. 41, pp. 1147–1153, 04 2015.
- [176] H. Energy, “Aland hvdc link.” [Online]. Available: <https://www.hitachienergy.com/es/es/case-studies/aland>
- [177] “Nordbalt hvdc light.” [Online]. Available: <https://www.hitachienergy.com/es/es/case-studies/nordbalt>
- [178] P. Lundberg, F. Johansson, O. Vestergaard, and J. Brake, “Maritime link - enabling high availability with a vsc hvdc transmission,” in *CIGRÉ Winnipeg 2017 Colloquium*, Oct. 2017.
- [179] “Nemolink.” [Online]. Available: <https://www.nemolink.co.uk/>
- [180] “Cobra cable.” [Online]. Available: <https://en.energinet.dk/Infrastructure-Projects/Projektliste/COBRACable>
- [181] “New hokkaido-honshu vsc-hvdc link.” [Online]. Available: <https://www.global.toshiba/ww/news/energy/2019/03/news-20190328-02.html>
- [182] “Nord.link project.” [Online]. Available: <https://www.statnett.no/en/our-projects/interconnectors/nordlink/>
- [183] A. Persico, M. Spiranelli, M. Hyttinen, and D. Barron, “Ifa2 - hvdc goes compact with hybrid pass420 modules and gib connections,” in *2019 AEIT HVDC International Conference (AEIT HVDC)*, 2019, pp. 1–6.
- [184] “Siemens energy and sumitomo electric commission first vsc hvdc link improving power quality in india.” [Online]. Available: <https://press.siemens-energy.com/global/en/pressrelease/siemens-energy-and-sumitomo-electric-commission-first-vsc-hvdc-link-improving-power>
- [185] “Alegro hvdc link.” [Online]. Available: <https://www.amprion.net/Grid-expansion/Our-Projects/ALEGRO/>
- [186] “North sea network link.” [Online]. Available: <https://northsealink.com/>
- [187] “The eleclink interconnector.” [Online]. Available: <https://www.eleclink.co.uk/>
- [188] “Sydvastlanken.” [Online]. Available: <https://www.svk.se/sydvastlanken>

- [189] R. Benato, S. D. Sessa, A. Chiarelli, R. D. Zan, M. G. Paziienza, and M. Rebolini, “La piemonte - savoia: la nuova interconnessione tra italia e francia con tecnologia hvdc-vsc,” 2018.
- [190] “Baihetan-jiangsu hybrid uhvdc transmission project.” [Online]. Available: <https://www.rxhk.co.uk/solutions/smart-vsc-hvdc-transmission/smart-vsc-hvdc-transmission/baihetan-jiangsu-hybrid-hvdc/>
- [191] “Suedlink projekt.” [Online]. Available: <https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/suedlink/projektueberblick>
- [192] “Viking link.” [Online]. Available: <https://viking-link.com/>
- [193] “Ariadne interconnector.” [Online]. Available: <https://www.ariadne-interconnection.gr/en>
- [194] “Soo green hvdc link.” [Online]. Available: <https://soogreen.com/>
- [195] “Greenlink interconnector.” [Online]. Available: <https://www.greenlink.ie/>
- [196] “Ultranet projekt.” [Online]. Available: <https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/ultranet/projektueberblick>
- [197] “Harmony link.” [Online]. Available: <https://harmonylink.eu/>
- [198] “Celtic interconnector.” [Online]. Available: <https://www.celticinterconnector.eu/ga/>
- [199] “Suedostlink project.” [Online]. Available: <https://www.50hertz.com/en/Grid/Griddevelopment/Onshoreprojects/SuedOstLink>
- [200] S. Kraftnat, “Hansa power bridge.” [Online]. Available: <https://www.svk.se/en/grid-development/grid-projects/hansa-powerbridge/>
- [201] “The electricity interconnection across the biscay gulf.” [Online]. Available: <https://www.inelfe.eu/en/projects/bay-biscay>
- [202] “A north.” [Online]. Available: <https://www.amprion.net/Grid-expansion/Our-Projects/A-North/>
- [203] “Wando-dongjeju 3 hvdc converter station project.” [Online]. Available: <https://www.hitachienergy.com/es/es/case-studies/wando-dongjeju-3-hvdc-converter-station-project>
- [204] “Suedlink dc4.” [Online]. Available: <https://www.hitachienergy.com/es/es/case-studies/suedlink-dc4>
- [205] “Marinus link.” [Online]. Available: <https://www.marinuslink.com.au/>
- [206] “A new energy connection to power the future.” [Online]. Available: <https://neuconnect-interconnector.com/>
- [207] “The morocco - uk power project.” [Online]. Available: <https://xlinks.co/morocco-uk-power-project/>

- [208] D. Kidd, B. Mehraban, B. Ekehov, J. Ulleryd, and A. Edris, “Eagle pass back to back vsc installation and operation,” in *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491)*, vol. 3, 2003, pp. 1829–1833 Vol. 3.
- [209] S. O. Drozdov A, Kiselev A, “Current status and development vsc-based hvdc technologies in power system of russian federation,” in *Proc. CIGRE SC B4 Colloquium on HVDC and Power Electronics, Agra, India, 2015*, pp. 1–9.
- [210] M. B. Marz, “Mackinac hvdc construction and testing,” 2014.
- [211] “Yunnan luxi b2b hvdc.” [Online]. Available: <https://www.rxhk.co.uk/solutions/smart-vsc-hvdc-transmission/smart-vsc-hvdc-transmission/yunnan-luxi-b2b/>
- [212] D. Cai, K. Zhou, W. Wang, H. Liu, K. Cao, and Y. Wang, “Influence of back-to-back vsc-hvdc project on the operation characteristics of hubei power grid,” *The Journal of Engineering*, vol. 1, 02 2009.
- [213] “Kriegers flak - combined grid solution.” [Online]. Available: <https://www.50hertz.com/en/Grid/Griddevelopment/Offshoreprojects/CombinedGridSolution>
- [214] “Higashi shimizu project.” [Online]. Available: <https://www.hitachienergy.com/es/es/case-studies/higashi-shimizu>
- [215] “Ge and kapes awarded contract to power south koreas electric grid using latest hvdc technology,” Press Release. [Online]. Available: <https://www.gegridsolutions.com/press/gepress/ge-kapes-awarded-contract-to-power-south-korea-electric-grid-using-latest-hvdc-technology.htm>
- [216] B. D. Railing, G. Moreau, and L. Ronström, “Cross sound cable project second generation vsc technology for hvdc,” 2004.
- [217] J. Dorn, H. Gambach, J. W. Strauss, and T. Westerweller, “Hvdc and power electronic systems for overhead line and insulated cable applications b 4-8 trans bay cable - a breakthrough of vsc multilevel converters in hvdc transmission,” 2012.
- [218] “Kudus mumbai link.” [Online]. Available: <https://www.hitachienergy.com/case-studies/mumbai>
- [219] “Hitachi energy to support major renewable electricity transmission between canada and new york city.” [Online]. Available: <https://www.hitachienergy.com/es/es/news/press-releases/2022/09/hitachi-energy-to-support-major-renewable-electricity-transmission-between-canada-and-new-york-city>
- [220] Equinor, “Hywind tampen: the worlds first renewable power for offshore oil and gas.” [Online]. Available: <https://www.equinor.com/energy/hywind-tampen>

- [221] ONE-Dyas, “Final permit for gas production from field n05-a,” Press Release. [Online]. Available: <https://onedyas.com/wp-content/uploads/2022/06/220602-Press-release-N05-A-ONE-Dyas.pdf>
- [222] Q. Zhang, H. Zhang, Y. Yan, J. Yan, J. He, Z. Li, W. Shang, and Y. Liang, “Sustainable and clean oilfield development: How access to wind power can make offshore platforms more sustainable with production stability,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 294, p. 126225, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652621004455>
- [223] P. Jones, L. Stendius, A. Sweden, and A. Uk, “The challenges of offshore power system construction - troll a, electrical power delivered successfully to an oil and gas platform in the north sea,” 2006.
- [224] J. I. Marvik, E. V. Øyslebø, and M. Korpås, “Electrification of offshore petroleum installations with offshore wind integration,” *Renewable Energy*, vol. 50, pp. 558–564, 2013. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148112004363>
- [225] H. Myklebust, K. Eriksson, B. Westman, and G. Persson, “Valhall power from shore after five years of operation,” in *2017 Petroleum and Chemical Industry Conference Europe (PCIC Europe)*, 2017, pp. 1–4.
- [226] “Troll a platform.” [Online]. Available: <https://www.hitachienergy.com/es/es/case-studies/troll-a>
- [227] B. WESTMAN, K. ERIKSSON, G. PERSSON, and A. MÆ-LAND, “Hvdc power from shore,” Planning and implementation of HVDC projects including,need, justification, design, integration of wind generation,environmental and economic assessment. [Online]. Available: <https://library.e.abb.com/public/22d2aa4a550645c7865133a5308675b6/HVDCPOWERFROMSHORE.pdf>
- [228] “Electrification of platforms.” [Online]. Available: <https://www.equinor.com/energy/electrification-of-platforms>
- [229] “Hitachi energy wins major contract for the first-of-its-kind sub-sea power transmission network in the mena region advancing a sustainable energy future for abu Dhabi,” Press Release. [Online]. Available: <https://www.hitachienergy.com/es/es/news/press-releases/2021/12/hitachi-energy-wins-major-contract-for-the-first-of-its-kind-sub-sea-power-transmission-network>
- [230] M. K. Bucher, R. Wiget, G. Andersson, and C. M. Franck, “Multiterminal hvdc networks-what is the preferred topology?” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 1, pp. 406–413, 2014.
- [231] N. E. C. Ltd., “± 500kv zhangbei dc grid for boosting large scale hybrid renewables penetration.” [Online]. Available: <https://www.nrec.com/en/web/upload/2019/05/13/15577103949998bfoe6.pdf>

- [232] B. Li, J. He, Y. Li, and B. Li, “A review of the protection for the multi-terminal vsc-hvdc grid,” *Protection and Control of Modern Power Systems*, vol. 4, p. 21, 11 2019.
- [233] H. Rao, Y. Zhou, C. Zou, S. Xu, Y. Li, L. Yang, and W. Huang, “Design aspects of hybrid hvdc system,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 7, no. 3, pp. 644–653, 2021.
- [234] Y. Song, S. Wanli, H. Cong, Z. Yan, and Y. Xuefei, “Research on the rationalization of field commissioning for multi-terminal hvdc projects-taking lugaozhao hvdc project for example,” 12 2021.
- [235] G. Buigues, V. Valverde, A. Etxegarai, P. Eguia, and E. Torres, “Present and future multiterminal hvdc systems: current status and forthcoming,” *Renewable Energy and Power Quality Journal*, vol. 1, pp. 83–88, 04 2017.
- [236] “Hitachi energy consortium awarded major contract for the first ever large-scale hvdc interconnection in the middle east and north africa,” Press Release. [Online]. Available: <https://www.hitachienergy.com/es/es/news/press-releases/2021/10/hitachi-abb-power-grids-consortium-awarded-major-contract-for-the-first-ever-large-scale-hvdc-interconnection-in-the-middle-east-and-north-africa>.
- [237] Y. Pipelzadeh, B. Chaudhuri, T. Green, Y. Wu, H. Pang, and J. Cao, “Modelling and dynamic operation of the zhoushan dc grid: Worlds first five-terminal vsc-hvdc project,” 10 2015.
- [238] “The world’s first dc-grid with hvdc light technology.” [Online]. Available: <https://www.hitachienergy.com/case-studies/zhangbei>
- [239] “Wudongde multi terminal hvdc - longmen station.” [Online]. Available: <https://www.rxhk.co.uk/solutions/smart-vsc-hvdc-transmission/smart-vsc-hvdc-transmission/wudongde-multi-terminal-hvdc-longmen-station/>
- [240] “Hitachi abb power grids wins major hvdc order linking shetland islands to the uk grid,” Press Release. [Online]. Available: <https://www.hitachienergy.com/news/press-releases/2020/08/hitachi-abb-power-grids-wins-major-hvdc-order-linking-shetland-islands-to-the-uk-grid>
- [241] “Euroafrika interconnector.” [Online]. Available: <https://www.euroafrica-interconnector.com/>
- [242] “Euroasia interconnector.” [Online]. Available: <https://euroasia-interconnector.com/>
- [243] “Tyrrhenian link.” [Online]. Available: <https://www.terna.it/en/projects/public-engagement/Tyrrhenian-link>
- [244] M. DeCastro, S. Salvador, M. Gómez-Gesteira, X. Costoya, D. Carvalho, F. Sanz-Larruga, and L. Gimeno, “Europe, china and the united states: Three different approaches to the development of offshore wind energy,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 109, pp. 55–70, 2019.

- [245] D. of Ecology and E. of Jiangsu Province, “Onshore converter station project of jiangsu rudong 1100mw offshore wind power project.” [Online]. Available: <http://hbt.jiangsu.gov.cn/module/download/downloadfile.jsp?classid=0&filename=dc48d08583a74311b22efe23ec5a05b1.pdf>
- [246] C. S. B. HVDC and P. Electronics, “Compendium of all hvdc projects,” 2015. [Online]. Available: <https://web.archive.org/web/20180204191308/http://b4.cigre.org/Publications/Other-Documents/Compendium-of-all-HVDC-projects>
- [247] 50Hertz, “Ostwind 1.” [Online]. Available: <https://www.50hertz.com/en/Grid/Griddevelopment/Offshoreprojects/Ostwind1>
- [248] E. Group, “Last offshore wind farm successfully connected to north sea power hub,” Press Release. [Online]. Available: https://www.elia.be/en/news/press-releases/2020/05/20200529__last-offshore-wind-farm-successfully-connected-to-north-sea-power-hub
- [249] V. Hussennether, J. Rittiger, A. Barth, D. Worthington, G. dell Anna, M. Rappetti, B. Hühnerbein, and M. Siebert, “Projects borwin2 and helwin1 - large scale multilevel voltage-sourced converter technology for bundling of offshore windpower,” in *B4-306 In Proceedings*, 2012.
- [250] Pfisterer, “New cable connection between offshore platforms,” Press Release, May 2016. [Online]. Available: https://www.pfisterer.com/fileadmin/pfisterer/pressemitteilungen/20160517_PFISTERER_PI_DolWin3_EN.pdf
- [251] TenneT, “Tennet installs 900 mw dolwin kappa platform in the german north sea,” Press Release. [Online]. Available: <https://www.tennet.eu/news/tennet-installs-900-mw-dolwin-kappa-platform-german-north-sea>
- [252] P. Beiter, A. Cooperman, E. Lantz, T. Stehly, M. Shields, R. Wisner, T. Telsnig, L. Kitzing, V. Berkhout, and Y. Kikuchi, “Wind power costs driven by innovation and experience with further reductions on the horizon,” *WIREs Energy and Environment*, vol. 10, no. 5, p. e398, 2021. [Online]. Available: <https://wires.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/wene.398>
- [253] Lazard, “Lazard’s levelized cost of energy analysis version 14.0,” Tech. Rep., 2020. [Online]. Available: <https://www.lazard.com/media/451419/lazards-levelized-cost-of-energy-version-140.pdf>
- [254] R. Wisner, J. Rand, J. Seel, P. Beiter, E. Baker, E. Lantz, and P. Gilman, “Expert elicitation survey predicts 37by 2050,” *Nature Energy*, vol. 2021, 05 2021.
- [255] J. Aldersey-Williams, I. D. Broadbent, and P. A. Strachan, “Better estimates of lcoe from audited accounts - a new methodology with examples from united kingdom offshore wind and ccgt,” *Energy Policy*, vol. 128, pp. 25–35, 2019. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421518308504>

- [256] C. Stoddart, F. Muhammad-Sukki, M. Anderson, J. A. Ardila-Rey, A. S. Ayub, M. F. Mohd Sahabuddin, M. K. Rahmat, M. N. Muhtazaruddin, and M. Zulkipli, “A study of zero bid wind farm for future scotlands energy demands. a new approach,” *Applied Sciences*, vol. 12, no. 7, 2022. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2076-3417/12/7/3326>
- [257] A. C. Pillai, J. Chick, M. Khorasanchi, S. Barbouchi, and L. Johanning, “Application of an offshore wind farm layout optimization methodology at middelgrunden wind farm,” *Ocean Engineering*, vol. 139, pp. 287–297, 2017. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801817302433>
- [258] S. Alsubal, W. S. Alaloul, E. L. Shawn, M. S. Liew, P. Palaniappan, and M. A. Musarat, “Life cycle cost assessment of offshore wind farm: Kudat malaysia case,” *Sustainability*, vol. 13, no. 14, 2021. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2071-1050/13/14/7943>
- [259] K. Thomsen, *Offshore Wind. A Comprehensive Guide to Successful Offshore WindFarm Installation*. Academic Press, 2012.
- [260] O. Khalid, G. Hao, C. Desmond, H. Macdonald, F. D. McAuliffe, G. Dooly, and W. Hu, “Applications of robotics in floating offshore wind farm operations and maintenance: Literature review and trends,” *Wind Energy*, 2022.
- [261] N. Raknes, K. Ødeskaug, M. Stålhane, and L. M. Hvattum, “Scheduling of maintenance tasks and routing of a joint vessel fleet for multiple offshore wind farms,” *Journal of Marine Science and Engineering*, vol. 5, p. 11, 02 2017.
- [262] E. Topham, E. Gonzalez, D. McMillan, and E. João, “Challenges of decommissioning offshore wind farms: Overview of the european experience,” *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 1222, no. 1, p. 012035, may 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1222/1/012035>
- [263] J. C. Y. Lee and M. J. Fields, “An overview of wind-energy-production prediction bias, losses, and uncertainties,” *Wind Energy Science*, vol. 6, no. 2, pp. 311–365, 2021. [Online]. Available: <https://wes.copernicus.org/articles/6/311/2021/>
- [264] B. Johnston, A. Foley, J. Doran, and T. Littler, “Levelised cost of energy, a challenge for offshore wind,” *Renewable Energy*, vol. 160, pp. 876–885, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148120309241>
- [265] A. Ioannou, A. Angus, and F. Brennan, “Parametric capex, opex, and lcoe expressions for offshore wind farms based on global deployment parameters,” *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, vol. 13, no. 5, pp. 281–290, 2018.
- [266] D. G. Caglayan, D. S. Ryberg, H. Heinrichs, J. Linßen, D. Stolten, and M. Robinius, “The techno-economic potential of offshore wind energy with

- optimized future turbine designs in europe,” *Applied Energy*, vol. 255, p. 113794, 2019. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919314813>
- [267] T. Ashuri, M. Zaaier, J. Martins, G. van Bussel, and G. van Kuik, “Multidisciplinary design optimization of offshore wind turbines for minimum levelized cost of energy,” *Renewable Energy*, vol. 68, pp. 893–905, 2014. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148114001360>
- [268] R. Lacal-Aránegui, J. M. Yusta, and J. A. Domínguez-Navarro, “Offshore wind installation: Analysing the evidence behind improvements in installation time,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 92, pp. 133–145, 2018. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118302612>
- [269] P. Hevia-Koch and H. K. Jacobsen, “Comparing offshore and onshore wind development considering acceptance costs,” *Energy Policy*, vol. 125, pp. 9–19, 2019. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030142151830675X>
- [270] V. B and E. P, “Future renewable energy costs: offshore wind,” BVG Associates, Tech. Rep., 2014. [Online]. Available: https://eit.europa.eu/sites/default/files/KIC_IE_OffshoreWind_anticipated_innovations_impact.pdf
- [271] H. Zhang, J. Zhang, L. Duan, S. Xie, and J. Xue, “Application status of xlpe insulated submarine cable used in offshore wind farm in china,” *The Journal of Engineering*, vol. 2017, no. 13, pp. 702–707, 2017.
- [272] N. Srinil, “13 - cabling to connect offshore wind turbines to onshore facilities,” in *Offshore Wind Farms*, C. Ng and L. Ran, Eds. Woodhead Publishing, 2016, pp. 419–440. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780081007792000131>
- [273] G. Rubio-Domingo and P. Linares, “The future investment costs of offshore wind: An estimation based on auction results,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 148, p. 111324, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121006109>
- [274] M. Shields, P. Beiter, J. Nunemaker, A. Cooperman, and P. Duffy, “Impacts of turbine and plant upsizing on the levelized cost of energy for offshore wind,” *Applied Energy*, vol. 298, p. 117189, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261921006164>
- [275] C. Pérez-Collazo, D. Greaves, and G. Iglesias, “A review of combined wave and offshore wind energy,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 141–153, 2015. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114008053>

- [276] I. Gondal and E. D. S. Masood, “Synergies in offshore wind and oil industry for carbon capture and utilization,” *Greenhouse Gases: Science and Technology*, vol. 9, 08 2019.
- [277] E. Virtanen, J. Lappalainen, M. Nurmi, M. Viitasalo, M. Tikanmäki, J. Heinonen, E. Atlaskin, M. Kallasvuori, H. Tikkanen, and A. Moilanen, “Balancing profitability of energy production, societal impacts and biodiversity in offshore wind farm design,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 158, p. 112087, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403212200017X>
- [278] Z. Ren, A. S. Verma, Y. Li, J. J. Teuwen, and Z. Jiang, “Offshore wind turbine operations and maintenance: A state-of-the-art review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 144, p. 110886, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121001805>
- [279] J. F. Unnewehr, H.-P. Waldl, T. Pahlke, I. Herráez, and A. Weidlich, “Reducing operational costs of offshore hvdc energy export systems through optimized maintenance,” *Energies*, vol. 13, no. 5, 2020. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/5/1146>
- [280] L. Castro-Santos, A. Filgueira, M. Lamas, J. Alvarez, and L. Carral, “Influence of the discount rate in the economic analysis of a floating offshore wind farm in the galician region of the european atlantic area,” 06 2018, p. V010T09A067.
- [281] R. Ebenhoch, D. Matha, S. Marathe, P. C. Muñoz, and C. Molins, “Comparative levelized cost of energy analysis,” *Energy Procedia*, vol. 80, pp. 108–122, 2015, 12th Deep Sea Offshore Wind R &D Conference EERA DeepWind 2015. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610215021451>
- [282] A. Roth, R. Brückmann, M. Jimeno, M. Dukan, L. Kitzing, B. Breitschopf, A. Alexander-Haw, and A. A. Blanco, “Renewable energy financing conditions in europe: survey and impact analysis,” Aures, Tech. Rep., 2021. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5daaba9f4&appId=PPGMS>
- [283] S. Rodrigues, C. Restrepo, G. Katsouris, R. Teixeira Pinto, M. Soleimanzadeh, P. Bosman, and P. Bauer, “A multi-objective optimization framework for offshore wind farm layouts and electric infrastructures,” *Energies*, vol. 9, no. 3, 2016. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/9/3/216>
- [284] A. Madariaga, C. Martinez de Ilarduya, S. Ceballos, I. Martinez de Alegria, and M. J.L., “Electrical losses in multi-mw wind energy conversion systems,” *Renewable Energy and Power Quality Journal*, vol. 1, no. 10, pp. 322–327, 04 2010.
- [285] P. Lakshmanan, J. Liang, and N. Jenkins, “Assessment of collection systems for hvdc connected offshore wind farms,” *Electric Power Systems Research*,

- vol. 129, pp. 75–82, 2015. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779615002254>
- [286] O. Anaya-Lara, “12 - offshore wind farm arrays,” in *Offshore Wind Farms*, C. Ng and L. Ran, Eds. Woodhead Publishing, 2016, pp. 389–417. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B978008100779200012X>
- [287] R. Sun, G. Abeynayake, J. Liang, and K. Wang, “Reliability and economic evaluation of offshore wind power dc collection systems,” *Energies*, vol. 14, p. 2922, 05 2021.
- [288] S. Chuangpishit, A. Tabesh, Z. Moradi-Shahrbabak, and M. Saeedifard, “Topology design for collector systems of offshore wind farms with pure dc power systems,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 61, no. 1, pp. 320–328, 2014.
- [289] I. E. Commission, “Iec 60287 calculation of the current rating - part 1: Current rating equations (100 International Electrotechnical Commission, Tech. Rep., 1982.
- [290] A. Madariaga, J. L. Martín, I. Zamora, S. Ceballos, and O. Anaya-Lara, “Effective assessment of electric power losses in three-core xlpe cables,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 4488–4495, 2013.
- [291] T. V. M. Nielsen, S. Jakobsen, and M. Savaghebi, “Dynamic rating of three-core xlpe submarine cables for offshore wind farms,” *Applied Sciences*, vol. 9, no. 4, 2019. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2076-3417/9/4/800>
- [292] A. P. Neumann, M. J. Mulroy, and C. Ebden, “The use of 66kv technology for offshore wind demonstration sites,” in *3rd Renewable Power Generation Conference (RPG 2014)*, 2014, pp. 1–6.
- [293] I. Arrambide and I. Zubia, *Advances in Renewable Energies and Power Quality*. Cambridge Scholars Publishing, 2023, ch. (Inédito).
- [294] F. de la Fuente, J. Martín, P. Skarby, and P. Sandeberg, “Technical and economical evaluation of distributed ac power collection for off-shore wind power plants.”
- [295] H. Tahery and S. Kucuksari, “Offshore wind farm collection cable layout optimization through cost minimization,” in *2019 North American Power Symposium (NAPS)*, 2019, pp. 1–6.
- [296] J. Serrano González, Ángel Luis Trigo García, M. Burgos Payán, J. Riquelme Santos, and Ángel Gaspar González Rodríguez, “Optimal wind-turbine micro-siting of offshore wind farms: A grid-like layout approach,” *Applied Energy*, vol. 200, pp. 28–38, 2017. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917305676>
- [297] M. Fischetti and D. Pisinger, “Optimizing wind farm cable routing considering power losses,” *European Journal of Operational Research*, vol. 270, no. 3, pp.

- 917–930, 2018. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037722171730704X>
- [298] L. Parada, C. Herrera, P. Flores, and V. Parada, “Wind farm layout optimization using a gaussian-based wake model,” *Renewable Energy*, vol. 107, pp. 531–541, 2017. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148117300952>
- [299] J. Park and K. H. Law, “Layout optimization for maximizing wind farm power production using sequential convex programming,” *Applied Energy*, vol. 151, pp. 320–334, 2015. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261915004560>
- [300] V. Mytilinou and A. J. Kolios, “Techno-economic optimisation of offshore wind farms based on life cycle cost analysis on the uk,” *Renewable Energy*, vol. 132, pp. 439–454, 2019. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148118309431>
- [301] X. Gao, H. Yang, L. Lin, and P. Koo, “Wind turbine layout optimization using multi-population genetic algorithm and a case study in hong kong offshore,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 139, pp. 89–99, 2015. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0167610515000276>
- [302] P. Hou, J. Zhu, K. Ma, G. Yang, W. Hu, and Z. Chen, “A review of offshore wind farm layout optimization and electrical system design methods,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 7, no. 5, pp. 975–986, 2019.
- [303] A. Pillai, J. Chick, L. Johanning, M. Khorasanchi, and V. Laleu, “Offshore wind farm electrical cable layout optimization,” *Engineering Optimization*, vol. 47, pp. 1689–1708, 01 2015.
- [304] H. Kirkeby and J. O. Tande, “The nowitech reference wind farm,” *Energy Procedia*, vol. 53, pp. 300–312, 2014, eERA DeepWind 2014 11th Deep Sea Offshore Wind R &D Conference. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214011163>
- [305] N. B. Negra, J. Todorovic, and T. Ackermann, “Loss evaluation of hvac and hvdc transmission solutions for large offshore wind farms,” *Electric Power Systems Research*, vol. 76, no. 11, pp. 916–927, 2006. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779605002609>
- [306] Z. Li, Q. Song, F. an, B. Zhao, Z. Yu, and R. Zeng, “Review on dc transmission systems for integrating large scale offshore wind farms,” *Energy Conversion and Economics*, vol. 2, 03 2021.
- [307] P. Bresesti, W. L. Kling, R. L. Hendriks, and R. Vailati, “Hvdc connection of offshore wind farms to the transmission system,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 1, pp. 37–43, 2007.

- [308] T. Ackermann, N. Barberis Negra, J. Todorovic, and L. Lazaridis, “Evaluation of electrical transmission concepts for large offshore wind farms,” 01 2005.
- [309] B. Eeckhout, D. Van Hertem, M. Reza, K. Srivastava, and R. Belmans, “Economic comparison of vsc hvdc and hvac as transmission system for a 300mw offshore wind farm,” *European Transactions on Electrical Power*, vol. 20, pp. 661 – 671, 06 2009.
- [310] T. W. May, Y. M. Yeap, and A. Ukil, “Comparative evaluation of power loss in hvac and hvdc transmission systems,” in *2016 IEEE Region 10 Conference (TENCON)*, 2016, pp. 637–641.
- [311] A. Kalair, N. Abas, and N. Khan, “Comparative study of hvac and hvdc transmission systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 1653–1675, 2016. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115016718>
- [312] R. E. Torres-Olguin, M. Molinas, and T. Undeland, “Offshore wind farm grid integration by vsc technology with lcc-based hvdc transmission,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 899–907, 2012.
- [313] Q. Jiang, B. Li, and T. Liu, “Tech-economic assessment of power transmission options for large-scale offshore wind farms in china,” *Processes*, vol. 10, no. 5, 2022. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2227-9717/10/5/979>
- [314] R. Ramachandran, S. Poullain, A. Benchaib, S. Bacha, and B. Francois, “Ac grid forming by coordinated control of offshore wind farm connected to diode rectifier based hvdc link - review and assessment of solutions,” in *2018 20th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'18 ECCE Europe)*, 2018, pp. P.1–P.10.
- [315] R. Li, L. Yu, L. Xu, and G. P. Adam, “Coordinated control of parallel dr-hvdc and mmc-hvdc systems for offshore wind energy transmission,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 8, no. 3, pp. 2572–2582, 2020.
- [316] Y. Chang and X. Cai, “Hybrid topology of a diode-rectifier-based hvdc system for offshore wind farms,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 7, no. 3, pp. 2116–2128, 2019.
- [317] K. Nieradzinska, C. MacIver, S. Gill, G. Agnew, O. Anaya-Lara, and K. Bell, “Optioneering analysis for connecting dogger bank offshore wind farms to the gb electricity network,” *Renewable Energy*, vol. 91, pp. 120–129, 2016. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014811630043X>
- [318] N. Barberis Negra, O. Holmstrom, B. Bak-Jensen, and P. Sorensen, “Aspects of relevance in offshore wind farm reliability assessment,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 1, pp. 159–166, 2007.

- [319] J. Yang, J. O'Reilly, and J. E. Fletcher, "Redundancy analysis of offshore wind farm collection and transmission systems," in *2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*, 2009, pp. 1–7.
- [320] M. Scutariu, "Techno-economical optioneering of offshore wind farms electrical systems," in *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, 2007, pp. 2195–2200.
- [321] Entso-e, "Ten-year network development plan 2020 (tyndp 2020). completing the map. power system needs in 2030 and 2040," Aug. 2021. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/FINAL/entso-e_TYNDP2020_IoSN_Main-Report_2108.pdf
- [322] "e-highway2050. modular development plan of the pan-european transmission system 2050. europe's future secure and sustainable electricity infrastructure, e-highway2050," Nov. 2015. [Online]. Available: https://docs.entsoe.eu/baltic-conf/bites/www.e-highway2050.eu/fileadmin/documents/e_highway2050_booklet.pdf
- [323] "North sea wind power hub (nswph). towards the first hub-and-spoke project. progress of the north sea wind power hub consortium," 2021. [Online]. Available: <https://northseawindpowerhub.eu/>
- [324] "Political declaration on energy cooperation between the north seas countries. north sea countries's offshore grid initiative (nscogi)." [Online]. Available: <https://maritime-spatial-planning.ec.europa.eu/practices/political-declaration-energy-cooperation-between-north-seas-countries>
- [325] "Baltic energy market interconnection plan (bemip)." [Online]. Available: https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/high-level-groups/baltic-energy-market-interconnection-plan_en
- [326] WindEurope, "Transmission system operation with a large penetration of wind and other renewable electricity sources in electricity networks using innovative tools and integrated energy solutions (twenties)," Jun. 2013. [Online]. Available: http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Twenties_report_short.pdf
- [327] "Ocean grid project." [Online]. Available: <https://oceangridproject.no/>
- [328] "Best paths." [Online]. Available: <http://www.bestpaths-project.eu/>
- [329] "Promotion progress on meshed hvdc offshore transmission network- final report," Dec. 2020. [Online]. Available: https://www.promotion-offshore.net/fileadmin/PDFs2/Final_Report_15122020.pdf
- [330] "Multide: Innovative methods and optimal operation of multiple hvdc connections and grids." [Online]. Available: <https://www.multi-dc.eu/>
- [331] "Supernode energy." [Online]. Available: <https://supernode.energy/>

- [332] “Supergrid institute.” [Online]. Available: <https://www.supergrid-institute.com/>
- [333] “Innodc. innovative tools for offshore wind and dc grids.” [Online]. Available: <https://innodc.org/>
- [334] A. Raza, X. Dianguo, S. Xunwen, L. Weixing, and B. W. Williams, “A novel multiterminal vsc-hvdc transmission topology for offshore wind farms,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 53, no. 2, pp. 1316–1325, 2017.
- [335] O. Gomis-Bellmunt, J. Liang, J. Ekanayake, R. King, and N. Jenkins, “Topologies of multiterminal hvdc-vsc transmission for large offshore wind farms,” *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 2, pp. 271–281, 2011. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779610002166>
- [336] R. Ryndzionaek and L. Sienkiewicz, “Evolution of the hvdc link connecting offshore wind farms to onshore power systems,” *Energies*, vol. 13, no. 8, 2020. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/8/1914>
- [337] N. Flourentzou, V. G. Agelidis, and G. D. Demetriades, “Vsc-based hvdc power transmission systems: An overview,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 3, pp. 592–602, 2009.
- [338] B. Tuinema, R. Getreuer, J. Rueda, and M. Meijden, “Reliability analysis of offshore grids-an overview of recent research,” *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, vol. 8, p. e309, 06 2018.
- [339] C. MacIver, K. R. W. Bell, and D. P. Nedic, “A reliability evaluation of offshore hvdc grid configuration options,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 31, no. 2, pp. 810–819, 2016.
- [340] V. Akhmatov, M. Callavik, C. M. Franck, S. E. Rye, T. Ahndorf, M. K. Bucher, H. Müller, F. Schettler, and R. Wiget, “Technical guidelines and prestandardization work for first hvdc grids,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 1, pp. 327–335, 2014.
- [341] J. Li, J. Yin, Y. Guan, Z. Wang, T. Niu, H. Zhen, Z. Han, and X. Guo, “A review on topology, operating and control methods of hvdc transmission system for offshore wind farms,” *E3S Web of Conferences*, vol. 165, p. 06012, 01 2020.
- [342] R. Irnawan, F. F. da Silva, C. L. Bak, and T. C. Bregnhøj, “An initial topology of multi-terminal hvdc transmission system in europe: A case study of the north-sea region,” in *2016 IEEE International Energy Conference (ENERGY-CON)*, 2016, pp. 1–6.
- [343] M. A. Kazi, R. Majdoul, N. Machkour, A. El-alami, and I. Baraka, “Master-slave approach for a multi-terminal vsc-hvdc systems connected offshore wind farm,” *E3S Web of Conferences*, vol. 297, p. 01045, 01 2021.

- [344] A. Raza, M. Younis, Y. Liu, A. Altalbe, K. Rouzbehi, and G. Abbas, “A multi-terminal hvdc grid topology proposal for offshore wind farms,” *Applied Sciences*, vol. 10, no. 5, 2020. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2076-3417/10/5/1833>
- [345] Y. Liang, Y. Ma, H. Wang, A. Mesbahi, B. Jeong, and P. Zhou, “Levelised cost of energy analysis for offshore wind farms - a case study of the new york state development,” *Ocean Engineering*, vol. 239, p. 109923, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801821012683>
- [346] S. Rahman, I. Khan, H. I. Alkhamash, and M. F. Nadeem, “A comparison review on transmission mode for onshore integration of offshore wind farms: HvdC or hvac,” *Electronics*, vol. 10, no. 12, 2021. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2079-9292/10/12/1489>
- [347] Y.-M. Saint-Drenan, R. Besseau, M. Jansen, I. Staffell, A. Troccoli, L. Dubus, J. Schmidt, K. Gruber, S. G. Simões, and S. Heier, “A parametric model for wind turbine power curves incorporating environmental conditions,” *Renewable Energy*, vol. 157, pp. 754–768, 2020.
- [348] J. Slootweg, H. Polinder, and W. Kling, “Dynamic modelling of a wind turbine with doubly fed induction generator,” in *2001 Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37262)*, vol. 1, 2001, pp. 644–649 vol.1.
- [349] S. Heier, *Grid Integration of Wind Energy: Onshore and Offshore Conversion Systems*, 3rd ed., J. . S. Ltd., Ed. Jon Wiley & Sons Ltd., Apr. 2014. [Online]. Available: <https://books.google.es/books?id=d0FsAwAAQBAJ>
- [350] J. D. M. De Kooning, L. Gevaert, J. Van de Vyver, T. L. Vandoorn, and L. Vandeveld, “Online estimation of the power coefficient versus tip-speed ratio curve of wind turbines,” in *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2013, pp. 1792–1797.
- [351] Deltares, “Site studies wind far zone borssele. metocean study for the borssele wind farm zone site ii,” Netherlands Enterprise Agency, Tech. Rep., 2014.
- [352] E. C. Morgan, M. Lackner, R. M. Vogel, and L. G. Baise, “Probability distributions for offshore wind speeds,” *Energy Conversion and Management*, vol. 52, no. 1, pp. 15–26, 2011. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S019689041000227X>
- [353] A. Azad, M. Rasul, M. Alam, S. A. Uddin, and S. K. Mondal, “Analysis of wind energy conversion system using weibull distribution,” *Procedia Engineering*, vol. 90, pp. 725–732, 2014, 10th International Conference on Mechanical Engineering, ICME 2013. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877705814029257>

- [354] D. Elliott, M. Schwartz, and G. Scott, “Wind resource base,” in *Encyclopedia of Energy*, C. J. Cleveland, Ed. New York: Elsevier, 2004, pp. 465–479. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B012176480X003351>
- [355] M.-G. G. S. J. M. Stoelinga, “Estimating long-range external wake losses in energy yield and operational performance assessments using the wrf wind farm parameterization,” ArcVera, Tech. Rep., 2022.
- [356] S. R. Borrmann, K. Rehfeldt, A. K. Wallasch, “Capacity densities of european offshore wind farm,” Deutsche WindGuard GmbH, Tech. Rep., 2018.
- [357] J. Bleeg, M. Purcell, R. Ruisi, and E. Traiger, “Wind farm blockage and the consequences of neglecting its impact on energy production,” *Energies*, vol. 11, no. 6, 2018. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/6/1609>
- [358] L. Resner and S. Paszkiewicz, “Radial water barrier in submarine cables, current solutions and innovative development directions,” *Energies*, vol. 14, no. 10, 2021. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/10/2761>
- [359] Y. Xue, “Charging current in long lines and high voltage cables - protection application considerations,” in *39th Annual Western Protective Relay Conference*, 2012.
- [360] X. Shi, S. Filizadeh, and D. A. Jacobson, “Loss evaluation for the hybrid cascaded mmc under different voltage-regulation methods,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 33, no. 3, pp. 1487–1498, 2018.
- [361] A. Papadopoulos, S. Rodrigues, E. Kontos, T. Todorovic, P. Bauer, and R. T. Pinto, “Collection and transmission losses of offshore wind farms for optimization purposes,” in *2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2015, pp. 6724–6732.
- [362] B. Associates, “Guide to an offshore wind farm,” BVG Associates, Tech. Rep., 2019. [Online]. Available: <https://www.thecrownstate.co.uk/media/2860/guide-to-offshore-wind-farm-2019.pdf>
- [363] M. Dicorato, G. Forte, M. Pisani, and M. Trovato, “Guidelines for assessment of investment cost for offshore wind generation,” *Renewable Energy*, vol. 36, no. 8, pp. 2043–2051, 2011. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148111000097>
- [364] P. Härtel, T. K. Vrana, T. Hennig, M. von Bonin, E. J. Wiggelinkhuizen, and F. D. Nieuwenhout, “Review of investment model cost parameters for vsc hvdc transmission infrastructure,” *Electric Power Systems Research*, vol. 151, pp. 419–431, 2017. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779617302572>
- [365] T. K. Vrana and P. Härtel, “Estimation of investment model cost parameters for vsc hvdc transmission infrastructure,” *Electric Power*

- Systems Research*, vol. 160, pp. 99–108, 2018. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779618300506>
- [366] P. Djapic and G. Strbac, *Cost benefit methodology for optimal design of offshore transmission systems*. Department for Business, Enterprise & Regulatory Reform, 2008.
- [367] S. Enterprise and T. C. Estate, “A guide to uk offshore wind operations and maintenance,” GL Garrad Hassan, Tech. Rep., 2013.
- [368] ABB, “Xlpe submarine cable systems. attachment to xlpe land cable systems. user’s guide. rev. 5 abb,” ABB, Tech. Rep., 2010.
- [369] —, “Xlpe land cable systems. user’s guide. rev. 5 abb,” ABB, Tech. Rep., 2010.
- [370] J. Dai, D. Liu, L. Wen, and X. Long, “Research on power coefficient of wind turbines based on scada data,” *Renewable Energy*, vol. 86, pp. 206–215, 2016. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115302238>
- [371] C. W. G. W. B1.10, “Update of service experience of hv underground and submarine cable systems. reference tb 379 technical brochure, paris, france, 2009.”
- [372] C. W. G. W. A2.37, “Transformer reliability survey. reference tb 642 technical brochure, paris, france, 2015.”
- [373] C. W. G. W. B4.04, “Hvdc lcc converter transformers - converter transformer failure survey results from 2003 to 2012. reference tb 617 technical brochure, paris, france, 2015.”
- [374] C. W. G. W. A3.06, “Final report of the 2004-2007 international enquiry on reliability of high voltage equipment - part 2: Sf6 circuit breakers. reference tb 510 technical brochure, paris, france, 2012.”
- [375] Cigre, “A survey of the reliability of hvdc systems throughout the world during 2015-2016. b4-137, cigre, paris, 2018.”

Nomenclatura

SÍMBOLOS

A	Área del rotor de una turbina
A_{cond}	Sección transversal del conductor
A_r	Área del parque eólico
c	Factor de escala
C	Capacitancia
C_p	Coefficiente de eficiencia aerodinámica
D_t	Costes por desmantelamiento del parque eólico, del inglés DECEX.
$E_{pérdidas}^{viento}$	Pérdida de energía anual debida al comportamiento del viento
$E_{pérdidas}^{eléctricas}$	Pérdida de energía anual debida al equipamiento eléctrico
$E_{pérdidas}^{indis.}$	Pérdida de energía anual debida a la no disponibilidad
E_{estela}^{viento}	Pérdida de energía anual debida al efecto estela
$E_{bloqueo}^{viento}$	Pérdida de energía anual debida al efecto bloqueo
$E_{colector}^{eléctricas}$	Pérdida de energía anual debida al sistema colector
$E_{conv-rect.}^{eléctricas}$	Pérdida de energía anual debida al convertidor marino
$E_{cable-HVDC}^{eléctricas}$	Pérdida de energía anual debida al cable HVDC
$E_{conv-inv.}^{eléctricas}$	Pérdida de energía anual debida al convertidor terrestre
$E_{autotrafo.}^{eléctricas}$	Pérdida de energía anual debida al autotransformador terrestre
$E_{turbina}^{indis.}$	Pérdida de energía anual debida a la indisponibilidad de las turbinas
$E_{colector}^{indis.}$	Pérdida de energía anual debida a la indisponibilidad del sistema colector
$E_{conv-rect.}^{indis.}$	Pérdida de energía anual debida a la indisponibilidad del convertidor marino
$E_{cable-HVDC}^{indis.}$	Pérdida de energía anual debida a la indisponibilidad del cable HVDC
$E_{conv-inv.}^{indis.}$	Pérdida de energía anual debida a la indisponibilidad del convertidor terrestre
$E_{autotrafo.}^{indis.}$	Pérdida de energía anual debida a la indisponibilidad del autotransformador terrestre

$E_{CBs}^{indis.}$	Pérdidas de energía anual debida a la indisponibilidad de los circuits breakers
$E_{limitación}^{indis.}$	Pérdidas de energía anual debido a la limitación del parque
E^{NORM}	Energía anual generada en funcionamiento normal del parque eólico
E^{NR}	Energía anual no recuperable
E^{SR}	Energía anual parcial o totalmente recuperable
f	Frecuencia
$F_{Foucault}$	Factor de Foucault
FP	Factor de potencia
h	Altura del aerogenerador
h_0	Altura de referencia
I	Corriente eléctrica que fluye por un conductor
I_{carga}	Corriente de carga
$I_{turbina}$	Corriente de la turbina
I_t	Gastos de la inversión inicial
K	Factor de forma
M_t	Costes por mantenimiento del parque eólico
O_t	Costes por operación del parque eólico
P	Potencia nominal parque eólico
$P_{nominal}$	Potencia nominal de una turbina
P_{out}	Potencia eléctrica de una turbina
P_{rotor}	Potencia del rotor de una turbina
P_{viento}	Potencia disponible del viento
$P_{eléctricas\ colector}$	Pérdidas de potencia del sistema colector
r	Tasa de descuento
$R_{AC,T}$	Resistencia de un cable AC a una temperatura T
R	Radio del rotor de una turbina
T	Temperatura del conductor
T_{amb}	Temperatura ambiente externo del conductor
$T_{máx}$	Temperatura máxima de conductor
t^{NR}	Tiempo anual de no recuperación de energía
t^{SR}	Tiempo anual de recuperación de energía

t^{NORM}	Tiempo anual de funcionamiento normal del parque eólico
U_c	Tensión compuesta
U_f	Tensión fase
\bar{v}	Velocidad media del viento
ν	Velocidad del viento
v_{cut-in}	Velocidad mínima de generación
$v_{cut-out}$	Velocidad máxima de generación
$v_{nominal}$	Velocidad para generación a potencia nominal
v_0	Velocidad del viento medida a la altura de referencia
w	Velocidad angular del rotor de una turbina
W_d	Pérdidas dieléctricas
z	Coefficiente de cizallamiento
α	Coefficiente de variación de la resistencia con la temperatura
β	Ángulo de pitch
ρ	Densidad del aire
ρ_{cond}	Resistividad del material conductor
σ	Varianza de la distribución
λ	Tip speed ratio
λ_1	Factor pérdidas en la pantalla
λ_2	Factor pérdidas en la armadura
λ_f^{NR}	Ratio fallos de elementos no recuperables de energía
λ_f^{SR}	Ratio fallos de elementos recuperables de energía
$\eta_{efectiva}$	Eficiencia efectiva equipamiento de una turbina

ABREVIATURAS

AEP	Producción bruta anual de energía, del inglés Annual Energy Production
AED	Producción neta anual de energía inyectada en la red, del inglés Annual Energy Delivered
AEL	Pérdidas anuales de energía, del inglés Annual Energy Losses
AES	Energía anual salvada, del inglés Annual Energy Saved

<i>AFH</i>	Horas equivalentes anuales a plena carga del parque eólico, del inglés Annual Full Hours
<i>BiMEP</i>	Biscay Marine Energy Platform
<i>BoP</i>	Servicios auxiliares de la instalación, del inglés Balance of Plant
<i>BtB</i>	Convertidor doble, del inglés Back to Back converter
<i>CAPEX</i>	Inversión de capital, del inglés Capital Expenditures
<i>CE</i>	Comisión Europea
<i>CF</i>	Factor de capacidad del parque eólico, del inglés Capacity Factor
<i>Cf</i>	Flujo de caja, del inglés Cash flow
<i>CfD</i>	Contratos por diferencia, del inglés Contract for Difference
<i>CPPA</i>	Acuerdo de compra de energía corporativo, del inglés Corporate Power Purchase Agreement
<i>CSC – HVDC</i>	Convertidor fuente de corriente, del inglés Current Source Converter
<i>DC</i>	Densidad de capacidad
<i>DD</i>	Direct Drive
<i>DEVEX</i>	Inversión de desarrollo, del inglés Development Expenditures
<i>DECEX</i>	Inversión de desmantelamiento, del inglés Decommission Expenditures
<i>DFIG</i>	Generador de inducción doblemente alimentado, del inglés Doubly-Fed Induction Generator
<i>EERR</i>	Energías Renovables
<i>EPC</i>	Ingeniería, compras y construcción, del inglés Engineering Procurement Construction
<i>EPR</i>	Etileno propileno, del inglés Ethylene Propylene Rubber
<i>FiT</i>	Tarifa regulada, del inglés Feed-in Tariff
<i>GTO</i>	Tiristor apagado por puerta, del inglés Gate Turn-Off Thyristor
<i>HB – MMC</i>	Convertidor multimodular con submódulos en medio puente
<i>HS – PMSG</i>	Generador síncrono de imanes permanentes de alta velocidad, del inglés High Speed Permanent Magnet Synchronous Generator
<i>HVAC</i>	Alta tensión en corriente alterna, del inglés High Voltage Alternating Current
<i>HVDC</i>	Alta tensión en corriente continua, del inglés High Voltage Direct Current

<i>IEC</i>	Comisión Internacional Electrotécnica, del inglés International Electrotechnical Commission
<i>IECT</i>	Transistor por puerta con inyección mejorada, del inglés Injection Enhanced Gate Transistor
<i>IGBT</i>	Transistor Bipolar de Puerta Aislada, del inglés Insulated Gate Bipolar Transistor
<i>IGCT</i>	Tiristor controlado por puerta integrada, del inglés Integrated Gated Commutated Thyristor
<i>LCC – HVDC</i>	Convertidor conmutado de línea, del inglés Line Commutated Converter
<i>LCoE</i>	Coste nivelado de la energía, del inglés Levelised Cost of Energy
<i>LFAC</i>	Corriente continua a baja frecuencia, del inglés Low Frequency Alternating Current
<i>LS – PMSG</i>	Generador síncrono de imanes permanentes de baja velocidad, del inglés Low Speed Permanent Magnet Synchronous Generator
<i>MI</i>	Papel impregnado, del inglés Mass Impregnated
<i>MITECO</i>	Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico
<i>MMC</i>	Convertidor multimodular, del inglés MultiModular Converter
<i>MS – PMSG</i>	Generador síncrono de imanes permanentes de media velocidad, del inglés Medium Speed Permanent Magnet Synchronous Generator
<i>MSP</i>	Plan del espacio marítimo, del inglés Maritime Spatial Plan
<i>MTTR</i>	Tiempo medio de reparación, del inglés Mean Time To Repair
<i>MTTR^{NR}</i>	Tiempo medio de reparación del elemento no recuperable de energía, del inglés Mean Time To Repair
<i>MTTR^{SR}</i>	Tiempo medio de reparación del elemento recuperable de energía
<i>MVAC</i>	Media tensión en corriente alterna, del inglés Medium Voltage Alternating Current
<i>MW</i>	Megavatio, del inglés Megawatt
<i>NECP</i>	Plan Nacional de Energía y Clima, del inglés National Energy and Climate Plan
<i>NPV</i>	Valor Actual Neto, del inglés Net Present Value
<i>NREAP</i>	Plan Nacional de Acción de Energías Renovables, del inglés National Renewable Energy Action Plan
<i>OFTO</i>	Propietario de la transmisión marina, del inglés Offshore Transmission Owner

<i>OPEX</i>	Inversión de operación y mantenimiento, del inglés Operational Expenditures
<i>O&M</i>	Operación y mantenimiento, del inglés Operations and Maintenance
<i>PLOCAN</i>	Plataforma Oceanográfica de Canarias
<i>PNIEC</i>	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
<i>POEM</i>	Plan de Ordenación del Espacio Marítimo
<i>RCS</i>	Subestación de compensación de reactiva, del inglés Reactive Compensation Substation
<i>SCIG</i>	Generador de inducción jaula de ardilla, del inglés Squirrel Cage Induction Generator
<i>SP</i>	Potencia específica, del inglés Specific Power
<i>STATCOM</i>	Compensador estático, del inglés STATic COMpensator
<i>TSO</i>	Operador del sistema eléctrico, del inglés Transmission System operator
<i>UE</i>	Unión Europea
<i>VSC – HVDC</i>	Convertidor fuente de voltaje, del inglés Voltage Source converter
<i>WPD</i>	Densidad de potencia del viento del inglés Wind Power Density
<i>XLPE</i>	Polietileno reticulado, del inglés Cross-Linked Polyethylene
<i>ZAPER</i>	Zona de Alto Potencial para la Energía eólica marina
<i>ZUPER</i>	Zona de Uso Prioritario para la Energía eólica marina