



industriales
etsii

Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Industrial

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

AEROGENERADORES: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y SUS DESAFÍOS TRIBOLÓGICOS.

TRABAJO FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

Autor: Daniel Salvador Guillamón Pintado
Directora: María Dolores Avilés González
Codirector: Isidoro José Martínez Mateo



Universidad
Politécnica
de Cartagena

Cartagena, Julio 2021

Contenido

1. Introducción	5
2. Evolución histórica.....	7
2.1 Introducción	7
2.2 Los molinos de viento.....	7
2.3 La electricidad de la mano del viento	9
2.4 Decadencia de la energía eólica.....	15
2.5 Nueva era de los aerogeneradores	17
2.6 Desarrollo de la energía eólica en España	23
3. El aerogenerador	28
3.1 Componentes principales	28
3.2 Componentes en la góndola.....	30
3.3 Fallos en sistemas tribológicos	33
3.3.1 Multiplicadora	33
3.3.2 Sistemas de orientación y frenado.....	38
3.3.3 Contaminación por partículas.....	39
3.3.4 Grietas Blancas (WEC) en rodamientos.....	40
3.4 Sistema de refrigeración	41
3.5 Detección de fallos y vida útil	42
4. Lubricación en aerogeneradores.....	44
4.1 Composición y tipos de lubricantes	45
4.2 Sistema de lubricación	47
4.3 Nuevos lubricantes para turbinas eólicas.....	50
5. Aerogeneradores off-shore.....	64
5.1 Modelos y características	67
5.2 Contaminación por agua en elementos de aerogeneradores	71
5.2.1 Fracturas inducidas por hidrógeno.	72
5.2.2 Corrosión y oxidación	72
5.2.3 Agotamiento de aditivos.....	73
5.2.4 Restricciones de flujo de aceite	73
5.2.5 Aire y espuma.....	73
5.2.6 Resistencia de la película deteriorada	73
5.2.7 Contaminación microbiana	74
5.3 Soluciones tribológicas para aerogeneradores Off-Shore.....	74
6. Conclusiones	78
7. Bibliografía.....	80

Nomenclaturas

[BF₄⁻]: Ión tetrafluoroborato

[PF₆⁻]: Ión hexafluorofosfato

[THTDP][NTf₂]: Bis(trifluorometilsulfonil)imida de trihexiltetradecilfosfonio

PAO: Aceite lubricante a base de polialfaolefinas

[BMP][NTf₂]: Bis(trifluorometilsulfonil)imida de 1-butil-1-metilpirrolidinio

[Choline][NTf₂]: Bis(trifluorometilsulfonil)imida de colina

FLNI: Nombre comercial de aceite lubricante a base de polialfaolefinas

FLENDER: Nombre comercial de aceite lubricante a base de polialfaolefinas

[(NEMM)MOE][FAP]: etil-dimetil-2-metoxi-etilamonio de tris(pentafluoroetil)trifluorofosfato

[BMP][FAP]: Tris(pentafluoroetil)trifluorofosfato de butil-1-metilpirrolidinio

ZDDP: Dialquilditrofosfato

[N₁₈₈₈][NTf₂]: Bis(trifluorometilsulfonil)imida de metiltrioctil amonio

(TTP-DDP): O,O'-dietilditrofosfato de tetradeciltrihexilfosfonio

PETO: Aceite base oleato pentaeritritol

TMPTO: Aceite base trioleato trimetilolpropil

[P₆₆₆₁₄][(iC₈)₂PO₂]: Bis(2,4,4-trimetilpentil)fosfinato de trihexiltetradecilfosfonio

[P₆₆₆₁₄][BEHP]: Bis(2-etilhexil)fosfato de trihexiltetradecilfosfonio

(DOPD): di(2-etilhexil)amonio de di(2-etilhexil)fosfato

(DBDB): 1,3,6,2-dioxazaborato de 2-(4-dodecilfenil)-6-octadecilo

[HMIM][BF₄]: tetrafluoroborato de 1-hexil-3-metilimidazolio

[HMIM][PF₆]: hexafluorofosfato de 1-hexil-3-metilimidazolio

[P₈₈₈₈][DEHP]: Bis(2-etilhexil)fosfato de tetraoctilfosfonio

[P₆₆₆₁₄][DEHP]: Bis(2-etilhexil)fosfato de tributiltetradecil fosfonio

Índice de Figuras

Figura 1. Estimación del crecimiento de la energía eólica marina.....	5
Figura 2. Escudo de la ciudad de Nueva York	9
Figura 3. Molino de viento agrícola estadounidense.....	9
Figura 4. Turbina de Charles Brush.....	10
Figura 5. Marcellus Jacobs	11
Figura 6. Poul La Cour en Askov, Dinamarca	12
Figura 7. Turbina eólica de La-Cour-Lykkegard y turbinas de Smidth Aeromotor.....	13
Figura 8. Aerogenerador Gedser y W-34	16
Figura 9. Turbinas experimentales en Estados Unidos.....	17
Figura 10. Turbina Tvind. Turbinas Nibe A y Nibe B	18
Figura 11. Principales localizaciones de aerogeneradores en California	19
Figura 12. Aerogenerador de 3 MW de North Scotland Hydroelectric	20
Figura 13. GAMMA 60 en Cerdeña.....	21
Figura 14. Evolución histórica de los molinos de viento	22
Figura 15. Isolíneas teóricas de potencia eólica media anual.....	23
Figura 16. Aerogenerador AWEC-60.....	24
Figura 17. Aerogenerador de eje horizontal (izq) y de eje vertical (dcha).....	28
Figura 18. Partes principales de un Aerogenerador de eje horizontal.....	29
Figura 19. Interior de un Aerogenerador de eje horizontal.....	30
Figura 20. Despiece del Aerogenerador.....	31
Figura 21. Componentes tribológicos principales	32
Figura 22. Configuración típica de una multiplicadora.....	33
Figura 23. Multiplicadora estándar con una etapa planetaria de baja velocidad y dos secciones de rueda dentada con ubicaciones de rodamientos resaltadas que pueden verse afectadas por fallos prematuros	36
Figura 24. Distintas fases del deterioro del aro interior de rodamientos.....	36
Figura 25. Ejemplos de tipos de rodamientos que pueden verse afectados.....	37
Figura 26. Grietas en el tratamiento térmico: a) martensita; b) bainita; y c) cementita.....	38
Figura 27. Esquema y diseño de un freno rotor.....	39
Figura 28. Micropitting en engranajes de un aerogenerador	40
Figura 29. Grietas blancas.....	41
Figura 30. Rodamientos en un aerogenerador.....	43
Figura 31. Componentes principales de un sistema de lubricación centralizado	48
Figura 32. Sistemas de lubricación Quicklub 203 y Quicklub 401	48
Figura 33. Instalación del sistema de lubricación.....	49
Figura 34. Factores que afectan a la fiabilidad en relación con las causas de fallo para la pérdida de lubricación en la multiplicadora de un aerogenerador.....	50
Figura 35. Desgaste en discos de acero AISI 52100 después de los ensayos con los lubricantes: (a) MG; (b) MG + 5% [THTDP][NTf2]; (c) PAO; y (d) PAO + 5%[THTDP][NTf2].	52
Figura 36. Coeficiente de fricción de lubricantes con y sin líquidos iónicos.....	53
Figura 37. Micrografías de las superficies de desgaste en los ensayos con aceite Flender con y sin líquidos iónicos	53

Figura 38. Representación 3D del desgaste tras un ensayo con (a) PAO 6 (b) PAO 6 + 1% [BMP][FAP], (c) PAO 6 + 1% [(NEMM)MOE][FAP] y (d) PAO 6 + 1% ZDDP .	55
Figura 39. Coeficientes de fricción para una cara de 20N.....	55
Figura 40. Coeficientes de fricción para una carga de 40N.....	56
Figura 41. Volumen medio de desgaste de las pruebas realizadas [N1888][NTf2].	57
Figura 42. Volumen medio de desgaste de las pruebas realizadas con PETO y TTP-DDP a 200° C y una carga de 200 N.	57
Figura 43 .Volumen medio de desgaste de las pruebas realizadas con TMPTO y TTP-DDP a 200° C y una carga de 200 N.	58
Figura 44. Ensayos con aceite base comparado con [P66614][(iC8)2PO2].....	59
Figura 45. Ensayos con aceite base comparado con la adición de [P66614][BEHP]... ..	59
Figura 46. Coeficiente de fricción y desgaste medio [HMIM][BF4] y [HMIM][PF6]..	60
Figura 47. Coeficiente de fricción en ensayos [P8888][DEHP] y [P66614][DEHP] ..	60
Figura 48. Cargas máximas soportadas por lubricante con DBDB y DOPD.....	61
Figura 49. Coeficientes de fricción con DBDB y DOPD.....	62
Figura 50. Desgaste con aceite en base Glicol sin aditivo y lubricante en Base PAO con adición de grafeno.	63
Figura 51. Ensayo en superficies de acero para engranajes carburados y borados.	64
Figura 52. Parque eólico off-shore con plataformas flotantes.....	65
Figura 53. Mapa de vientos en las costas de las islas de Hawaii.....	66
Figura 54. Diferentes tipos de estructuras de aerogeneradores offshore.....	68
Figura 55. Diferentes tipos de estructuras de aerogeneradores offshore flotantes.....	69
Figura 56. Hywind Demo, el primer aerogenerador flotante de 2,3 MW.....	71
Figura 57. Esquema de los sistemas de alimentación y aspersion utilizados.....	75
Figura 58. Topografía de las huellas de desgaste después de ensayos a 10 N (bolas de acero inoxidable AISI 440C): (a) AS-C1, (b) AS-C2, (c) APS-C1, (d) APS-C2, (e) HVOAF-C1 y (f) HVOAF-C2.....	76
Figura 59. Desgaste del revestimiento de SiC pulido después de (a) deslizamiento lubricado con aceite PAO, (b) deslizamiento de solución de NaCl al 3,5% en peso, y (c) ensayo de deslizamiento en seco.	77

1. Introducción

La energía eólica tiene un enorme potencial para ser la principal fuente limpia y viable de energía. En un mundo constantemente amenazado por el cambio climático, esta fuente de energía es clave para reducir las emisiones de dióxido de carbono. En la última década, la industria eólica ha experimentado un rápido crecimiento, siendo 60,4 GW la potencia instalada en el año 2019 [1]. Se sigue avanzando para conseguir el objetivo de 100 GW instalados anualmente y poder seguir aumentando esa cifra en la próxima década. Con este dato se consigue alcanzar los 651 GW de potencia entre todas las instalaciones eólicas instaladas en el mundo.

España es uno de los países de mayor crecimiento en esta energía renovable, superando en 2019 la barrera de los 25 GW instalados, siendo la energía eólica en la península un 24% de la potencia total instalada [2]. Además, contribuye de forma directa al PIB, habiendo subido un 5% respecto a 2018, con una subida del 17% de empleo directo [3]. Los compromisos de Europa y del resto del mundo respecto a la energía limpia hace que estas cifras aumenten cada año. Con una mayor implicación en el desarrollo de la energía eólica también surgen nuevos retos que nos llevan a estudiar nuevos sistemas, más eficientes.

El crecimiento de la energía eólica se ha dado especialmente con las instalaciones marinas. Según informa el Global Wind Energy Council, del 1% de las instalaciones eólicas mundiales en 2009, la energía eólica marina creció en más del 10% en 2019 [4]. Los beneficios de estas instalaciones, alejadas de las grandes ciudades a las que alimentan, conllevan una serie de problemas relacionados con su mantenimiento, por ello recae una mayor importancia, si cabe, en la mejora de los sistemas tribológicos, especialmente los de lubricación, que suponen el mayor reto en la eficiencia de los parques eólicos. Cada vez se acentúan más los esfuerzos por llevar la energía eólica un paso más allá, así pues, con 6,1 GW de nueva capacidad añadida, 2019 fue el mejor año de la historia para la energía eólica marina global.

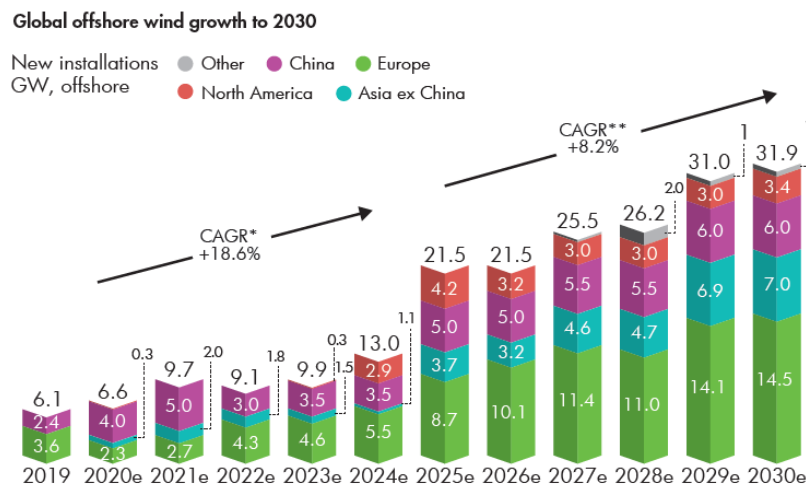


Figura 1. Estimación del crecimiento de la energía eólica marina. [4]

La energía eólica marina supone un reto añadido a las instituciones y supone una nueva hoja de ruta en la expansión año a año de un mayor número de instalaciones. Para cumplir con el objetivo climático de mantener el calentamiento global por debajo de 1,5°C que propone IRENA (Agencia Internacional de las Energías Renovables) [5] en la eliminación de dióxido de carbono, se exige aumentar tres veces las instalaciones eólicas terrestres y hasta diez veces las instalaciones marinas.

Sin duda, las instalaciones marinas serán un pilar importante en el reto climático. Su expansión sigue en aumento, y los desafíos tribológicos que suponen este tipo de instalaciones son parte del reto para una mejora constante. El desarrollo debe estar ligado no sólo a una cuestión climática, sino también de eficiencia y rentabilidad desde el punto de vista de la ingeniería.

Los sistemas de lubricación suponen una parte crucial en la vida útil de los sistemas eólicos, su correcta selección conlleva implicaciones de gran importancia. Una optimización tribológica evita un desgaste prematuro, disminuye la fricción de los componentes y en definitiva se consigue el objetivo que buscamos; un aumento en la eficiencia energética, así como una vida útil más prolongada.

En los próximos años, conforme la energía eólica, tanto marina como terrestre, se consolide con un mayor número de instalaciones y un mayor peso en la generación de electricidad que consumimos, será preciso mejorar las cuestiones tribológicas que trae consigo cada instalación. Resolver estos problemas augura un futuro más sostenible y eficiente.

2. Evolución histórica

2.1 Introducción

Durante toda la historia que nos precede, el viento ha movido mar y montaña, ha desplazado sedimentos y ha erosionado continentes. Ha formado dunas en los desiertos, ha alterado la vegetación de todo el planeta, así como la vida de millones de seres vivos. La energía eólica existe de una manera ilimitada, sin embargo, los humanos no hemos sido capaces de emplear apenas una fracción de la energía cinética producida. El poder del viento se remonta a leyendas, culturas y mitologías a lo largo de la historia.

No sabemos cuándo se empleó el viento por primera vez para generar un trabajo. Podríamos remontarnos a las primeras navegaciones, 40.000 años atrás, cuando los asiáticos cruzaban el mar hasta Australia [6].

De estos viajes se conocen pocos detalles, pero es innegable el uso del viento contra las velas de las embarcaciones para desplazarse por el mar. A estos primeros navegantes, el viento les proporcionó la energía cinética necesaria para las exploraciones y más tarde el asentamiento en islas del Pacífico.

El transporte fue uno de los primeros usos de la energía eólica, pues los egipcios, hace ya más de 5000 años, utilizaban embarcaciones preparadas con velas de lino y papiro. En la obra de Homero, La Odisea, se cuenta la leyenda de Ulises explorando los mares Jónico y Egeo, donde comete el error de enfurecer al Dios de los vientos, *Aeolus*, quien detuvo el viento durante 6 días, lo que obligaría a la tripulación a depender del remo, una herramienta muy poco útil comparada con la fuerza del viento. El uso de velas en el Mediterráneo fue constante durante miles de años [7].

El viento no es la fuente de energía que toda embarcación desea tener, pues su fuerza y dirección se escapa al control humano. Por esta razón, el viento se ha utilizado con moderación, y los ingenieros e inventores han preferido fuentes de energía que se pudiesen manipular a placer.

Hasta mediados del siglo XIX, las naciones dependían de los barcos de vela. Se combinaron los avances de navegación con el diseño de velas para hacer factible esta era de exploraciones y transporte marítimo. Toda la historia de la energía eólica hasta ese momento se había desarrollado en el mar y no en tierra, pero hoy día ocurre lo contrario.

2.2 Los molinos de viento

Sabemos que en el siglo X ya existían molinos girando gracias al viento en regiones de Persia, lo que actualmente es Irán [8]. Estos molinos primitivos usaban velas verticales y eran construidos para moler grano o extraer agua de los arroyos con la que regar las cosechas.

Estas máquinas comenzaron a utilizarse en otros lugares como India o China, donde los agricultores conseguían bombear agua, moler granos o triturar caña de azúcar.

El molino tradicional surgió en Inglaterra. A diferencia de las velas persas, que siguen la trayectoria de un carrusel en torno a un eje vertical, las velas del molino de viento tradicional europeo siguen una trayectoria en torno a un eje horizontal. Todo el conjunto del molino, incluidas las aspas, el eje y la cabina del molino, descansa sobre un gran poste vertical. Al orientar el molino hacia el viento se consigue girar todo el molino alrededor del poste. En 1137, *William of Almoner* diseñó y construyó el primer molino de este tipo en Leicester, Inglaterra.

Razones medioambientales y sociales explican por qué este molino se implantó en Leicester. Gran parte del terreno de aquel lugar es llano, lo que limita el uso de ruedas hidráulicas. También el contexto social de la época contribuyó a su implantación en esta zona de Inglaterra, ya que los reyes habían atribuido los derechos del agua a la nobleza y a la iglesia [9]. Estos derechos se guardaban celosamente y, en la práctica, daban el control de la producción de energía a la nobleza. En este mundo de privilegios adquiridos y hereditarios surgió una nueva fuente de energía que la clase alta no podía controlar. En este ambiente, el viento se convirtió en el gran nivelador de clases. Como declaró el empresario de clase media Herbert de Bury Suffolk, en 1180, *"El beneficio gratuito del viento no debe ser negado a ningún hombre"*.

El uso del molino se extendió por Inglaterra y acabó llegando al continente europeo. En torno al año 1300, se veían molinos de viento de eje horizontal en España, Francia, Bélgica, Países Bajos, Dinamarca, los principados alemanes y los estados italianos. Posteriormente, otros molinos más potentes y elaborados surgieron en los Países Bajos.

En la construcción de molinos se utilizaban estructuras de distintos tipos; de madera, ladrillo o piedra. La torre, como las de la moderna turbina eólica, era inmóvil. La tapa con el rotor, el eje horizontal y el engranaje se apoyaba en un bordillo en la parte superior de la torre. El molinero orientaba el rotor hacia el viento haciendo oscilar la tapa sobre su bordillo. Durante la *"edad de oro"* de los molinos de viento europeos, sólo los holandeses explotaron cerca de 10.000 molinos de torre, y hacían algo más que bombear agua y moler grano. Por ejemplo, reducían la pimienta y otras especias, la cocea, los tintes, la tiza y los pigmentos para pintura. Las empresas madereras los empleaban como energía primaria para los aserraderos. Las empresas papeleras utilizaban los molinos para reducir la pulpa de madera a papel. Se calcula que los molinos proporcionaron hasta un 25% de la energía industrial de Europa desde 1300 hasta la llegada de la máquina de vapor y el carbón durante el siglo XIX. El resto procedía de la energía hidráulica, ayudada por trabajo humano y animal.

Se desconoce si, con la colonización de América, el molino de viento se implantó en este continente de forma inmediata. Bien es cierto que en el escudo de la ciudad de Nueva York aparece un molino, tal y como se aprecia en la Figura 2, pero el clima y topografía de Nueva Inglaterra favoreció el uso de las ruedas hidráulicas, no de molinos.

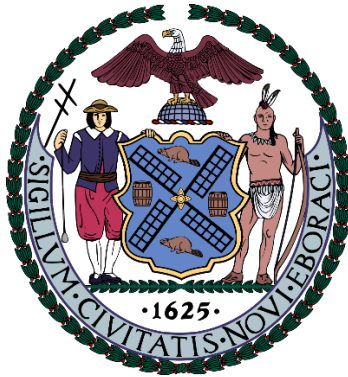


Figura 2. Escudo de la ciudad de Nueva York

Finalmente, el molino de viento se empezó a utilizar en Estados Unidos, pero con un diseño diferente. Se denominó “*molino de viento agrícola estadounidense*” (Figura 3) para referirse al mismo. Era pequeño, ligero y autorregulado, adaptado a las tierras de poca lluvia, pero de abundante viento. Además, resultaba ser económico de construir y de mantener. Estos molinos conseguían extraer agua subterránea en zonas áridas, haciendo posible la agricultura. Entre 1850 y 1900 surgieron molinos de todo tipo en el mercado, se estima que del orden de 6 millones de estos molinos de diferentes estilos pudieron implantarse a lo largo del territorio estadounidense.



Figura 3. Molino de viento agrícola estadounidense.

2.3 La electricidad de la mano del viento

El desarrollo de la energía eólica para moler grano y bombear agua fue históricamente significativo, pero en los últimos años ha sido la unión del viento con la electricidad lo que ha supuesto el foco de interés de los ingenieros de todo el mundo. No fue una unión que se desarrolló rápidamente. En 1748, Benjamin Franklin escribió a un amigo científico que, respecto a la electricidad, estaba un poco disgustado porque hasta ese momento no se había podido encontrar ninguna aplicación que mejorase la vida de las personas. El uso de la electricidad apareció, casi un siglo más tarde, con el desarrollo del telégrafo.

Si bien el telégrafo se utilizó ampliamente durante más de medio siglo, poco más se hizo con la electricidad hasta que las primeras plantas generadoras comenzaron a operar durante el último cuarto del siglo XIX.

A partir de ese momento, el uso de la electricidad cobró auge y, en 1900, se convirtió en un elemento esencial del estilo de vida urbano. En esta atmósfera de descubrimiento, los inventores contemplaron acoplar la energía eólica y la electricidad. Revistas como *Scientific American* desafiaron el ingenio estadounidense para utilizar "las fuerzas naturales que están en juego a nuestro alrededor" para producir la electricidad necesaria [6]. El problema más urgente era cómo almacenar esta forma de energía. Se planteó cómo se podía usar la energía del viento si no se podía almacenar electricidad, especialmente teniendo en cuenta que el viento no sopla necesariamente cuando se necesita. A principios de la década de 1880, el inventor francés Camille Faure había ideado lo que llamó una "caja de electricidad" o batería de almacenamiento. Parecía posible generar electricidad a partir del viento, almacenarla y utilizarla cuando fuera necesario.

El primero en construir una turbina eólica práctica a gran escala fue Charles Brush [10]. Este científico diseñó y construyó en 1886 una turbina eólica enorme, de unas 40 toneladas y más de 18 metros de altura. Desde la torre se hacía girar un rotor con 144 palas delgadas. En esta torre ubicó una dinamo y el engranaje necesario. Instaló 12 baterías, y mediante esta turbina eólica y estas baterías, conseguía suministrar la electricidad que necesitaba para sí mismo, tal y como vemos en la Figura 4.

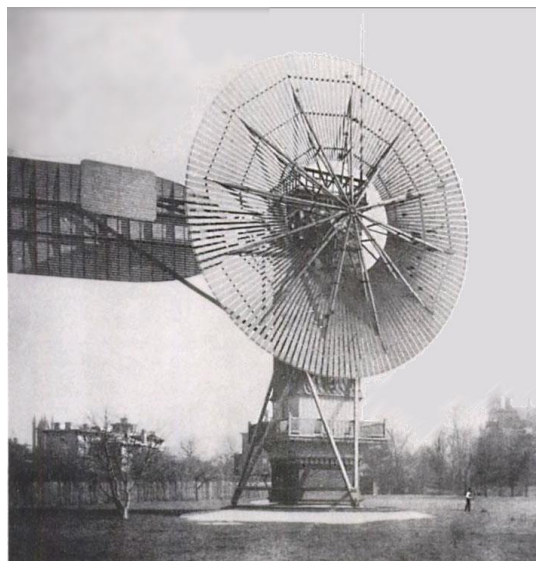


Figura 4. Turbina de Charles Brush

La turbina de Brush funcionó durante 15 años, hasta que, a partir de 1900, la ciudad donde residía comenzó a ofrecer electricidad generada de forma centralizada. A pesar de que su proyecto tuvo éxito y el combustible era gratuito gracias al viento, la maquinaria para construirlo era demasiado costosa. Brush ofreció un concepto que no pudo fabricarse en masa.

Tras la Primera Guerra Mundial se aplicaron los avances de aeronáutica al diseño de una turbina eólica económica. En 1920, no había demasiados agricultores norteamericanos con electricidad, y quienes sí disponían de ella, la producían con generadores de gasolina.

A finales de la década de 1920 las turbinas eólicas establecieron un precedente para las familias agrícolas en la producción de electricidad. La empresa más exitosa fue *Jacob's Windelectric and Wincharger*. Los hermanos Jacob convirtieron un molino de viento agrícola de varias palas para bombear agua en uno que generaba electricidad, pero éste giraba demasiado lento. Se dieron cuenta que la solución era reducir el número de palas y mejorarlas. Entre 1927 y 1957 produjeron unos 30.000 pequeños aerogeneradores. Además, resultaron ser muy fiables, pues no requerían apenas mantenimiento.



Figura 5. Marcellus Jacobs

En 1924, el Instituto de Agricultura de la Universidad de Oxford realizó un estudio donde se probaron siete turbinas de cinco fabricantes. Más tarde informaron que la producción de energía de los molinos de viento para pequeños propósitos era bastante razonable, lo que justifica su uso en zonas rurales donde no había suministro general entonces.

En la década de 1930 las turbinas eólicas ya estaban establecidas en el paisaje rural. Sin embargo, como se indica en el informe de Oxford, se recomendó su uso sólo donde no hubiera suministro general de electricidad. En otras palabras, los ingenieros y empresarios se habían comprometido con los sistemas centrales de energía y la creación de una red de líneas de transmisión para transportar la electricidad. La idea de unidades de energía individuales era un anatema para los ingenieros que pensaban en términos de sistemas eléctricos que servían a grandes poblaciones desde una fuente de generación central.

Por supuesto, hubo quejas respecto a llevar energía a las zonas rurales de Estados Unidos ya que era costoso. El tendido de cables era caro y las empresas de servicios públicos se negaban a prestar servicio a los hogares rurales a menos que estuvieran muy cerca unos

de otros y de los centros urbanos. En 1930, aproximadamente el 10% de las familias agrícolas estadounidenses podían presumir de disponer de electricidad. Fue en este momento cuando entró en vigor la Ley de Electrificación Rural [11]. Esta ley fue aprobada en 1936, y cambiaría dramáticamente estas estadísticas en los Estados Unidos. La ley instaba a los agricultores locales a establecer cooperativas con la autoridad y hacer préstamos para llevar energía eléctrica a las granjas dentro de su región designada. Tuvo un enorme éxito. Nadie negaría el logro que supuso esta ley, pero afectó enormemente a la industria eólica. Por 1957, todas las empresas eólicas estadounidenses cerrarían sus puertas.

Mientras ocurría todo esto en América, en Europa se había llevado a cabo una investigación activa sobre aerogeneradores más grandes. En 1900, Poul La Cour, un científico que pasó la mayor parte de su vida trabajando en sistemas eólicos eléctricos, fue responsable de que 40 turbinas generaran electricidad en Dinamarca [12].

El nombre de Poul La Cour marca el punto de inflexión desde la construcción histórica de molinos de viento hasta la tecnología moderna de turbinas eólicas generadoras de energía. Suyo es el mérito de perfeccionar la tecnología tradicional de los molinos de viento sobre la base científica. Fue pionero en la generación de electricidad mediante energía eólica. Poul La Cour era profesor en un centro de educación de adultos en Askov y animado por el gobierno danés que estaba buscando formas de suministrar electricidad en las zonas rurales de Dinamarca, La Cour construyó una turbina eólica experimental que impulsaba una dinamo.

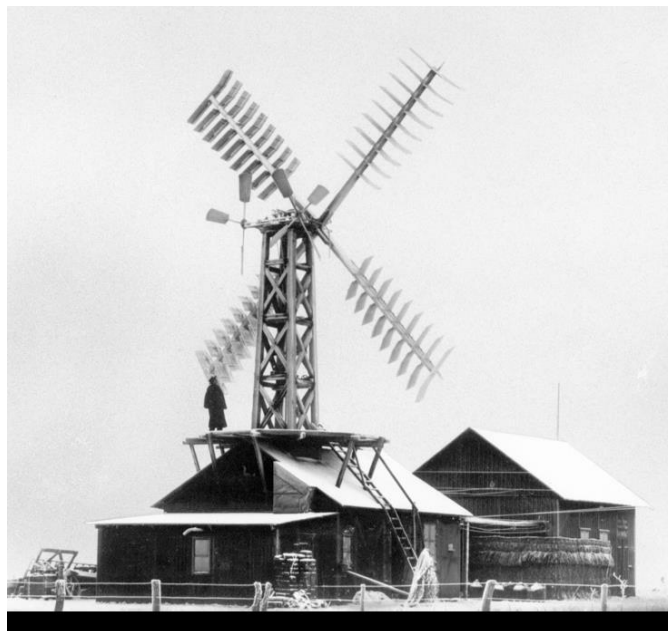


Figura 6. Poul La Cour en Askov, Dinamarca

El hecho notable es que también abordó el problema del almacenamiento de energía. Usó la corriente continua generada por su turbina eólica para la electrólisis del agua y almacenó el gas hidrógeno producido. De 1885 a 1902, las lámparas de gas que utilizaban este método iluminaban los terrenos de la escuela en Askov. En lo que respecta al molino de viento, el aerogenerador eléctrico de La Cour siguió los principios de los molinos de

viento tradicionales. Aunque era muy consciente de las ventajas de las velas de molino de viento de forma aerodinámica, utilizó un rotor con cuatro velas de persiana. Sabía que esta tecnología se podía gestionar mucho mejor en el país. En los años siguientes, La Cour amplió sus actividades en Askov para establecer una estación de pruebas bien equipada para turbinas eólicas.

Una de las principales razones del éxito en la utilización de la energía eólica para la generación de electricidad fue el hecho de que muchas zonas rurales de Dinamarca recibieron corriente continua incluso después de la Segunda Guerra Mundial desde el suministro centralizado. Operar un aerogenerador en paralelo con centrales eléctricas de tipo diésel o de gas que generan corriente continua era técnicamente más fácil que con corriente alterna.

El éxito de La Cour se hizo evidente cuando la empresa Lykkegaard comenzó con la utilización industrial de sus desarrollos. Por 1908, ya había construido 72 turbinas eólicas generadoras de electricidad, siguiendo el modelo de la estación de prueba en Askov, que suministraba energía a los asentamientos rurales. Este desarrollo fue acelerado por el dramático aumento de los precios del combustible durante la Primera Guerra Mundial, de modo que, en 1918, cerca de 120 turbinas eólicas estaban en funcionamiento.

Las turbinas La-Cour-Lykkegaard se construyeron en varios tamaños con salidas de potencia que iban desde 10 a 35 kW. El rotor, con un diámetro de hasta 20 m, tenía cuatro velas de persiana, lo que permitía mantenerse por debajo de un cierto límite de velocidad de rotación. El guiado se realizaba mediante dos ruedas laterales tipo cola de abanico. El generador eléctrico se instaló en la base de la torre de acero y era impulsada por el rotor a través de un eje largo. La electricidad se introdujo en las pequeñas redes de consumo aisladas a través de baterías. El rendimiento global de las turbinas eólicas era de aproximadamente un 22% [12]. En un buen emplazamiento, el rendimiento energético anual era de unos 50.000 kWh (Figura 7a, 7b).

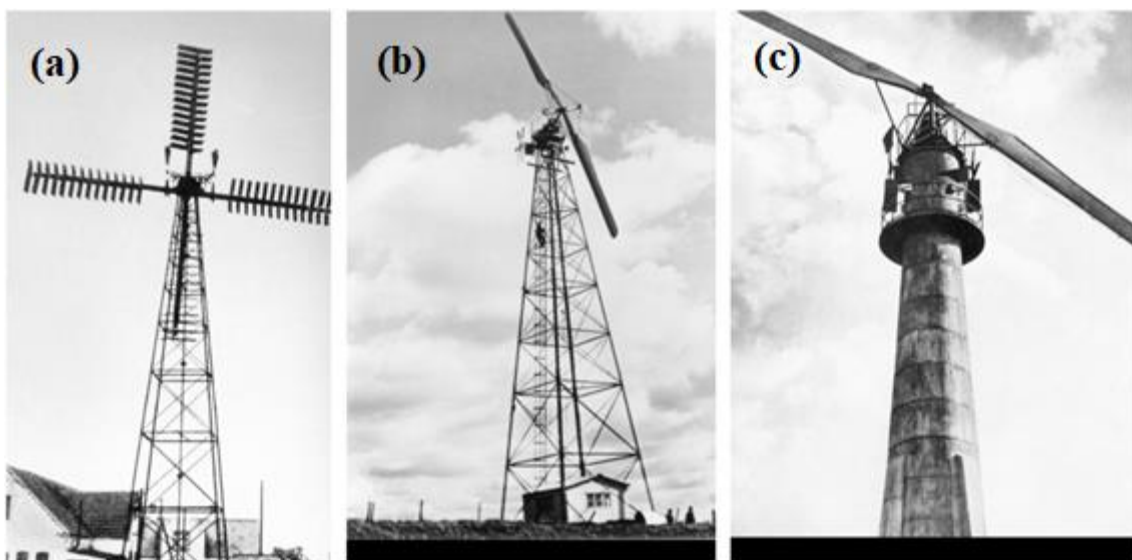


Figura 7. Turbina eólica de La-Cour-Lykkegaard y turbinas de Smidth Aeromotor

Antes de la Primera Guerra Mundial ya existían algunas empresas alemanas fabricando aerogeneradores estadounidenses bajo licencia. Hasta los años treinta, se dispusieron de un total de 3600 turbinas. La mayoría de estas se utilizaron para bombear agua, su propósito previsto, pero algunas de ellas fueron modificadas para la generación de energía eléctrica. Después de la Primera Guerra Mundial, hubo intentos para desarrollar turbinas eólicas generadoras de electricidad basadas en conceptos técnicos más avanzados. Sin embargo, el rotor estadounidense no tenía las características adecuadas. El trabajo de Poul La Cour sirvió a los alemanes para continuar en su desarrollo de turbinas eólicas, mientras que los ingleses mostraron un interés similar.

El impulso decisivo en Alemania provino del campo teórico. El físico Albert Betz abordó el problema de la física y la aerodinámica del rotor eólico desde un enfoque estrictamente científico [13]. Demostró que la máxima utilización físicamente posible del viento por un convertidor de energía eólica en forma de disco, similar a una turbina, está restringida a 59,3% de la potencia contenida en la corriente de aire. Esta base teórica permitió diseñar de forma fiable los modernos rotores eólicos de alta velocidad. Además de los principios de la aerodinámica, en los años veinte también se desarrollaron principios avanzados de diseño ligero en la ingeniería aeronáutica, lo que también fue un requisito previo importante para la implementación de grandes rotores. Más adelante, en los años 1930 a 1940, Alemania vivió mucha actividad de desarrollo teórico y de diseño en el campo de la tecnología eólica. La motivación detrás de esto fue, en parte, sin duda, el esfuerzo del Reich alemán por la autosuficiencia en el suministro de combustible y energía.

En Dinamarca, el interés en la generación de electricidad mediante energía eólica se desvaneció después de la Primera Guerra Mundial. El combustible diésel fue relativamente barato durante este período. Sin embargo, la situación volvió a cambiar con el estallido de la Segunda Guerra Mundial. Los precios de los combustibles se dispararon e inmediatamente se reavivó el interés por utilizar la energía eólica para la generación de electricidad. Dinamarca fue el único país europeo en el que se siguió desarrollando la industria eólica en estos períodos de guerra [14]. Las turbinas eólicas de Lykkegard que habían dejado de utilizarse se pusieron nuevamente en servicio y se construyeron otras tantas. Además del concepto de La Cour, que ya estaba algo desactualizado, un nuevo fabricante entró en el mercado con diseños más modernos.

La empresa F. L. Smidth, fabricante de máquinas para la producción de cemento cuyo mercado de exportación se había derrumbado por los acontecimientos de la guerra, se dedicó a la construcción de aerogeneradores. Usando el nombre de “Aeromotor” para su diseño, Smidth comenzó desarrollando una turbina eólica con un diámetro de rotor de 17,5 m y una potencia de salida de aproximadamente 50 kW a una velocidad del viento de aproximado de 11 m/s. El diseño aerodinámico del rotor constaba de dos palas de rotor perfiladas de madera laminada. Las palas del rotor no tenían torsión y no se podían inclinar. La velocidad estaba limitada por un freno aerodinámico (Figura 7c).

2.4 Decadencia de la energía eólica

Después de la Segunda Guerra Mundial, los precios de los combustibles primarios, el carbón y el petróleo, volvieron a bajar y comenzó un período en el que las importaciones de petróleo eran extremadamente baratas. La disponibilidad de combustibles para la generación de electricidad no supuso ningún problema. La protección del medio ambiente aún no se consideraba como algo importante y, de ser así, no se relacionaba con la producción de electricidad. Sin embargo, continuaron los intentos de generar energía eléctrica mediante aerogeneradores, eso sí, en mucha menor medida.

En el Reino Unido, John Brown Company erigió una turbina eólica experimental en las Islas Orcadas en 1950 para la Junta Hidroeléctrica del Norte de Escocia. La turbina constaba de tres palas con un diámetro de rotor de 15 m y una potencia nominal de 100 kW, sin embargo, no tuvo demasiado éxito, probablemente debido al complejo diseño del rotor.

Aproximadamente al mismo tiempo, Enfield Cable Company también construyó una turbina eólica de 100 kW en Inglaterra, basada en los planos del ingeniero francés Andreau. El aerogenerador Andreau- Enfield se basa en un concepto técnico que se ha mantenido hoy en día, pues Andreau ideó un sistema de transmisión de potencia neumático. Sin embargo, tampoco tuvo éxito ya que la eficiencia era aproximadamente del 20%, además de que los costes de construcción eran demasiado elevados.

Otros ingenieros en Francia trabajaron en el diseño de aerogeneradores más grandes. En 1958, L.Romani construyó un generador de 800 kW de potencia nominal. Paralelamente, Louis Vadot desarrolló dos aerogeneradores en la costa del Canal de la Mancha, uno de ellos con una potencia de 132 kW y un rotor de 21,1 m de diámetro, y otro mayor de 35 m de diámetro y una potencia de 1000 kW.

Los daneses continuaron experimentando con nuevos diseños de generadores, así, en 1957 J. Juul construyó un aerogenerador de 200 kW con un diámetro de 24 m de rotor en Gedser. Este aerogenerador estuvo funcionando desde 1957 hasta 1966, por tanto, fue la única turbina eólica que logró sobrevivir hasta el renacimiento de la tecnología eólica tras 1975. Un acuerdo entre la NASA y Dinamarca permitió que la turbina Gedser se pusiera de nuevo en marcha en 1977 y sirvió como turbina experimental durante varios años.



Figura 8 Aerogenerador Gedser y W-34

En Alemania, en 1958, Hütter desarrolló la turbina eólica W-34, [15] con un diámetro de 34 m y una potencia de 100 kW. El concepto de la W-34 junto a la Gedser (Figura 8) sentó las bases del diseño de las turbinas modernas hasta nuestros días.

Hütter fabricó el aerogenerador de dos palas, hechas de un avanzado material compuesto de fibra de vidrio. Un método que más tarde se utilizaría de forma generalizada, especialmente en la construcción de planeadores. Las palas estaban unidas al eje del rotor a través de un eje que permitía movimientos oscilantes del rotor para compensar la asimetría de las cargas aerodinámicas. Los movimientos de balanceo del rotor se amortiguaban aerodinámicamente acoplado mecánicamente el ángulo de balanceo al ángulo de inclinación de las palas.

El W-34 tenía una potencia relativamente baja, de 100 kW, en comparación con la mayoría de los aerogeneradores de la época. Hütter pretendía aprovechar la baja velocidad media del viento en el interior del país. Además, dio prioridad a la construcción ligera del aerogenerador, ideas que influyeron considerablemente en el diseño de los posteriores aerogeneradores alemanes.

Si se intenta sacar una conclusión de la experiencia adquirida con los primeros grandes aerogeneradores de estos años, surgen varias razones para su falta de éxito. Hubo que hacer frente a numerosos problemas y fallos, no todos ellos originados únicamente en el aspecto técnico, sino también debidos a una mala organización. En general, esta situación dio lugar a valores de rendimiento energético relativamente bajos, a pesar de que algunos de los aerogeneradores llevaban muchos años funcionando.

Sin embargo, la verdadera razón de la interrupción de estos desarrollos se encuentra en la situación energética general de la época. Debido a los precios extremadamente bajos de

los combustibles primarios, la electricidad eólica no tenía ninguna posibilidad económica. Esta tecnología no tenía forma de evolucionar dadas las circunstancias.

2.5 Nueva era de los aerogeneradores

En la década de los ochenta, los programas de desarrollo de la tecnología eólica, subvencionados e iniciados por el Gobierno de cada país, se orientaron principalmente a la construcción de grandes turbinas experimentales. Las grandes turbinas experimentales fueron construidas casi exclusivamente por grandes y conocidas empresas industriales, ya que solo estas pudieron desarrollar y construir proyectos de esta magnitud desde un principio.

El desarrollo comenzó en Estados Unidos. De 1975 a 1987 una serie de grandes turbinas experimentales designadas desde MOD-0 a MOD-5 fueron montadas y probadas.

En 1975 se puso en marcha el primer aerogenerador MOD-0 de 200kW. La idea principal era poner en práctica los modelos teóricos obtenidos en Hütter, de donde se había basado el diseño. Como se puede apreciar en la Figura 9, inicialmente se construyeron los aerogeneradores sobre unas plataformas que, posteriormente, tuvieron que sustituir por otra estructura, pues las anteriores provocaban interferencias cuando las palas pasaban por la parte inferior.



Figura 9. Turbinas experimentales en Estados Unidos

Estos diseños sirvieron para estudiar los diferentes puntos de funcionamiento a distintos regímenes, además de probar con otros componentes para favorecer la eficiencia y obtener datos relevantes sobre el efecto del viento para determinadas circunstancias.

El aerogenerador MOD-1 fue un paso más allá, con sus 2 MW de potencia se le considera el primer proyecto capaz de generar electricidad a escala industrial, sin embargo, también trajo consigo demasiados problemas de funcionamiento. Más tarde, con el MOD-2 de 2,5 MW, se intentaría suplir los fallos anteriores, así como disminuir el coste económico [13].

El último y mayor proyecto, el MOD-5A, diseñado por General Electric, no llegó a completarse. La turbina debía tener un diámetro de rotor de 122 m y una potencia nominal de 7300 kW. Como característica especial se preveía un rotor bipala. El proyecto se canceló en 1993 en favor del MOD-5B, ya que este diseño se basaba en gran medida en las turbinas MOD-2 anteriores y podía llevarse a cabo de forma más rápida y económica con las subvenciones que aún estaban disponibles. Después de que el MOD-5B se probara en las islas de Hawái, el desarrollo subvencionado por el Gobierno para las grandes turbinas experimentales se detuvo en Estados Unidos [16].

En Dinamarca, una iniciativa privada se encargó de empezar con proyectos tan ambiciosos como los anteriores. En 1975, un sindicato construyó la "Turbina Tvind" con una potencia de 2000 kW en una escuela de adultos de Ulfborg. La turbina se construyó con mucho entusiasmo e idealismo, pero de forma bastante amateur en algunos aspectos. Más tarde, en 1977, las empresas danesas de servicios públicos construyeron los sistemas experimentales Nibe A y Nibe B con 630 kW de potencia. En 1991 se estimó un uso de 6000 h para el A y 25000 h para el B.



Figura 10. Turbina Tvind. Turbinas Nibe A y Nibe B

Dinamarca no cesó en su desarrollo, y se involucró en la producción de aerogeneradores de entre 10 y 55 kW a principio de los años ochenta. Algunos de ellos contaban con generador asíncrono, frenos aerodinámicos, control sobre velocidad excesiva, palas compuestas de diferentes materiales, rotores de paso variable o incluso el eje de rotación inclinado. Cada uno de ellos, con estas y otras particularidades, sin duda fueron fundamentales para el extenso desarrollo danés en la tecnología eólica. En 1985 había 1400 aeroturbinas que sumaban 50 MW y suministraban 28 millones de kWh.

En Alemania también se construyeron diseños innovadores como el Voith WEC-520. Unos años más tarde se desarrolló la turbina Aeolus II en cooperación con Suecia y la WKI-60 en la isla de Heligoland [12].

En el programa sueco, la primera turbina experimental con la denominación WTS-75 (más tarde Aeolus I), tenía una potencia nominal de 2 MW y un diámetro de rotor de 75 m, se instaló en 1982 en la isla de Gotland [17]. La WTS-3 incorporaba elementos de construcción más ligeros y flexibles. El rotor de dos palas tenía un eje oscilante y la torre era de acero con un diseño más adecuado frente a las vibraciones. Los dos prototipos suecos se desarrollaron en cooperación con una empresa estadounidense (WTS-3) y una alemana (WTS-75), respectivamente. En Estados Unidos, el modelo hermano del WTS-3, el WTS-4, fue construido por Hamilton-Standard.

Fue en California, a mediados de la década de 1980 donde se centró la atención en la energía eólica. Al carecer prácticamente de carbón, de gas natural y de un petróleo demasiado caro, unido a la fuerte oposición a la energía nuclear, la energía geotérmica emergió con fuerza en un principio, pero más adelante fue la energía eólica la que se implantaría.

Se dieron distintas condiciones favorables, como la demanda local, los subsidios locales y un clima político conveniente. En los años ochenta miles de sistemas de generación eléctrica a través de energía eólica surgieron rápidamente en California [18].

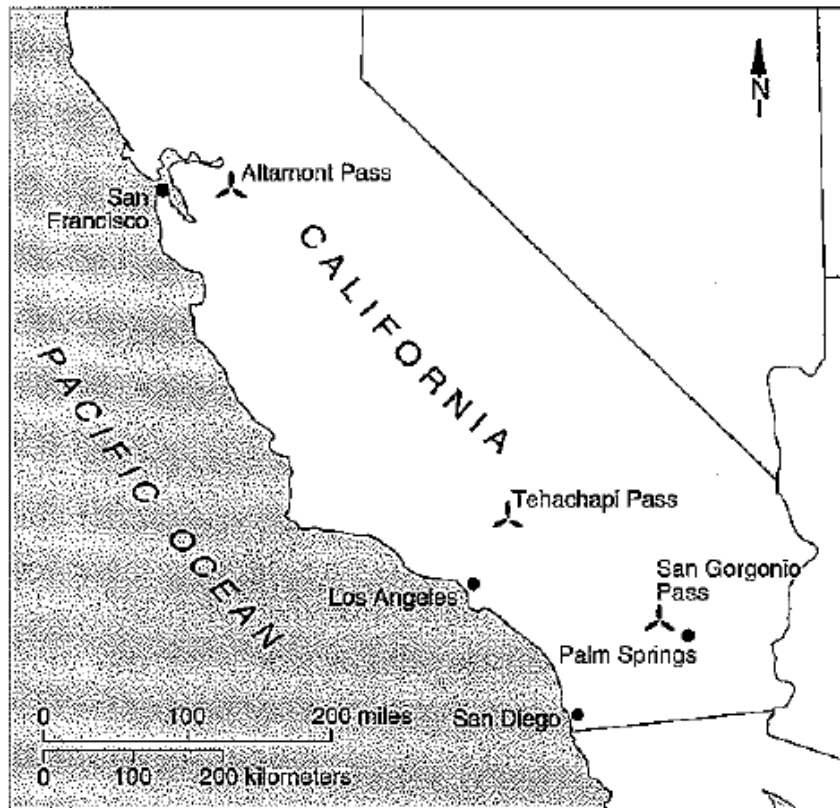


Figura 11. Principales localizaciones de aerogeneradores en California

En California están presentes muchas de las turbinas que, en 1984, Dinamarca exportó, con una suma total de 100 MW de potencia por valor de 100 millones de dólares.

Sin embargo, las ayudas económicas cesaron y no fue posible mantener todas las instalaciones. Además, con problemas añadidos como las dificultades técnicas o las malas ubicaciones elegidas, los ruidos, la amenaza para las aves migratorias o en peligro de extinción contribuyeron a la retirada de las mismas [19].

Debido a esto, la experiencia en California no fue muy buena, pero sirvió para continuar avanzando en la mejora de esta tecnología y en Europa se tomó como referencia para no cometer los mismos errores.

Mientras, en Holanda se desarrollaba, en 1986, el proyecto NEWECS-45 de 1MW de potencia y 45 mm de diámetro [20]. Gran Bretaña también venía apostando por la energía eólica desde mediados de la década de los setenta, trabajando múltiples desarrollos. Se

trasladó el encargo a la North Scotland Hydroelectric Board de la construcción de dos turbinas, una de 250 kW y otra de 3 MW (Figura 12) que comenzaron a funcionar a principios de los ochenta en las Islas Orcadas (Escocia) dadas las características favorables como fuertes vientos además de constantes.

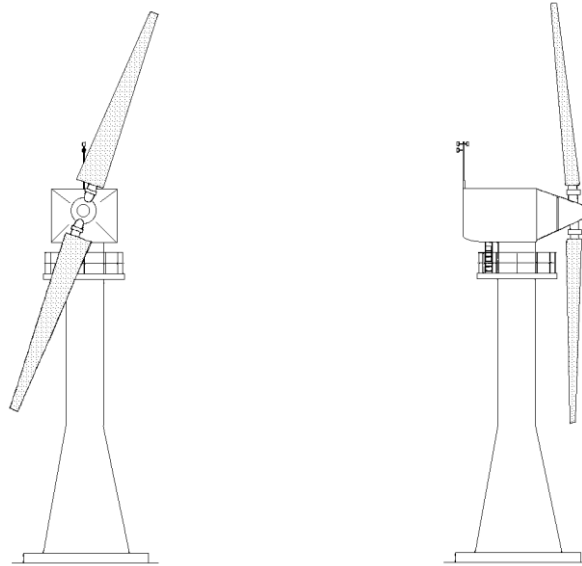


Figura 12. Aerogenerador de 3 MW de North Scotland Hydroelectric

Italia, sin embargo, fue un ejemplo de lo que probablemente ocurriría en otros muchos países, la tecnología eólica llegó tarde y con desconfianza en su eficacia. La tensión política, la crisis del petróleo y el accidente nuclear de Three Mile Island en Estados Unidos, en 1979, afectaron al desarrollo en la energía eólica en el país transalpino.

Aunque se pusieron sobre la mesa alternativas para el desarrollo de energías alternativas y varias empresas industriales se unieron para lanzar una serie de programas de investigación y desarrollo para promover el uso de la energía eólica en Italia, se pensaba, por alguna causa no fundamentada científicamente, que Italia no era un lugar adecuado para instalar aerogeneradores. Sin embargo, se estudiaron las áreas con mayor potencial en el sur e islas italianas, llegando a la conclusión de que los vientos eran medio-altos, adecuados para la instalación de aerogeneradores.

Así pues, Italia comenzó una carrera hacia las energías renovables. Empresas del sector privado también se involucraron estudiando la viabilidad de máquinas de entre 160 y 225 kW. El Gobierno incentivó con subvenciones, pero resultaron ser del 30-40% del coste inicial [21]. Italia no terminaba de dar un paso adelante en la energía eólica, y probablemente esta situación fuera análoga a otros muchos países que dejaron de lado el ejemplo danés.

A diferencia de Dinamarca, España y otros países europeos, Italia desarrolló aerogeneradores pequeños, de apenas 70 kW y algunos medianos de hasta 320 kW a finales de los años 70. No consiguieron resolver los problemas técnicos con pruebas que a veces se llevaban a cabo en condiciones de viento desfavorables. El desarrollo entró en una nueva fase cuando se decidió construir una unidad grande, la GAMMA 60 de 1,5

MW (Figura 13). Una configuración totalmente innovadora donde ahora sí, Italia se tomaba más en serio la energía eólica.



Figura 13. GAMMA 60 en Cerdeña

Tras la experiencia en California, se inició una época alimentada por la preocupación sobre la energía nuclear y la necesidad de establecer nuevas estrategias para poner soluciones al calentamiento global. Dinamarca tomó las riendas en el desarrollo de la energía eólica en todo el continente europeo, tomando un camino distinto al que Estados Unidos había tomado años atrás. Mientras que los estadounidenses basaron su desarrollo desde la industria aeroespacial, los daneses lo abordaron desde la agricultura, sector que es la base de su economía.

La preocupación internacional por el cambio climático, que se manifestó por primera vez en el informe Brundtland (Brundtland, 1987) [22] sirvió a Dinamarca, una vez más, para imponerse como primera potencia mundial en el desarrollo de la energía eólica. A principios de los años noventa, el objetivo de Dinamarca era claro, la reducción del CO_2 en un 20% con una previsión futura respecto a las cifras de sus aerogeneradores, aumentando en número y tamaño.

El valor de la energía eólica ha estado presente en los daneses y han sido ellos quienes han marcado el camino para que la energía eólica sea hoy tal y como la conocemos. El objetivo de Dinamarca, y el objetivo de otros tantos países es continuar desarrollando esta tecnología junto con otras renovables para que, en un plazo de tiempo razonable se pueda prescindir del carbón y de otros combustibles fósiles para que la energía necesaria se produzca con al 100% con renovables.

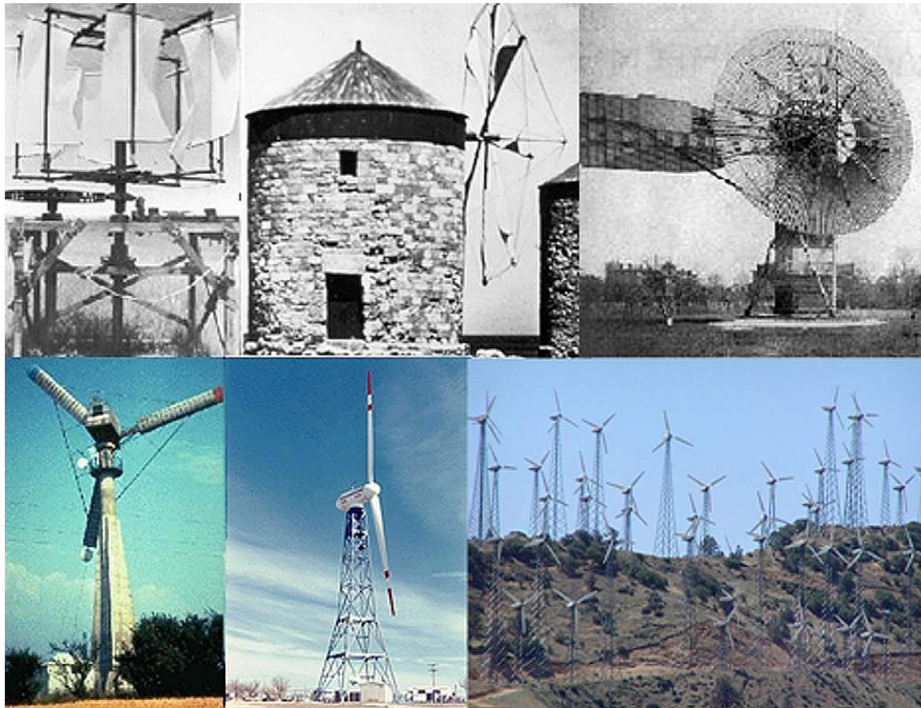


Figura 14. Evolución histórica de los molinos de viento

2.6 Desarrollo de la energía eólica en España

A mediados de la década de los noventa comienza en España una expansión importante en el aprovechamiento de la energía eólica. La disposición de zonas altamente potenciales para la instalación de aerogeneradores y las medidas políticas para el desarrollo de energías limpias, especialmente de la energía eólica, han servido para crecer y convertirse hoy día en uno de los países que más aprovecha el viento para generar electricidad junto con Alemania o Estados Unidos [23].

La posibilidad de aprovechar el viento como recurso energético en España se remonta a la década de 1950, pero no fue hasta el año 1979 cuando el Centro de Estudios de la Energía llevó a cabo estudios con el objetivo de construir una planta de energía eólica de 100kW. Antes de iniciar este proyecto se estudió, como no podía ser de otra manera, los recursos eólicos de los que dispone España. Había que tener en cuenta que en algunas regiones el viento podía llegar a ser tan fuerte que podía perjudicar la infraestructura de los aerogeneradores [24]. A través del Instituto de Técnica Aeroespacial y utilizando datos del Instituto Nacional de Meteorología y de lo que entonces era la Comisión de Energías Especiales, se hicieron mediciones para determinar las localizaciones más adecuadas para el funcionamiento de la planta. Se completó así el mapa eólico español habiendo identificado cada zona con situación favorable para la colocación de los aerogeneradores.

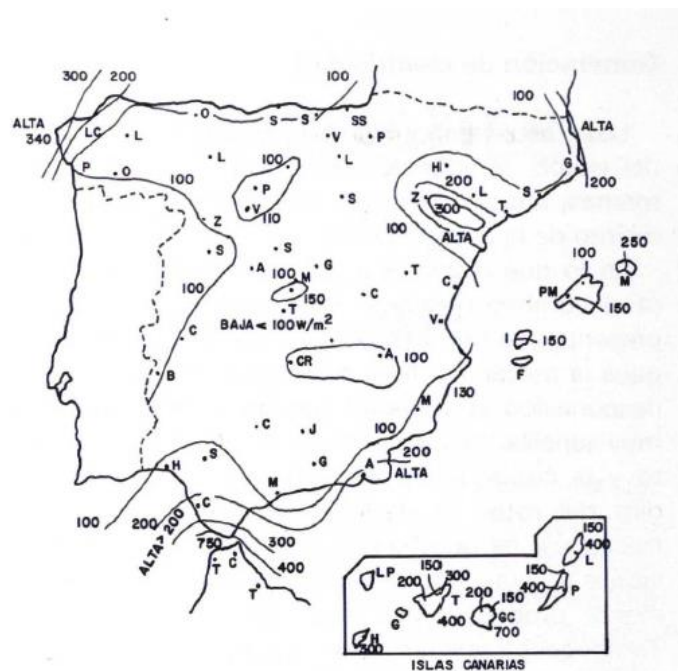


Figura 15. Isóneas teóricas de potencia eólica media anual (W/m^2) [24]

Al inicio de los años ochenta, algunas empresas se involucraron en el diseño de estas máquinas. Poco después se llevó a cabo el proyecto de la planta experimental en Cádiz, concretamente en Punta de Tarifa, una de las localizaciones de la península más azotadas por el viento, situación ideal para hacer girar cada molino [25]. Esta planta se puso en

marcha en 1982, y fue la introducción de España a la energía eólica moderna, donde se realizaron múltiples ensayos hasta que, en 1990, dejó de utilizarse.

En 1985, en colaboración con Alemania, España inició un programa cuyo objetivo era el diseño y construcción de aerogeneradores de 1 MW de potencia. En 1989, uno de estos proyectos, el AWEC-60, con 1,2 MW de potencia y 60 m de diámetro, se puso en marcha en Galicia. Este proyecto fue pionero en España, lo que ha dado lugar, gracias a la evolución tecnológica, al desarrollo del parque eólico de Cabo Vilano durante los últimos 25 años [26]. Entre las innovaciones que incluía el AWEC-60 podíamos encontrar un sistema eléctrico que permitía una variación del giro de hasta un 10% además de un nuevo proceso en la fabricación de las palas.

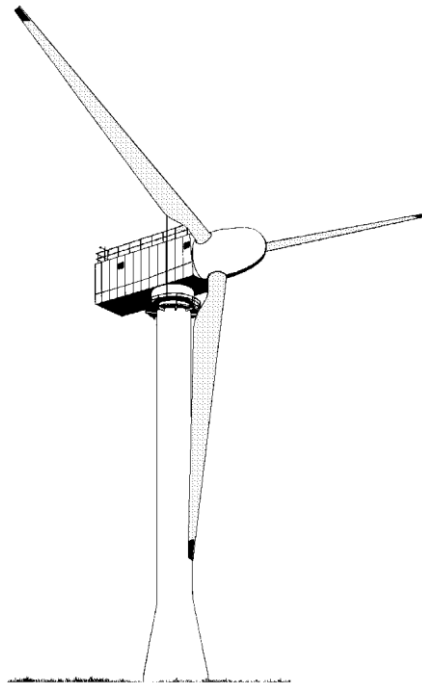


Figura 16. Aerogenerador AWEC-60

Otro programa creado en 1982 apuntó a un prototipo tripala con potencia de 5,5 kW y 22 kW, fibra de vidrio como material de construcción, 10 m de diámetro, y otras características como la limitación de la potencia por la entrada en pérdida de las palas, corrección de la góndola con dos rotores auxiliares o frenos hidráulicos

A partir de este prototipo, dos años más tarde se construyeron cinco turbinas de 24 kW de potencia en Cataluña. Los cinco dispositivos eran capaces de generar 250 MW anuales en su conjunto. La puesta en marcha de estas unidades sirvió como experiencia para el desarrollo de nuevos prototipos con innovadoras características; 30kW de potencia nominal, orientación de la góndola con veleta y un motorreductor, además de la simplificación de los componentes.

En Zaragoza cabe destacar el parque eólico puesto en marcha en 1987. Allí se instalaron 12 unidades de 30 kW conectados a la red de distribución general por una estación transformadora. Mas tarde otros generadores de 75 y 110 kW se instalaron junto a los 12 anteriores, con características similares a los instalados en Cataluña [16].

La localización aragonesa supone todo un descubrimiento para aprovechar las virtudes de la energía eólica. Concretamente en el valle del Ebro, se llama cierzo al viento que sopla del noroeste o del oeste noroeste, es decir, siguiendo la dirección del valle aguas abajo del río. Con esta situación, la más frecuente y persistente, los vientos tienen mayor intensidad en el valle. Hablamos de una velocidad media anual de 6,8 m/s lo que supone una producción media de 800 MW anuales.

En 1986 se proyectó el parque eólico de Tenerife. Contaba con 4 generadores de 30kW. Más tarde, en 1991, se llevó a cabo un prototipo de 300 kW (MADE AE26), con eje horizontal, tripala y conexión directa a la red general de electricidad. En 1992 se puso en marcha. El parque eólico canario está situado en una de las localizaciones más privilegiadas de la geografía nacional respecto al aprovechamiento del viento, pues la velocidad media es de 7 m/s.

Otra de las localizaciones interesantes es A Coruña, concretamente en Estaca de Bares, donde en 1987 comenzó a funcionar su parque eólico con 12 aerogeneradores de 30 kW distribuidos paralelos a la costa. Un poco más tarde entraría en funcionamiento el parque eólico de Girona, en 1989, con 4 aerogeneradores de 110 kW y dos más de 75 kW.

Estudios realizados en la comunidad autónoma de Andalucía determinaron que la provincia de Cádiz era la zona más favorable para la instalación de aerogeneradores. Las velocidades medias de los vientos de Levante y Poniente alcanzan 12,1 y 6,7 m/s respectivamente, por lo que en 1985 se inicia el proyecto del parque eólico en Tarifa con 7 aerogeneradores de 470 metros de altura próximos al estrecho de Gibraltar. Dadas las condiciones climatológicas no es de extrañar que en 1988 el parque, contando con una potencia total de 300 kW, produjera 575 MWh [27] con una disponibilidad del 88%. En 1989 fueron 1606 MWh los producidos con un tiempo de disponibilidad de 92%, y para mayor sorpresa, al año siguiente se produjeron 2830 MWh con el 93% de disponibilidad. Bien es cierto que en 1989 se instala, además, un aerogenerador diseñado y fabricado en España con una potencia de 150 kW y otro de 300 kW.

En la geografía gaditana, durante esta época, se continuó con la puesta en marcha de otros parques eólicos que se aprovecharon de las favorables condiciones de viento de Tarifa. La planta PESUR montó 34 aerogeneradores de 180 kW y 154 unidades de 100 kW desde 1991 hasta su puesta en funcionamiento en 1993. Otro parque eólico de Tarifa con 10 MW de potencia se unió al anterior con un coste que superaba los 3000 millones de pesetas. Con estas cifras, la energía eólica en el sur de la península no podía ser más favorable.

Instalaciones y proyectos como los de Cádiz ratifican que, más de 30 años después, España se consolidara como uno de los países con mayor potencia eólica instalada [28].

A principios del nuevo siglo, España se encontraba en una fase de crecimiento donde además se preveía mejorar las perspectivas en los años siguientes, pues la necesidad energética era una realidad y año a año la demanda creía de forma exponencial. Tanto empresas como el Gobierno ya pensaban que la política energética debía tomar un nuevo rumbo.

Desde que en 1999 superara a la energía hidráulica, la eólica está en auge, gracias sobre todo al esfuerzo de quienes innovaron, arriesgaron y consiguieron consolidar un sector potente. A finales de 2003 se contaba con 6160 MW de potencia eólica instalada [29]. Los siguientes años se estaban instalando más de 1000 MW anuales en el país, y el liderazgo mundial empezaba a ser indiscutible. A mediados de 2006 España ya contaba con 490 parques eólicos en funcionamiento, y continuaba en aumento [30].

La Red Eléctrica de España fue responsable de que las infraestructuras se actualizasen y evolucionasen de la manera más adecuada. La estabilidad de la red, el control de la tensión o la anticipación para disponer de los recursos eran asuntos que poco a poco tomaron mayor importancia.

Aparecieron nuevas tecnologías y fabricantes para jugar su papel en el desarrollo del sector. El Gobierno decidió invertir en investigación para que España estuviera a la cabeza en patentes eólicas. A finales de 2008 habían más de 16.000 MW instalados en España en aerogeneradores. España y Alemania, a la cabeza del mercado europeo, empezó a quedarse atrás respecto a grandes mercados como China, India o Estados Unidos. Sin embargo, países como México, adoptaron equipos producidos y desarrollados en España, fruto del trabajo e inversión de los años previos.

Por desgracia, la crisis económica, una serie de decisiones y previsiones gubernamentales probablemente erróneas, llevaron a cuestionar la energía eólica manifestando la ya famosa y al mismo tiempo falsa frase de “las renovables son caras” [31]. No tuvo la culpa la tecnología, la investigación ni el extenso desarrollo que hasta ahora había hecho posible la energía eólica. Tampoco el impacto paisajístico que, a esas alturas, ya formaba parte de la imagen tecnológica del país, al igual que los molinos que Don Quijote introdujo en la cultura castellana.

La realidad es que, a partir de 2009, las regulaciones afectaron enormemente al sector eólico. Los fabricantes sufrieron las consecuencias, pronto fueron necesarias las exportaciones de los aerogeneradores a otros países, cuando inicialmente eran destinado al territorio nacional.

Curiosamente, los últimos días de 2009, la energía eólica cubría el 54,5% de las necesidades eléctricas españolas. Fueron días donde se superó a los ciclos combinados, situándose como la segunda tecnología de generación eléctrica por detrás de la nuclear. Otros países tomaron fuerza, Estados Unidos, Francia y Alemania como firmes defensores de las energías limpias adelantaron a España en la revolución renovable. España se quedaba atrás en un listado de países que apostaban por las energías renovables.

A pesar de todo, la energía eólica llegó para quedarse. La Comisión Europea estimó, en 1995, que en el mejor de los casos se conseguiría instalar 1.690 MW de plantas de energía renovable (conjuntamente entre eólica, geotérmica y fotovoltaica) y en el año 2000, solo en eólica en España había 2.339 MW, y en 2019 la suma ascendía a 23.500 MW y 50 TWh [32].

En el año 2011 se estableció una nueva hoja de ruta para alcanzar el 20% de generación mediante renovables. En este plan se elaboró un atlas eólico de España cuya intención era la de valorar el alcance del recurso eólico en el país. Se estimó que el recurso eólico terrestre era de 332 GW con una velocidad media del viento de 6 m/s y altura de 80 m. Siendo esto así, se podía llegar a generar entre 700 y 750 TWh, cifras alentadoras teniendo en cuenta que, por ejemplo, el consumo total en España en 2018 fue de 264 TWh [33].

El plan con vistas a 2020 era de 35.750 MW, de los que 750 MW serían marinos, generando en total 75 TWh. Sin embargo, hubo una parálisis del sector renovable en España entre 2012 y 2018. Sólo se consiguió instalar el 17% de lo previsto. Por otra parte, hubo una revolución en la tecnología eólica que pasó curiosamente desapercibida. Los nuevos avances permitían reducir un 30% los costes al mismo tiempo que aumentar un 35% el aprovechamiento del viento [32].

El problema en España fue que, dada la situación de paralización de los nuevos parques eólicos proyectados, se perdió la oportunidad de instalar este tipo de aerogeneradores nuevos. Por otra parte, firmas españolas sí que fabricaban estas máquinas para vender a otros países.

Es oportuno señalar que el éxito amargo en los últimos años en el sector eólico nada tiene que ver con los aspectos tecnológicos ni desde el punto de vista de la ingeniería, sino más bien por autorizaciones, decisiones políticas, presupuestos, licencias, malas decisiones y pérdida de oportunidades que ha perjudicado al sector eólico hasta llevarla a un lugar lejos de los retos tecnológicos a los que se ha enfrentado y se seguirá enfrentando. España es el segundo país con más potencial eólico terrestre, dispone de los recursos y de la capacidad de desarrollarse en los próximos años para establecer la energía eólica como la principal fuente de energía del país. Hoy sabemos, gracias a las innovaciones en aerogeneradores, que se puede generar más energía de lo que se pensaba hace tan solo 10 años, generando además un menor impacto sobre el territorio y a un coste mucho menor.

3. El aerogenerador

3.1 Componentes principales

Existen dos grandes grupos de aerogeneradores según el tipo de eje; vertical y horizontal. Los aerogeneradores de eje vertical, cuyo eje de rotación es perpendicular al terreno, se caracterizan por ser más sencillos en su mantenimiento y construcción, así como tener un menor coste económico. El mayor inconveniente de los aerogeneradores de eje vertical es su baja eficiencia, principalmente por su situación respecto al suelo, donde el aire no incide con la velocidad adecuada [34].



Figura 17. Aerogenerador de eje horizontal (izq) y de eje vertical (dcha)

El otro tipo de aerogeneradores es el más extendido, se trata de los aerogeneradores de eje horizontal, cuyo eje se encuentra paralelo a la superficie del terreno. Son más fiables y eficientes. La configuración que encontramos presente en la mayoría de los parques eólicos es la de un aerogenerador de eje horizontal tripala (Figura 18).

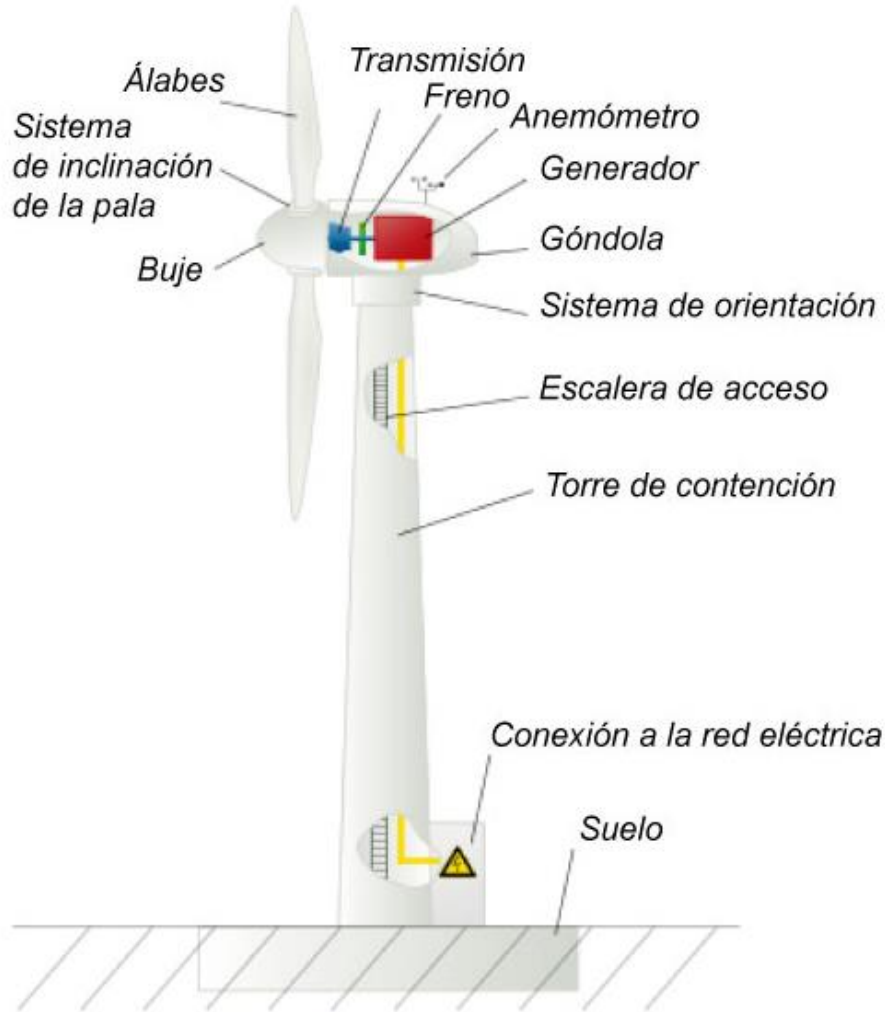


Figura 18. Partes principales de un Aerogenerador de eje horizontal.

Un aerogenerador de eje horizontal se instala en una superficie mediante una cimentación, lo que permite mantener verticalmente la torre. Esta cimentación debe absorber las tensiones de la torre y movimientos producidos del aerogenerador y transmitirlos al terreno. En esta base también se ubica, a veces por dentro de la torre y otras en el exterior de esta, una unidad de transformador y convertidor encargada de conectar a la red eléctrica.

La torre sitúa los elementos principales del aerogenerador a una altura donde el viento incida lo suficiente. Dependiendo de la potencia de la turbina, estas torres pueden medir más de 60 metros. La torre está construida generalmente en acero, aunque en muchos casos puede estar hecha de hormigón. Algunas torres cuentan con una plataforma elevadora automática además de la propia escalera para el acceso a la góndola.

Las palas convierten la energía cinética del movimiento del viento en el par de rotación de la turbina. Están compuestas por una viga de vidrio y carbono que se impregna con resina epoxi, posteriormente unida a dos conchas, también fabricadas en fibra de vidrio, y todo el conjunto se hace pasar por un horno para que se produzca el curado de la resina

y finalmente conseguir una única estructura. Las palas están unidas al aerogenerador a través del buje que a su vez está acoplado al eje lento, que gira a la misma velocidad de las palas.

3.2 Componentes en la góndola

El núcleo del aerogenerador se encuentra bajo la góndola (Figura 19), donde además se sitúan los componentes principales para transformar la energía del viento que mueve las palas en energía eléctrica: rotor, multiplicadora y generador eléctrico. Otros componentes que completan el sistema son: los sistemas hidráulicos de control, sistemas de orientación y frenos [35].

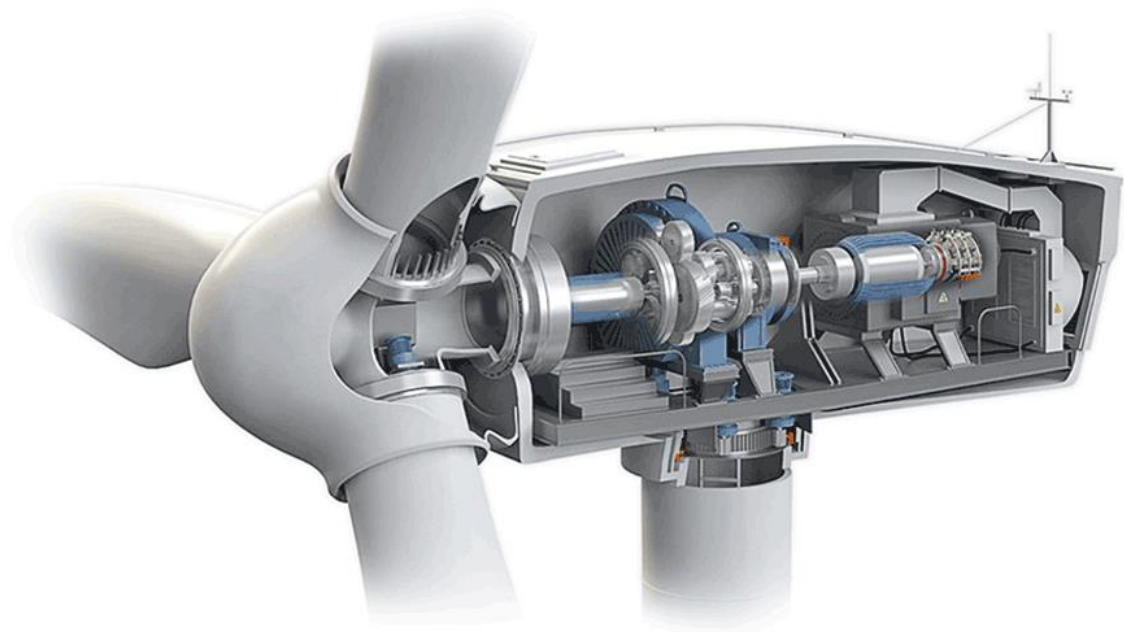


Figura 19. Interior de un Aerogenerador de eje horizontal.

En la parte anterior de la góndola se encuentra el rotor. Se compone del buje y de las tres palas que van unidas a este. El buje dispone de un sistema de orientación para establecer el ángulo más adecuado respecto a la dirección del viento en cada momento.

El sistema *Pitch* regula la orientación de cada pala sobre su propio eje, mientras que el sistema *Yaw* modifica la orientación del buje completo cuando cambia la dirección del viento y es necesario recolocar la góndola para aprovechar el viento de una manera más eficiente.

El sistema de orientación se encarga de ajustar el molino en la dirección del viento, y el movimiento se realiza en incrementos de unos pocos grados. La orientación se realiza con la ayuda de una veleta electrónica. La veleta va colocada en la parte trasera de la góndola, envía una señal digital al control y en el momento en el que el sistema recibe esta señal durante un tiempo determinado, activa el freno de la góndola, que está compuesto por pinzas hidráulicas de muelles superpuestas sobre un disco en la parte interna del aerogenerador y concéntrico al rodamiento de la corona, en ese momento comienza el

proceso de orientación con un motorreductor que gira sobre la corona dentada. Por razones de seguridad, la presión del freno hidráulico del sistema de orientación no se libera por completo [36].

El sistema de monitorización de la góndola permite controlar en todo momento las condiciones de funcionamiento del aerogenerador, así como detectar cualquier incidencia. Se recogen estadísticas, se regulan válvulas, bombas, etc.

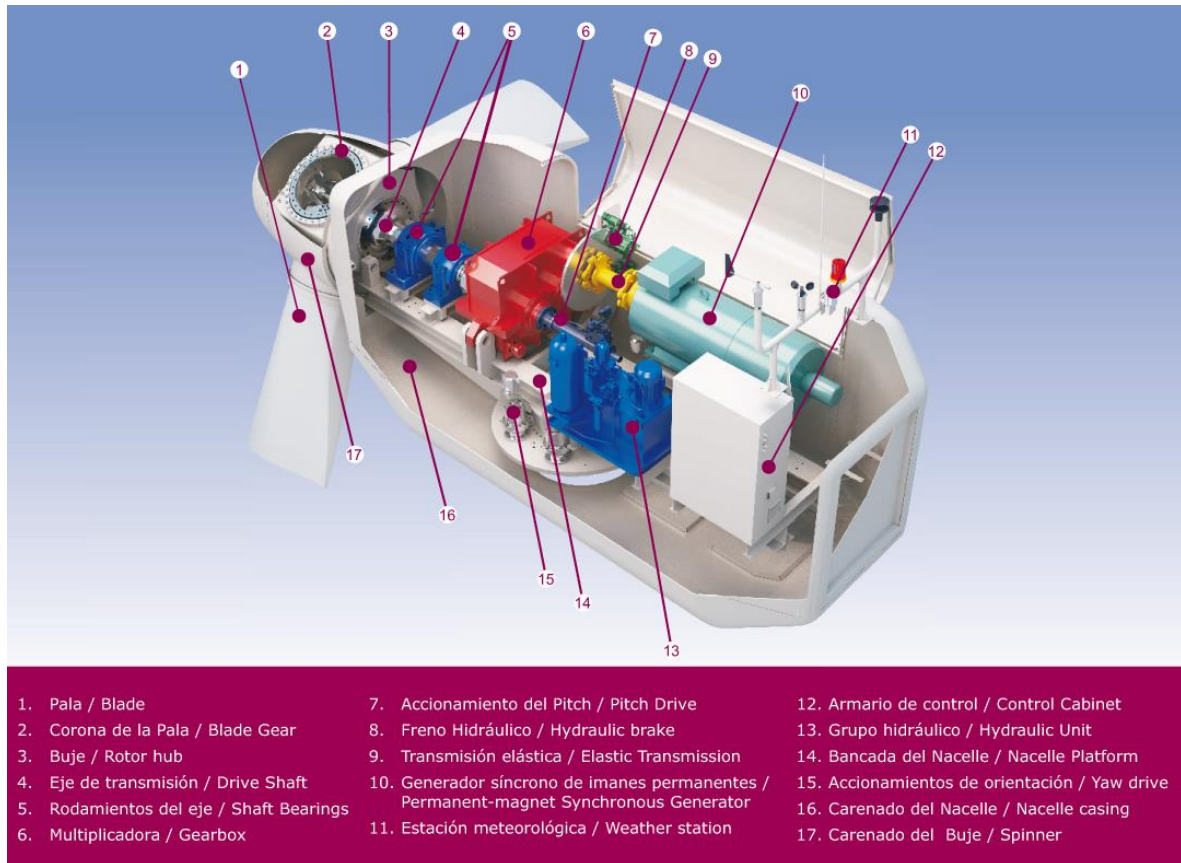


Figura 20. Despiece del Aerogenerador.

Los componentes tribológicos principales dentro de la góndola los encontramos en la Figura 21. Estos elementos están expuestos en mayor medida que el resto a un desgaste por fricción y fatiga durante el funcionamiento del aerogenerador que da lugar a los principales fallos de este.

La multiplicadora se compone de una serie de engranajes helicoidales con los que transmitir la potencia desde el eje principal al eje de menor velocidad. El generador convierte la energía mecánica que llega a través del eje de transmisión en energía eléctrica [34]. Es uno de los elementos sometidos a mayores cargas y conlleva elevados costes de sustitución de los elementos porque requiere la intervención de grúas externas de gran tonelaje. Una caja de cambios estándar en una turbina eólica de 2 MW puede pesar unas 15 toneladas, tiene más de 20.000 kNm de par y tiene unos 250 L de aceite lubricante. Suele tener una combinación de engranajes planetarios y ejes paralelos para alcanzar una relación de transformación que puede estar en torno a 1:105 en un aerogenerador estándar de alta velocidad de 2 MW.

Los aerogeneradores disponen de diferentes sistemas de frenado para evitar sobrepasar los límites mecánicos. La mayoría de los aerogeneradores están dotados de un sistema de frenado aerodinámico. Este sistema permite girar las palas 90 grados, adoptando la posición conocida como “*de bandera*”. Además de frenar, de esta manera también se controla la potencia del aerogenerador.

El freno del rotor es un freno colocado junto a la multiplicadora que reduce la velocidad de rotación del conjunto de palas, fija la pala para que no gire en caso de mantenimiento de la transmisión de potencia o, en caso de emergencia, tiene la función de detener la transmisión de potencia en caso de fallo del freno aerodinámico debido a un problema con el control del paso de las palas. Además del freno del rotor, el sistema de frenado de un aerogenerador incluye un bloqueo del rotor que impide la rotación de un rotor parado, son utilizados en los aerogeneradores como un sistema de apoyo al freno aerodinámico. Este se sitúa en el eje de alta velocidad de la multiplicadora debido a que el par motor en este eje es más bajo y evita temperaturas excesivas en el frenado.

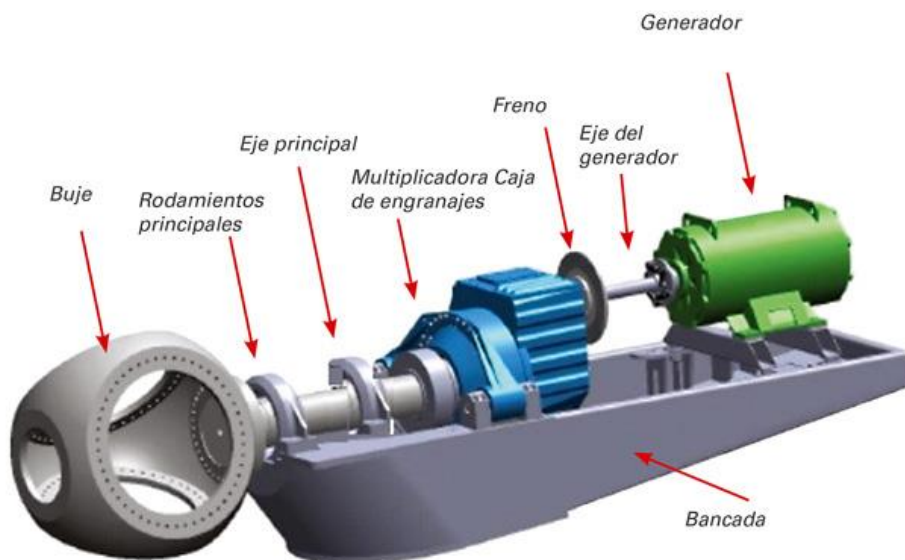


Figura 21. Componentes tribológicos principales

La configuración interna de la multiplicadora en un aerogenerador varía según el fabricante o el modelo. Una configuración ampliamente adoptada por la industria se ilustra en la Figura 22. Tiene una etapa planetaria de baja velocidad y dos etapas paralelas. La etapa planetaria está compuesta por un portaplanetas, un engranaje anular y tres planetas. Los planetas están acoplados al anillo y al engranaje solar, que a su vez está conectado al engranaje del eje de baja velocidad. En las cajas de engranajes de los aerogeneradores se suelen emplear rodamientos de diferentes tipos, según las condiciones de carga y los requisitos de vida útil. En la caja de engranajes mostrada en la Figura 22, el portaplanetas está soportado por dos rodamientos de rodillos cilíndricos completos y cada engranaje planetario está soportado por dos rodamientos de rodillos cilíndricos idénticos. Cada eje paralelo está soportado por un cilindro en el lado del rotor, y por dos

rodamientos de rodillos cónicos montados espalda con espalda en el lado del generador [37].

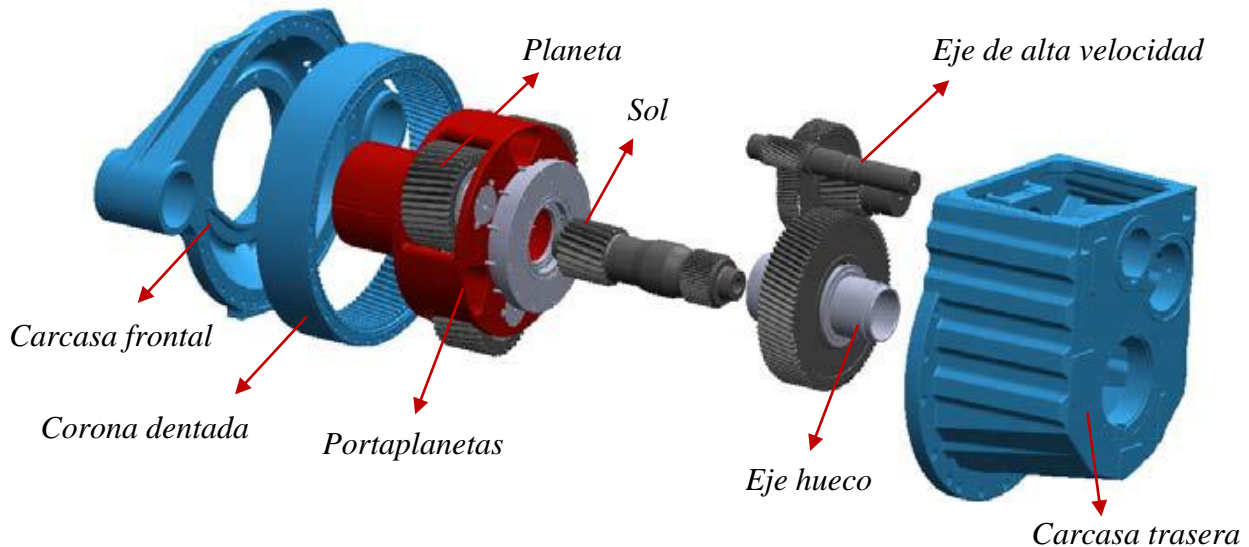


Figura 22. Configuración típica de una multiplicadora.

3.3 Fallos en sistemas tribológicos

En los elementos de contacto que componen el sistema del aerogenerador ocurre un intercambio de energía que se pierde a causa de la fricción. Una de las principales causas de fallo en los sistemas tribológicos tiene relación con el desgaste. Para evitar un desgaste prematuro se utilizan lubricantes que además evitan un exceso de calor y minimizan las pérdidas, lo que conduce a la mejora de la eficiencia.

Debemos prestar atención a los componentes de multiplicadoras, sistemas de lubricación y optimizado de rodamientos, los propios generadores y, por supuesto, las palas, pues están expuestas a un constante deterioro de su estructura. Actualmente es posible prolongar la vida útil de un parque eólico en más de 35 años [38]. El reto continúa siendo mejorar los procesos para extender más aun las horas de funcionamiento de los aerogeneradores actuales.

3.3.1 Multiplicadora

Desde el inicio de la industria de las turbinas eólicas se ha observado un alto índice de fallos en las cajas de engranajes (multiplicadoras). Estos fallos se debían principalmente a un diseño deficiente y a una subestimación de las cargas. A medida que los aerogeneradores aumentan de tamaño, sus condiciones de funcionamiento son cada vez más extremas.

Dado que las multiplicadoras son uno de los elementos más caros, su elevada tasa de fallos se traduce en un mayor coste de la energía eólica, y la industria se ve acorralada por la escalada de precios como consecuencia de la incertidumbre en la esperanza de vida de este componente. Este último punto se debe a que los fabricantes de aerogeneradores añaden sobrecostes al precio final de venta para cubrir los riesgos de la garantía. A pesar de que los fabricantes respeten las normas internacionales para la fabricación de multiplicadoras, como la norma ISO/IEC 81400-4:2005, [39] y la ANSI/AGMA/AWEA 6006-A03 [40] que contiene especificaciones de mantenimiento basadas en una vida útil prevista a 20 años para los fallos de las multiplicadoras, esto no hace que alcancen dicha vida útil. Por lo tanto, las revisiones importantes suelen ser necesarias mucho antes de la vida útil deseada.

Las multiplicadoras no siempre alcanzan su vida útil de diseño [41] debido al fallo prematuro, que conlleva una parada de la turbina, un mantenimiento no planificado y la sustitución y reconstrucción de este y otros elementos asociados a los engranajes, produciendo un coste añadido y una disminución de la eficiencia. Es un problema generalizado que afecta a la mayoría de los fabricantes, por lo que es preciso involucrar a todas las partes, tanto diseñadores como proveedores para comprender y dar solución a la física de este elemento crucial para el funcionamiento del aerogenerador. Los lubricantes utilizados son una de las claves para evitar estos deterioros.

El fallo de los rodamientos es una de las mayores preocupaciones de entre los posibles fallos de un aerogenerador y especialmente de una multiplicadora, ya que los informes estadísticos de los fabricantes de aerogeneradores muestran que el fallo de los rodamientos contribuye aproximadamente al 50-85% del fallo total de las multiplicadoras de los aerogeneradores. Esto es debido a tensiones muy altas y a fenómenos de carga que no se pueden predecir del todo, así como al arrastre de partículas de desgaste. Tanto las cargas elevadas como el arrastre de partículas provocan un exceso de holgura en los rodamientos. Los fabricantes siguen normas internacionales de clasificación de rodamientos (ISO 281:2007), [42] pero también ocurre que cada fabricante utiliza evaluaciones propias de la vida útil del diseño que realizan y que pueden introducir grandes diferencias en la vida útil real calculada.

Los conocimientos actuales sobre las características básicas y los fallos de las multiplicadoras pueden resumirse en que el fallo no está enteramente relacionado con el diseño, y generalmente tampoco puede atribuirse a una mala instalación. El fallo suele tener su origen en las condiciones de carga excesivas e inesperadas como por ejemplo una desalineación. También podemos confirmar que el fallo parece iniciarse normalmente en rodamientos con cargas excesivas y desfavorables. Las condiciones de carga provocan el daño y tienen como consecuencia la propagación del resto de desgaste de los rodamientos a los engranajes que provocan a su vez el desgaste de los dientes y la desalineación de los engranajes, lo que conduce irremediabilmente al fallo final de la multiplicadora [43].

Los fabricantes de multiplicadoras dependen de los fabricantes de rodamientos para la evaluación de la vida útil de los mismos. Además, es probable que los fabricantes de

rodamientos no dispongan de información sobre las complejas condiciones de carga que experimenta la multiplicadora. Esto da lugar a rodamientos que no pueden soportar las cargas imprevisibles más allá del montaje y puesta punto del rodamiento, ya que posteriormente se presentan las deformaciones por las fluctuaciones que tienen lugar en los elementos una vez se pone en funcionamiento el aerogenerador.

Al parecer, el sector necesita encontrar un punto en común para identificar las cargas reales y utilizarlas para calcular la vida útil real de los rodamientos. De esta manera se daría lugar a la reducción de los índices de fallo de los rodamientos, lo que nos llevaría a una mayor fiabilidad de las multiplicadoras para reducir el coste de la energía eólica.

La lubricación en estos engranajes reduce la fricción y el desgaste introduciendo una película entre las partes móviles. Hace la función de refrigeración, ayudando a disipar el calor de las partes críticas y es responsable directo de que el sistema tribológico funcione de manera correcta y eficiente por mucho tiempo. Sin embargo, las consecuencias de un lubricante deteriorado puede ser el origen de un aerogenerador parado.

Concretamente en la multiplicadora tiene lugar la presencia del lubricante responsable de que el contacto entre engranajes sea el adecuado y estos se deterioren lo más lentamente posible.

Cuando el contacto entre las partes tiene lugar por la rotura de la capa de lubricante, se produce un deterioro exponencial de los componentes presentes que, como veremos, pueden terminar por el agrietamiento y rotura de rodamientos y otros elementos esenciales.

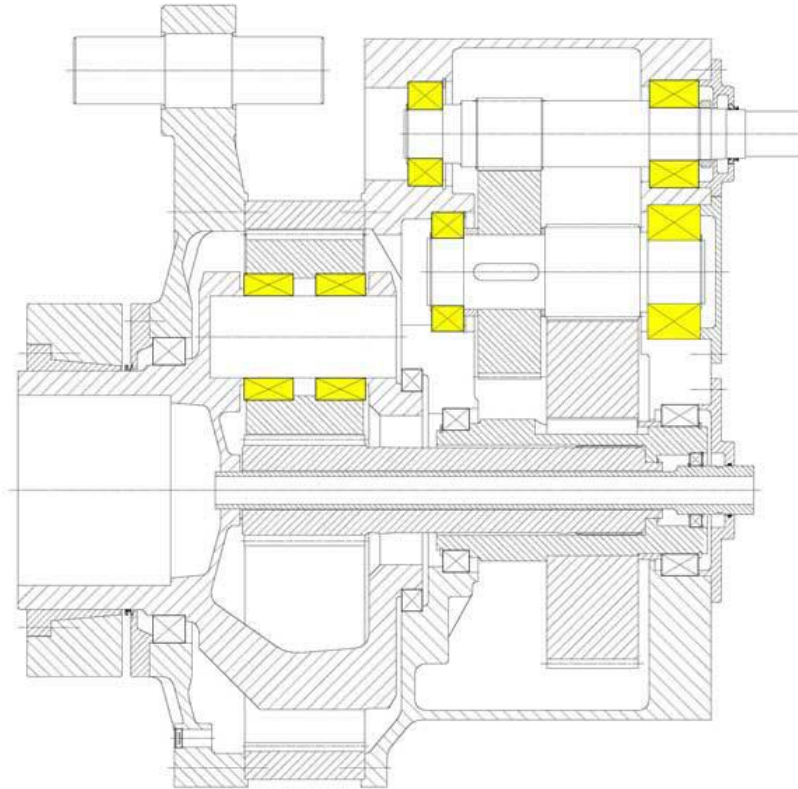


Figura 23. Multiplicadora estándar con una etapa planetaria de baja velocidad y dos secciones de rueda dentada con ubicaciones de rodamientos resaltadas que pueden verse afectadas por fallos prematuros [44].

La apariencia visual de las grietas tempranas, que se producen sobre todo en el aro interior de los rodamientos (Figura 24), varía desde grietas rectas o axiales hasta grietas combinadas con pérdida de material u otros más grandes. Sabemos que los fallos prematuros por grietas no están vinculados a un tipo concreto de rodamiento (Figura 25), ni a un tratamiento térmico estándar determinado (Figura 26) [44].



Figura 24. Distintas fases del deterioro del aro interior de rodamientos.



Figura 25. Ejemplos de tipos de rodamientos que pueden verse afectados (de izquierda a derecha): rodamiento de rodillos cónicos, rodamiento de rodillos cilíndricos, rodamiento de rodillos esféricos [44].

Los rodamientos suelen estar fabricados en acero al cromo con alto contenido en carbono, dadas las exigencias requeridas para resistir grandes cargas, desgaste y fatiga. Para los distintos rodamientos que forman parte del aerogenerador es necesario un tipo de acero específico, así como un tratamiento térmico concreto. Por ejemplo, para conseguir una mayor resistencia a fatiga se utilizan aceros con templado superficial.

El tratamiento térmico más empleado en rodamientos consiste en dar una estructura martensítica al material que le aporte la dureza suficiente, así como la resistencia a fatiga y estabilidad dimensional.

Para rodamientos que están expuestos a altas temperaturas se realizan tratamientos térmicos de estabilización y se usan aceros de cementación. Para evitar la corrosión se aplica un tratamiento superficial de zinc electrolítico, o bien de cobre o cromo duro.

Bien es cierto que la aparición de fallos en rodamientos de las multiplicadoras está comúnmente asociada al tratamiento térmico (por ejemplo, al campo de tensiones residuales), a la fase de progreso del fallo y, muy probablemente, también a las condiciones de funcionamiento o a la posición del rodamiento (por ejemplo, campo de tensiones por la carga). Como puede observarse en la Figura 26, en el caso de las primeras grietas en esta aplicación específica, las grietas en los anillos de martensita tienden a crecer en línea recta dentro del material (lo que sugiere el aspecto de grieta axial recta, por ejemplo, (Figura 26a), mientras que en los anillos de bainita (Figura 26b), así como en los anillos de cementita, las grietas tienden a crecer circunferencialmente por debajo de las huellas de desgaste (lo que explica el aspecto de desprendimiento. Sin embargo, en una fase de fallo muy avanzada, las huellas de desgaste del anillo interior suelen estar muy desconchadas, independientemente del tratamiento térmico.

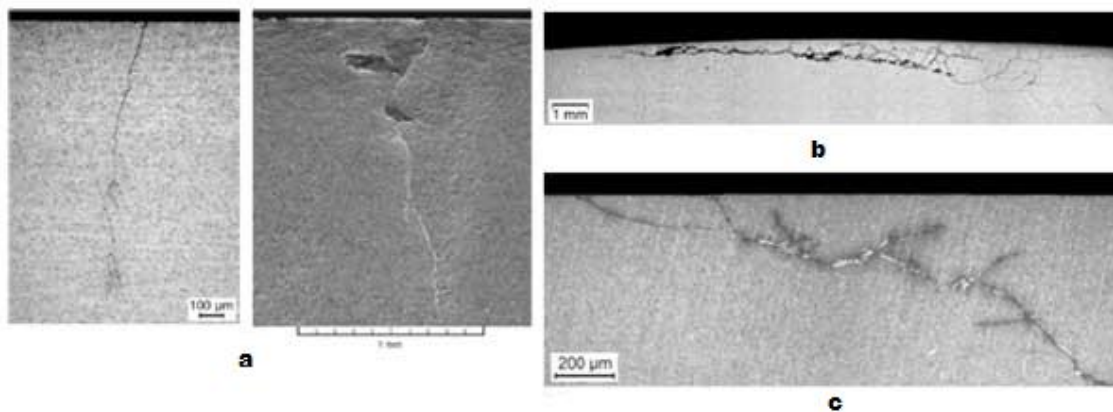


Figura 26. Grietas en el tratamiento térmico: a) martensita; b) bainita; y c) cementita [44].

Los rodamientos de las multiplicadoras de aerogeneradores son relativamente grandes, y para los rodamientos más grandes el mecanismo de iniciación y propagación de la grieta puede ser diferente en comparación con los rodamientos pequeños [45]. Por ejemplo, en los rodamientos de mayor tamaño se observa un agrietamiento radial más profundo con cargas moderadas debido a las tensiones residuales y a una mayor tensión en el aro. En el caso de los fallos prematuros de los rodamientos de las multiplicadoras, el fallo lleva a una rápida propagación de la grieta. La rápida ramificación y propagación de la grieta puede explicarse por la presencia de factores químicos que influyen, como la oxidación y los diferentes contaminantes del propio lubricante.

3.3.2 Sistemas de orientación y frenado

Un sistema de orientación típico implica un rodamiento de giro que utiliza un sistema de cremallera y piñón para permitir que uno o varios motores controlen el movimiento axial. Los cojinetes y su sistema de control sufren fallos prematuros por desgaste. Estos cojinetes son extremadamente grandes y plantean muchos problemas de fabricación.

Para obtener la máxima potencia del viento, la orientación de cada pala puede ajustarse mediante actuadores, que pueden ser hidráulicos o electromagnéticos. Estos están situados en la base de cada pala. Los cojinetes de control de orientación de las palas y el sistema de control correspondiente siguen sufriendo fallos prematuros por desgaste. Esto se debe a su gran tamaño (normalmente más de 2 m de diámetro), que es extremadamente difícil de fabricar con las tolerancias y los acabados superficiales adecuados que se observan en los rodamientos más pequeños.

El freno aerodinámico de un aerogenerador está accionado por resortes, de manera que, si hubiera un fallo eléctrico el sistema seguiría cumpliendo su función mediante el sistema hidráulico. Cuando es necesario detener el aerogenerador, se libera el aceite del cilindro hidráulico, lo que permite que la fuerza centrífuga tire de la punta de la pala hacia fuera [46]. Cabe destacar que este tipo de frenos son muy seguros, pues la turbina puede estar parada en un par de vueltas. Además, este frenado se realiza de una forma suave para procurar un mínimo desgaste en los elementos involucrados.

El freno de un aerogenerador está clasificado con la certificación de componentes IEC61400-22, y debe diseñarse y ensayarse utilizando las pruebas de conformidad y la certificación IEC61400-22 [47]. El diseño estructural de un freno de rotor requiere la medición del coeficiente de fricción y el análisis de la resistencia. Más concretamente, debe calcularse el momento máximo de frenado y analizarse la resistencia de las piezas en la operación de frenado.

Se debe tener en cuenta la temperatura que tiene lugar en las pastillas de freno, que son las afectadas por la alta energía térmica. Estas pastillas son las que sufrirán el deterioro en el uso y que habrá que sustituir convenientemente. Al igual que los frenos de los automóviles, el freno del rotor de un aerogenerador detiene el tren de potencia que gira rápidamente en caso de emergencia. Sin embargo, en condiciones normales, es más importante el rendimiento de frenado para evitar la rotación con un par determinado.

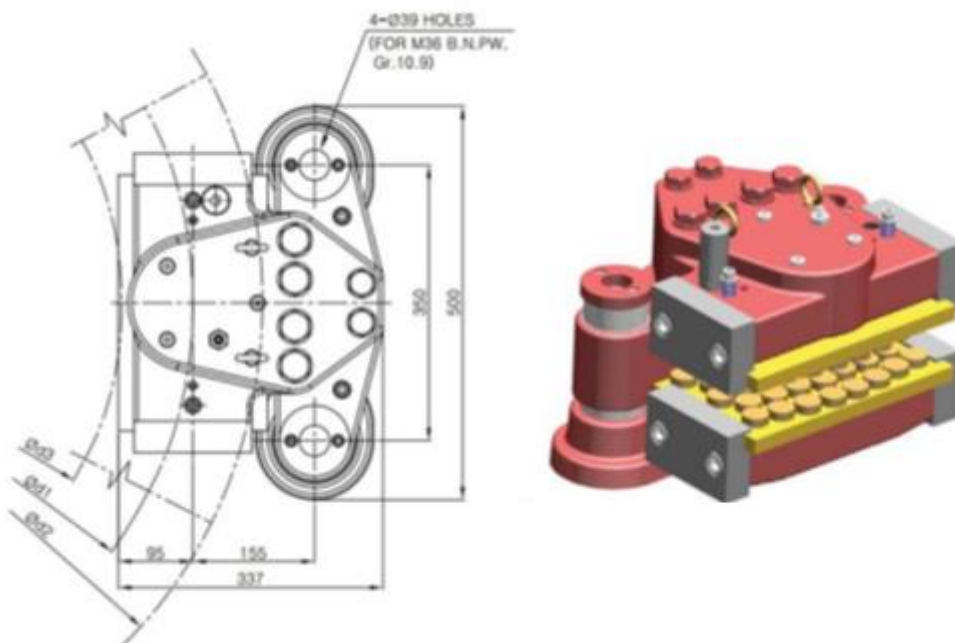


Figura 27. Esquema y diseño de un freno rotor [47].

3.3.3 Contaminación por partículas

Las partículas contaminantes son extremadamente dañinas si se arrastran entre los contactos y se introducen en el sistema desde la atmósfera. En los rodamientos, las partículas arrastradas entre las superficies de contacto provocan micropitting (micro picaduras), así como grietas en la superficie que pueden acabar en desprendimientos por fatiga. En los engranajes, las partículas más duras pueden desgastar el material por abrasión, lo que da lugar a una pérdida de holgura y a una reducción de la eficacia de la transmisión de potencia. Tanto las partículas duras dúctiles, como las de los restos de desgaste de los dientes de los engranajes, han sido identificadas como las más propensas a causar desprendimientos por fatiga, seguidas por las duras rígidas (Al_2O_3 y SiC) y las duras cerámicas (TiC).

Cuando los daños por micropitting varían de diente a diente suele significar que hay variaciones en la geometría entre dientes o en la rugosidad de la superficie. Los conjuntos de engranajes con determinadas relaciones de transmisión desarrollan patrones de micropitting. Por ejemplo, un juego de engranajes con una combinación de 25/55 dientes, y un factor común de cinco, podría tener un micropitting similar en cada quinto diente [48]. Puede haber micropitting sólo en el piñón, sólo en la rueda, o en ambos. Por lo general, el engranaje con la superficie más rugosa provoca el micropitting en el engranaje de contacto, especialmente si es más duro que el propio engranaje de contacto. El micropitting es más perjudicial cuando la superficie opuesta es áspera, más dura y funciona a una velocidad mayor. La resistencia al micropitting mejora cuando la superficie más dura se suaviza. El peor ejemplo sería el de un piñón solar que se acopla a varias ruedas planetarias que son más ásperas y duras que el piñón solar.

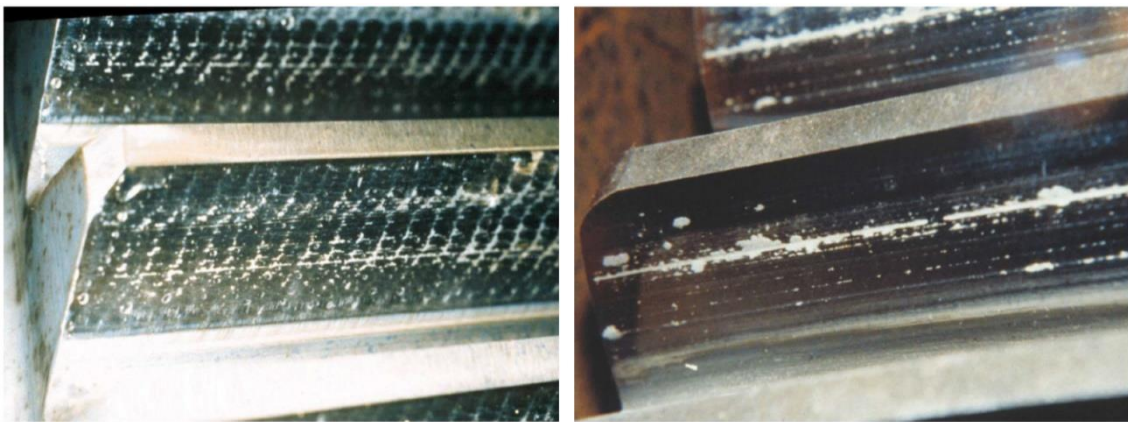


Figura 28. Micropitting en engranajes de un aerogenerador [48]

3.3.4 Grietas Blancas (WEC) en rodamientos

Las grietas blancas se han identificado como uno de los fallos prematuros más comunes de los rodamientos de las turbinas eólicas. Las grietas blancas son amplias redes de grietas ramificadas que contienen áreas locales de alteración microestructural y que, en última instancia, dan lugar a macro-pitting en los rodamientos. Aunque las WEC se han observado durante más de una década, los mecanismos exactos que conducen a este fallo siguen siendo objeto de debate.

Una presentación de Sheng [49] en el Seminario de Tribología de Turbinas Eólicas de 2014 mostró que el 64 % de todos los fallos de las multiplicadoras al Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) se producen en los rodamientos.

En los aerogeneradores, los rodamientos que contienen este tipo de grietas pueden fallar en torno al 5-10% de su vida útil de diseño. La predicción de los fallos debidos a las WEC es complicada, principalmente porque no se conocen bien las condiciones que conducen a este tipo de fallos. No está claro si la presencia de una grieta es un prerrequisito para la formación de WEC, o si la WEC puede preceder a la grieta. Además, las WEC pueden iniciarse en la superficie o por debajo de la superficie, o puede haber otros factores que provoquen el predominio de cualquiera de los dos mecanismos de iniciación. Está claro

que es necesario estudiar los mecanismos por los que se forman las WEC antes de poder desarrollar estrategias de prevención [50].

Entendemos básicamente que las WEC se forman en los rodamientos debido a una falta de disipación de energía en una zona concreta del acero. Esto conduce a un exceso de energía que provoca una recristalización del acero que da lugar a una estructura cristalina de nano-granos de ferrita. Para que se produzca este exceso de energía se requieren condiciones físicas particulares dentro del rodamiento; sin embargo, algunos investigadores [51] también piensan que el hidrógeno podría tener algo que ver, tal y como veremos posteriormente con la contaminación por agua.

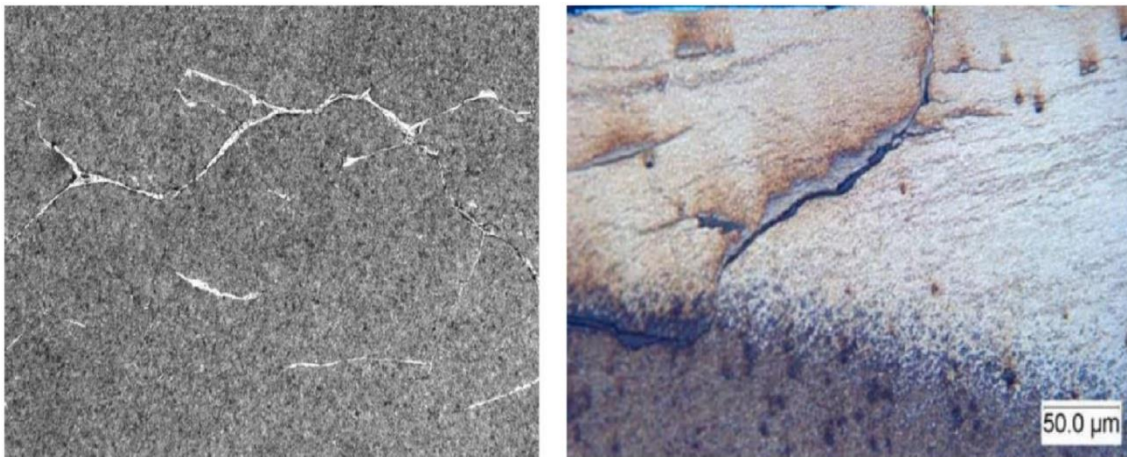


Figura 29. Grietas blancas.

3.4 Sistema de refrigeración

Para asegurar las condiciones de humedad y temperatura adecuadas en el interior de la góndola es necesario un sistema de refrigeración. Si los aerogeneradores están situados en climas de humedad y temperatura desfavorables, estos afectarán directamente al rendimiento de la máquina.

Además de las condiciones de un entorno caluroso, también se incrementa la temperatura con el propio funcionamiento del aerogenerador. Esta temperatura debe ser reducida para un rendimiento óptimo [52].

Un sistema de refrigeración adoptado en muchos aerogeneradores consiste en un sistema de enfriamiento del interior de la góndola con un sistema de agua refrigerada. Un grupo hidráulico se encarga de acumular y bombear el agua hasta una batería de intercambio térmico que, junto a un ventilador, se encarga de enfriar el aire que posteriormente se impulsa al interior de la góndola. También pueden acoplar una unidad para refrigeración del aceite de la multiplicadora.

En este punto es importante destacar el funcionamiento de un sistema de deshumidificación que se encargue de contener los niveles de humedad relativa para evitar que el agua afecte de distintas formas tanto al lubricante como en posibles cortocircuitos de elementos eléctricos. Este sistema está controlado continuamente por la

monitorización de humedad y temperatura para ponerse en marcha sólo cuando sea necesario.

Un caso opuesto lo encontramos en los aerogeneradores que trabajan en climas fríos. Estos aerogeneradores están equipados con góndolas calefactadas ya que los componentes mecánicos e hidráulicos de la turbina no pueden funcionar de forma eficiente a temperaturas muy bajas. La acumulación de hielo y nieve, frecuente en estas regiones, genera una sobrecarga para todo el aerogenerador y el desgaste mecánico puede acelerarse considerablemente. La parada del aerogenerador durante los episodios de hielo puede suponer una pérdida de hasta el 10% de la producción anual [53]. El rendimiento aerodinámico de las palas se ve significativamente afectado por el hielo acumulado y, por lo tanto, es importante considerar sistemas de deshielo. Sin embargo, estos sistemas rara vez se utilizan, sobre todo por razones económicas e inconvenientes técnicos.

3.5 Detección de fallos y vida útil

Los aerogeneradores traen consigo un hándicap respecto a su vida útil, pues dependen del número de ciclos de fatiga que experimenten a lo largo del tiempo, y esto puede variar según el viento, que no es algo muy preciso de predecir. Los cambios de velocidad del viento afectan significativamente al deterioro y no es posible comparar este tipo de máquinas con otras, como las turbinas de gas, que experimentan cargas cíclicas predecibles en ambientes que son normalmente controlados.

Los métodos para abordar y mitigar el riesgo de fallo consisten en cálculos de vida útil de estructuras, monitorización integral, sustitución de elementos de forma preventiva, reestructuración del aerogenerador con cambios de generador y potencia, o en última instancia el desmantelamiento de la máquina [54].

La monitorización ha supuesto un antes y un después para el control preciso de la degradación de los componentes en los aerogeneradores. Existen diversos sistemas de monitorización, pero hay dos cruciales para detectar fallos a tiempo: las basadas en vibraciones y las relacionadas con el aceite lubricante. Para detectar las vibraciones se utilizan acelerómetros y en la monitorización de los lubricantes se controla el deterioro del propio lubricante en cuanto a sus propiedades, la cantidad de detritos generados y su composición.

Algunos de los componentes que forman los aerogeneradores están expuestos a un deterioro constante, por ello, recae especial importancia tratar de dar soluciones con el objetivo de prolongar la vida útil de cada máquina. El aumento de la eficiencia en el funcionamiento favorecerá un menor gasto económico y una mayor obtención de energía eléctrica. Los rodamientos sufren uno de los mayores problemas ya que estos soportan las cargas continuas en el movimiento de las partes.

Las paradas de emergencia, por ejemplo, suelen provocar grandes cargas en la turbina, especialmente cuando las paradas se producen al mismo tiempo que las ráfagas de viento.

Los aerogeneradores marinos actuales inclinan las palas durante las tormentas para minimizar las cargas. Este es uno de los sistemas empleados para favorecer la vida útil.

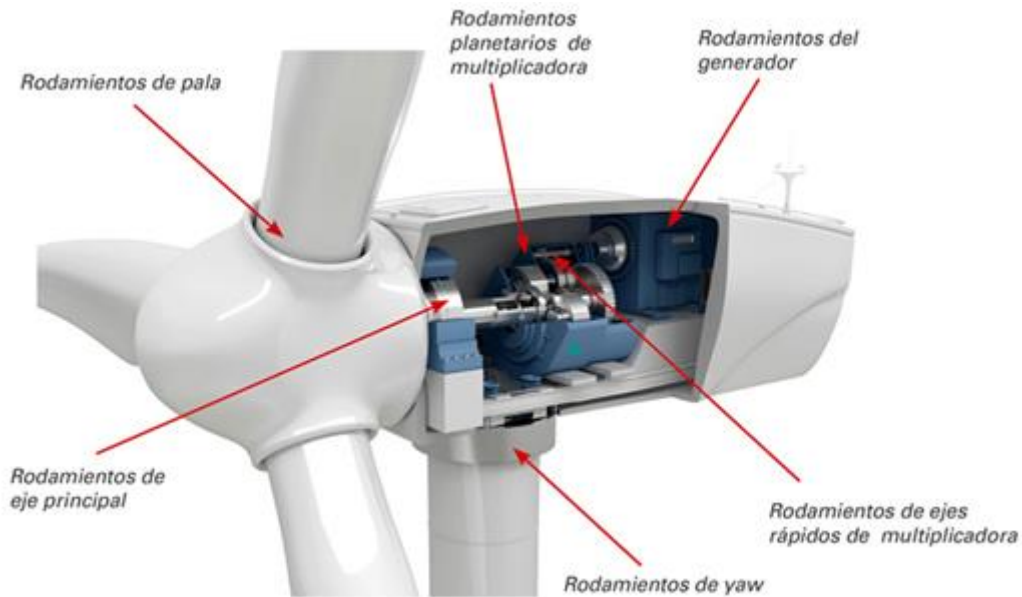


Figura 30. Rodamientos en un aerogenerador.

Lo habitual es recoger una muestra periódica de aceite (generalmente cada 6 meses) de una multiplicadora y enviarla al laboratorio para su análisis, tanto de las propiedades del aceite como de las partículas de desgaste. A veces la muestra es un elemento filtrante sobre el que se realiza el análisis de las partículas de desgaste. La mayoría de los sensores en tiempo real presentes en la instalación se centran en el recuento de las partículas de desgaste, tanto las férricas como no férricas, y algunos sensores más novedosos controlan las propiedades del aceite, como la viscosidad, la turbidez y los niveles de humedad relativa.

Como ocurre con la mayoría de las tecnologías, cada tecnología de monitoreo tiene sus propias ventajas y limitaciones. Una de estas tecnologías es el análisis de vibraciones, cuya principal ventaja reside en su capacidad para localizar el componente dañado y su ubicación. Su principal limitación es que los índices de una correcta detección de los componentes a bajas velocidades pueden ser bajos.

No obstante, el análisis del aceite y de las partículas de desgaste no es suficiente para confirmar los daños de los componentes. El análisis del aceite puede detectar el estado del deterioro, causado por la pérdida de aditivos o por la contaminación; sin embargo, en algunos componentes del interior de la multiplicadora, como los engranajes y los rodamientos, que tienen una composición metalúrgica similar, es difícil identificar qué componentes específicos están dañados basándose únicamente en el análisis del aceite y de las partículas. Dado que las multiplicadoras de las turbinas eólicas son complejas y pueden fallar de formas muy diferentes, se recomienda un enfoque integrado que combine al menos una tecnología basada en las vibraciones y otra relacionada con el aceite [55].

A pesar de que la tecnología de monitorización basada en el análisis de aceites y partículas se ha investigado durante las últimas décadas para aplicaciones tradicionales, es

relativamente nueva para la industria eólica en comparación con las tecnologías basadas en las vibraciones. Además, los pocos trabajos publicados sobre la gestión del aceite y las partículas en los aerogeneradores no se basan en pruebas a escala real de aerogeneradores o multiplicadoras; sin embargo, dado que un aerogenerador tiene tantos componentes lubricados, es fundamental que la industria preste mucha atención al control y monitorización de la lubricación, incluyendo el muestreo y el análisis del lubricante, para que los componentes de un aerogenerador puedan ser mantenidos adecuadamente y su vida útil se prolongue.

4. Lubricación en aerogeneradores

El aceite lubricante es utilizado en los rodamientos y engranajes que forman parte de los componentes del aerogenerador que, en la mayoría de las turbinas, se encuentra todo dentro de la góndola.

Entre las principales funciones del lubricante, podemos mencionar:

- Separar las superficies de rodadura.
- Reducir el desgaste.
- Asegurar la refrigeración de la máquina.
- Mejorar la disipación del calor.
- Reducir la fricción.
- Aumentar la eficiencia, propiciando el ahorro de energía.
- Proteger el rodamiento, tanto de la corrosión como de la contaminación.
- Absorber las partículas de desgaste, es decir, limpiar el sistema.

Para cumplir estos objetivos, el aceite debe conservar sus propiedades durante su vida útil. Estas propiedades deben ser, idealmente:

- Resistencia al envejecimiento y a la oxidación.
- Baja formación de espuma.
- Buena capacidad de separación del aire.
- Alta capacidad de carga.
- Neutralidad frente a los materiales (férreos, no férreos, pinturas).
- Capacidad de soportar altas y bajas temperaturas.
- Buen comportamiento viscosidad-temperatura.
- Detergencia, es decir, capacidad de limpiar y disolver la suciedad en el circuito hidráulico.

Para comprobar que el aceite mantiene las propiedades mencionadas en un estado óptimo, se realizan, como se comentó anteriormente, análisis del aceite para conocer el estado del lubricante, el entorno operativo (ambiente en el que opera la máquina) y el estado de la multiplicadora (desgaste interno del equipo).

Se utilizan aceites para engranajes planetarios rectos de varias etapas y para los engranajes acimutales. La selección de la viscosidad se basa en los requisitos del engranaje y tiene relación con el número de dientes (lento en el lado del rotor y rápido en el lado del

generador) y en los requisitos de los rodamientos correspondientes. Los aceites para engranajes representan, pues, un compromiso entre las necesidades específicas de los engranajes planetarios, los engranajes rectos y los rodamientos.

4.1 Composición y tipos de lubricantes

Se utiliza una media de 35 millones de toneladas de lubricantes al año en todo el mundo. Se prevé que el volumen de lubricantes aumente entre el 1,5% y el 2% en los próximos años [56]. La mayor parte de estos lubricantes son a base de aceites minerales, creados a partir de derivados del petróleo. Se calcula que hasta 10 millones de toneladas de estos lubricantes no sólo son altamente tóxicos, sino que además tienen una escasa biodegradabilidad. El aumento de la de las normativas medioambientales y de las políticas públicas ha hecho que sea necesario desarrollar y aplicar lubricantes biodegradables y respetuosos con el medio ambiente.

Los aceites para engranajes de multiplicadoras son una parte importante de todo el mercado de lubricantes. Los aceites para engranajes a base de aceite mineral representan aproximadamente el 75-80%, [57] seguidos de los aceites para engranajes basados en polialfaolefinas (PAO) totalmente sintéticos con un porcentaje de aproximadamente el 10-15%. El resto está compuesto por aceites para engranajes sintéticos a base de poliglicoles (alrededor del 5%), aceites de ésteres sintéticos y otros aceites especiales para engranajes que constituyen menos del 5%.

Los lubricantes utilizados generalmente en los engranajes de turbinas eólicas son los basados en polialfaolefinas totalmente sintéticas (PAO). Estos lubricantes sintéticos se pueden fabricar con estructuras químicas definidas por síntesis. La polialfaolefina no contiene estructuras de anillo, dobles enlaces, azufre, componentes de nitrógeno ni hidrocarburos cerosos. La ausencia de estas estructuras y materiales da como resultado un aceite base muy apolar con un alto índice de viscosidad, excelentes características de flujo y punto de fluidez a baja temperatura, buena estabilidad a la oxidación y compatibilidad con los aceites minerales, pinturas y juntas que se encuentran normalmente en los sistemas de lubricación.

Las polialfaolefinas también tienen un coeficiente de fricción muy bajo y generalmente compatibles con aceites minerales, aunque se debe tener en cuenta que, al cambiarlo, el aceite mineral residual no debe exceder el 10% porque de lo contrario, en ciertas circunstancias, el aceite mineral podría tener un impacto negativo en el rendimiento del PAO.

Un grupo importante de lubricantes para engranajes de turbinas eólicas son los basados en ésteres sintéticos saturados. En comparación con los aceites minerales y las polialfaolefinas, estos ofrecen una biodegradabilidad rápida y, por lo tanto, son una alternativa a los aceites de hidrocarburos convencionales en aplicaciones sensibles a la ecología.

Los aceites derivados de ésteres tienen un índice de viscosidad muy alto y su comportamiento viscosidad-temperatura es generalmente bueno, tienen poderosas

propiedades de autolimpieza debido a su alta polaridad. Esta polaridad mantiene en suspensión los subproductos del envejecimiento y los contaminantes hasta que quedan atrapados en los filtros correspondientes.

El aceite mineral es un subproducto directo del petróleo que generalmente se produce en plantas petroquímicas. Este tipo de aceite es el principal aceite utilizado en la regulación y lubricación de turbinas.

Es posible formular aceites biodegradables a partir de aceites base minerales y sintéticos. El aceite vegetal tiene muchas propiedades interesantes para la lubricación y parece ser una solución a este problema. Sin embargo, los aceites vegetales también tienen propiedades negativas, como su escasa capacidad térmica y oxidativa, y su limitada viscosidad, que disminuyen su eficacia como lubricantes. Todo esto hace que el reto para mejorar la eficiencia de los aerogeneradores sea aún más complejo. Aunque los aceites vegetales y los productos a base de ésteres sintéticos se consideran altamente biodegradables, tienen la desventaja de que, si se mezclan con agua, el aceite se degrada más rápidamente que otros aceites minerales, lo que afecta a los elementos mecánicos. Además, son más caros que los aceites minerales.

Los lubricantes de uso generalizado en los rodamientos de paso son las grasas. En algunos trabajos de investigación se investigan lubricantes comúnmente utilizados en aplicaciones de rodamientos de paso. Se comparan diferentes tipos de aceite base, con viscosidades de entre 13 y 420 mm^2/s , y diferentes tipos de espesantes. Las grasas se componen de un aceite base, que lubrica el contacto, y un espesante para aumentar la consistencia. Los espesantes utilizados habitualmente pueden ser jabones metálicos, por ejemplo, de litio (Li), de calcio (Ca), complejos, por ejemplo, de litio (LiX), de calcio (CaX), o no jabonosos, como la poliurea [58]. En la actualidad, los Li, LiX, Ca, CaX constituyen la mayoría de las grasas en las aplicaciones y, por lo tanto, también el foco principal de las investigaciones para desarrollar nuevos lubricantes.

Los aceites base pueden ser minerales, sintéticos o ésteres con aditivos añadidos. Los elementos en contacto son lubricados por el aceite base que se desprende del espesante. Las fuerzas que mantienen el aceite base en la estructura del espesante son principalmente las fuerzas de Van der Waals. Una mayor concentración de espesante dará lugar a una mayor consistencia de la grasa.

De la grasa se desprende aceite que fluye, impulsado principalmente por la tensión superficial, hacia los elementos de contacto. Debido a este mecanismo, los sistemas lubricados con grasa suelen funcionar en un régimen con muy poco aceite presente. Esto en sí mismo no es negativo, ya que puede dar lugar a una ligera inanición, que puede provocar bajas pérdidas por fricción debido a la ausencia de un batido excesivo. Sin embargo, en el caso de las aplicaciones oscilantes esto supone un reto.

Así pues, la elección del aceite base, el espesante y el comportamiento de la viscosidad dependen en gran medida de la aplicación. En el caso de los rodamientos de paso de las turbinas eólicas, hay que tener en cuenta los siguientes puntos:

- La temperatura que se encuentra en los rodamientos suele ser baja o moderada, siendo el rango de baja temperatura el que plantea los mayores retos para el reflujo de la grasa.
- Durante la rotación del buje y las vibraciones, la grasa debe permanecer en su lugar para permitir que el aceite de purga reponga los contactos.
- La reposición debe garantizarse de forma estable a lo largo de la vida útil de la turbina y en todas las condiciones de funcionamiento.

Como algunos de los requisitos son contradictorios, la elección de la grasa es siempre el principal problema que nos encontramos. Una consistencia demasiado alta, por ejemplo, puede hacer que la grasa no cambie de posición durante el funcionamiento, pero también restringe la inyección del aceite. La elección de un aceite base de baja viscosidad conduce a una alta movilidad del aceite, es decir, los contactos se reabastecen fácilmente, sin embargo, el aceite base también puede fluir y perderse para su reabastecimiento. Además, los lubricantes contienen aditivos y lubricantes sólidos que pueden influir en el desgaste.

Algunos estudios [59] concluyen que la grasa adecuada debe adaptarse a las condiciones de funcionamiento concretas, puesto que las grasas que funcionan bien en algunos escenarios pueden ser perjudiciales en otras condiciones, y en algunas de las grasas investigadas no se ha podido mostrar una protección satisfactoria contra el desgaste en todas las condiciones de funcionamiento que se dan en los rodamientos de paso de las turbinas eólicas.

4.2 Sistema de lubricación

Entre los posibles inconvenientes relacionados con el uso del aceite lubricante se encuentra la necesidad de cambiarlo periódicamente, lo que supone una interrupción en el funcionamiento del aerogenerador y puede causar importantes pérdidas económicas, dado el impacto directo en el número de horas de trabajo que no se están materializando y los problemas de mantenimiento relacionados. Además, desde el punto de vista medioambiental, el aceite lubricante debe gestionarse como un residuo peligroso, con riesgos inherentes de derrame durante su manipulación.

El grupo turbina-generador está formado por piezas estáticas y giratorias. Los cojinetes son un elemento esencial del sistema y están sumergidos en aceite lubricante para evitar el desgaste prematuro debido a la fricción. En este sentido, una fina capa de aceite lubricante es lo único que separa los elementos fijos de los giratorios.

La constante evolución de la industria eólica ha obligado a desarrollar sistemas de lubricación más avanzados para alargar la vida útil de la maquinaria eólica, así como su fiabilidad. Algunos rodamientos reciben una cantidad de lubricante muy concreta a determinados intervalos. Hacer esta operación de manera efectiva conlleva sistemas centralizados y de monitorización. Estos sistemas están compuestos de una bomba de llenado eléctrica, un presostato y otra bomba para el lubricante ya utilizado. [60]



Figura 31. Componentes principales de un sistema de lubricación centralizado

La mejora de estos sistemas permite, por ejemplo, reponer de manera homogénea el lubricante. El sistema hace un llenado de aceite lubricante desde la parte superior y a continuación sale por la parte inferior con el sistema de bombeo. Este nuevo sistema, desarrollado por la firma KFG, incorpora algunas características para mejorar la eficiencia, pues en sistemas de lubricación más antiguos, la grasa se hacía pasar por el fondo, y esto traía consigo problemas relacionados con la acumulación de grasa que no se había empleado en la parte superior de la bomba.

Otros sistemas actuales de lubricación similares a los anteriormente mencionados vienen de la mano de empresas como Lincoln. El sistema Quickclub de Lincoln [61] permite suministrar una cantidad precisa de grasa a todos a los puntos necesarios mientras está en funcionamiento. Este sistema emplea una válvula divisora Quickclub SSV de una sola pieza que, mediante pistones internos, divide la grasa y envía la cantidad adecuada a cada punto que sea necesario lubricar. El QLS 401 es un sistema de lubricación integrado, todo en uno, que consigue lubricar hasta 18 puntos de manera independiente.



Figura 32. Sistemas de lubricación Quickclub 203 y Quickclub 401



Figura 33. Instalación del sistema de lubricación

El aceite que se utiliza en la formulación de un lubricante para los engranajes de los componentes de un aerogenerador puede ser, como ya hemos visto, de diferente tipología, desde un aceite mineral procedente de hidrocarburos hasta cualquiera de los muchos lubricantes sintéticos producidos. Los aceites lubricantes se componen de una base, que suele tener entre un 75% y un 95% de aceite. El 5% restante está formado por los aditivos que son los responsables de determinar las características finales del aceite [62].

Las variaciones de la temperatura y la contaminación degradan el lubricante, lo que provoca problemas tribológicos en los rodamientos y engranajes, incluida la corrosión. Las partículas sólidas de desgaste y el arrastre de agua (agua salada para las instalaciones marinas) son dos fuentes de contaminación y constituyen el principal problema en las multiplicadoras de los aerogeneradores.

Para mantener el rendimiento óptimo de los componentes de las turbinas eólicas en condiciones ambientales y de carga extremas, el suministro de lubricantes, además de ser continuo, debe cumplir con estándares más altos en comparación con otros lubricantes que se utilizan en diferentes industrias.

En la Figura 34 se representa esquemáticamente una serie de factores relacionados con el lubricante que dan lugar a problemas frecuentes en las multiplicadoras. La falta de un correcto mantenimiento puede producir fallos en el filtrado del lubricante, así como el deterioro de este. Tanto la temperatura, como el ambiente corrosivo al que puedan estar expuestos los componentes involucrados ocasionan problemas de refrigeración y un estado inadecuado de las condiciones de trabajo del lubricante. Es fundamental cuidar y mantener las condiciones necesarias para que no se produzcan pérdidas de lubricación y mantener así la eficiencia esperada de la turbina.

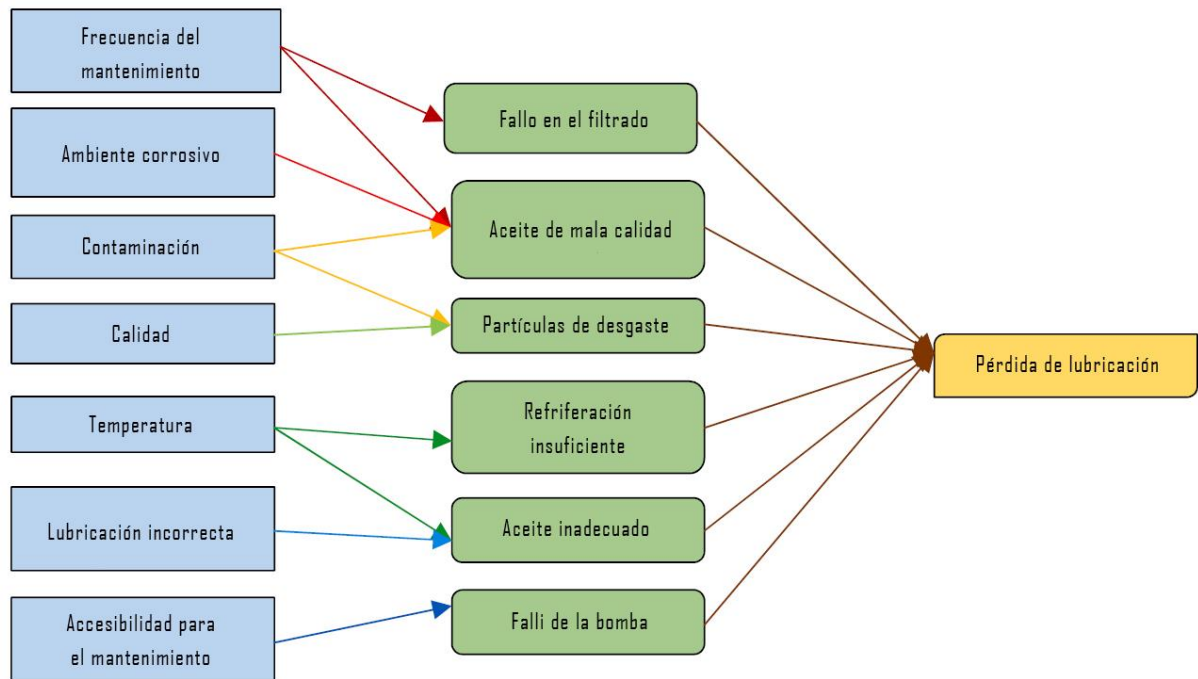


Figura 34. Factores que afectan a la fiabilidad en relación con las causas de fallo para la pérdida de lubricación en la multiplicadora de un aerogenerador. [63]

4.3 Nuevos lubricantes para turbinas eólicas

El desarrollo de nuevos lubricantes es una batalla constante por encontrar la idoneidad de un aceite que cumpla con todos los requisitos para no solo el correcto funcionamiento del sistema, sino también con el objetivo de prolongar la vida útil de un aerogenerador y, más concretamente, de las multiplicadoras que siguen siendo el caballo de Troya en la eficiencia de la energía eólica. Es por ello de vital importancia el estudio exhaustivo del comportamiento físico de las partes débiles de un aerogenerador, analizando aquellas donde hay rodamientos sometidos a cargas importantes.

El análisis de cada rodamiento para determinar la cantidad de lubricante necesario y sus propiedades requiere el conocimiento de las distribuciones de carga en el mismo. En general, estos rodamientos están sometidos a una combinación de altas tensiones y micro oscilaciones lo que suele provocar un elevado desgaste [64]. En un estudio de 2012 [65] se investigó la distribución de cargas en los rodamientos de cuatro puntos de contacto de un buje de una turbina de 1,5 MW con el método de los elementos finitos (FEM).

Estos rodamientos están sometidas a fuerza axial, fuerza radial y momentos. Los diámetros interiores de estos rodamientos pueden llegar a ser de 5 m para un aerogenerador de 5 MW. La rigidez del rodamiento y de su estructura de soporte se reduce en gran medida debido a este tamaño, de modo que las distribuciones de las fuerzas de contacto en las pistas del rodamiento, la capacidad de carga y la vida útil del rodamiento se ven seriamente afectadas y son difíciles de predecir.

En este estudio [65] se revela que la distribución de cargas en un rodamiento giratorio de cuatro puntos de contacto considerando el efecto de la elasticidad estructural es

significativamente distinto a los cálculos realizados tradicionalmente, pues las fuerzas de contacto reales pueden ser mucho mayores que las calculadas como un sólido rígido.

Gracias a este tipo de análisis matemático se obtienen resultados con la precisión necesaria para conocer con mayor exactitud el comportamiento que tiene cada elemento del aerogenerador sometido a fuerzas de rozamiento, información necesaria para explorar los nuevos lubricantes a emplear en los distintos sistemas de lubricación que componen el aerogenerador.

En otro estudio más reciente [66] se investigaron los rodamientos de rodillos cilíndricos de tres hileras de una turbina de 3 MW. Además, existen numerosas publicaciones sobre la distribución de la carga en los rodamientos, lo que ayuda a investigaciones posteriores a determinar con mayor precisión las necesidades de los nuevos lubricantes para la mejora de los sistemas tribológicos actuales en aerogeneradores.

La búsqueda de nuevos lubricantes supone el mayor reto para la mejora de la eficiencia de las turbinas eólicas, especialmente de las multiplicadoras. Un aceite lubricante con mejores propiedades que evite un prematuro desgaste en los elementos y que además conserve estas propiedades durante más tiempo permitiría ahorrar costes de mantenimiento y ayudaría a prolongar la vida útil de la máquina. A partir de los lubricantes comentados anteriormente, las líneas de investigación proponen alternativas para los nuevos lubricantes. El uso de líquidos iónicos como aditivos puede llegar a ser una de las soluciones más prometedoras.

Los líquidos iónicos son sales con un punto de fusión muy bajo, químicamente muy consistentes, formados por cationes orgánicos y aniones orgánicos o inorgánicos. Dado que las combinaciones de cationes y aniones son enormes, los estudios referidos a los líquidos iónicos tienen un largo recorrido por delante, pudiendo encontrar en ellos una amplia gama de posibilidades en el campo de la ingeniería. Poseen un amplio rango de estabilidad térmica y en numerosos estudios se ha concluido que los líquidos iónicos ayudan a reducir los coeficientes de fricción y el desgaste en distintos tipos de contactos con acero y en un amplio rango de temperaturas.

Los primeros líquidos iónicos utilizados en la lubricación estaban basados en cationes de imidazolio y aniones [BF₄] y [PF₆], [67], pero aunque mejoran el rendimiento tribológico, estos aniones se descomponen por hidrólisis en compuestos altamente corrosivos y tóxicos, tal y como se demuestra en un estudio realizado en 2009 por la Universidad de Aveiro [68] tras la polémica discusión en cuanto a si los líquidos iónicos son totalmente ecológicos, pues esta afirmación no siempre es válida, y propiedades como la toxicidad y la estabilidad química/térmica de los líquidos iónicos deben ser completamente caracterizadas para evaluar su potencial uso como parte de lubricantes ecológicos.

En el estudio llevado a cabo por Gutierrez et al. [69] en 2016, se realizó un ensayo sobre acero de rodamientos AISI 52100 con líquido iónico [THTDP][NTf₂] en una proporción de 2,5% y 5% en peso añadido a una base de polialfaolefina-Synton PAO-40 (PAO) y a

un lubricante para cajas de engranajes de turbinas eólicas disponible en el mercado, Mobilgear SHC XMP 320 (MG).

La adición de líquidos iónicos a MG y PAO redujo el diámetro de la huella de desgaste en los ensayos realizados (Figura 35). Esta disminución es especialmente importante en el caso de [THTDP][NTf2], donde se alcanza una reducción del desgaste del disco de acero en torno al 20% y al 23% cuando se añade un 5 % en peso de este líquido iónico a MG y al PAO, respectivamente. Cuando se utiliza la MG como aceite base de las mezclas, el aumento de la concentración de líquido iónico da lugar a una disminución del desgaste.

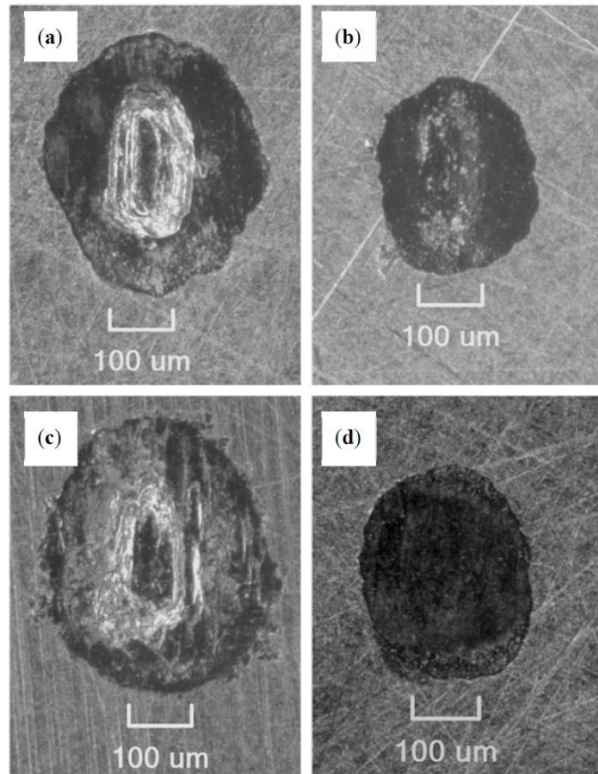


Figura 35. [69] Desgaste en discos de acero AISI 52100 después de los ensayos con los lubricantes: (a) MG; (b) MG + 5% [THTDP][NTf2]; (c) PAO; y (d) PAO + 5% [THTDP][NTf2].

Cuando el lubricante contiene aditivos, es decir, tanto líquidos iónicos como los aditivos presentes en la formulación MG, la mejora del acabado superficial del disco produce huellas de desgaste mayores que las obtenidas con un acabado normal de la superficie. Esto sugiere que los aditivos necesitan un cierto nivel de rugosidad para formar una tribocapa que mejore las propiedades anti-desgaste de los metales.

Cuando el líquido iónico no está presente, la superficie desgastada presentó un desgaste más acusado y una deformación plástica, particularmente para el PAO. Además, la presencia de grietas confirma la influencia de la fatiga en el desgaste de las superficies cuando se utilizan aceites sin líquido iónico.

En otras investigaciones recientes [70] se estudió el uso de los líquidos iónicos [BMP][NTf2] y [Choline][NTf2] como aditivos dentro de dos aceites para cajas de engranajes de turbinas eólicas FLENI y FLENDER. Este aditivo no está indicado

especialmente para la disminución de la fricción (Figura 36), pero sí contribuye a una alta reducción en el desgaste (Figura 37).

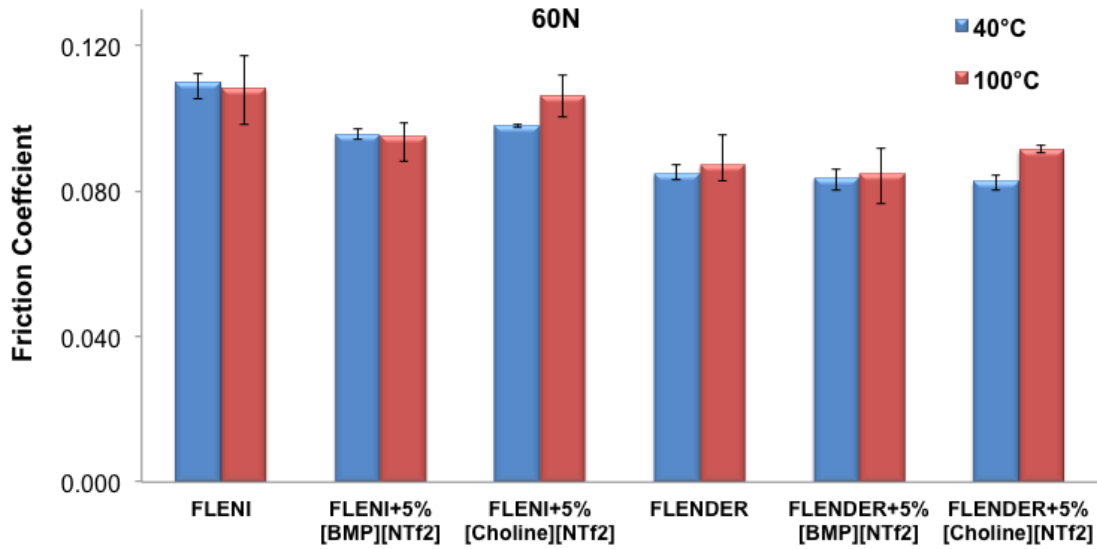


Figura 36. Coeficiente de fricción de lubricantes con y sin líquidos iónicos.

La adición de ambos líquidos iónicos no modificó significativamente el comportamiento de la fricción, pero se confirma la eficacia del líquido iónico [BMP][NTf2] respecto al [Choline][NTf2] a mayor temperatura, particularmente por la presencia de fosfatos de hierro. Sugiere también que la presencia de hidróxidos/óxidos contribuyen a empeorar la lubricación, y esto tiene relación con la temperatura, pues a 40° C el líquido iónico tiende a aumentar la relación de óxidos de hierro o hidróxidos/óxidos, sin embargo, a 100° C esta relación es levemente superior a los aceites para engranajes tradicionales, pero la reducción del desgaste es significativamente menor.

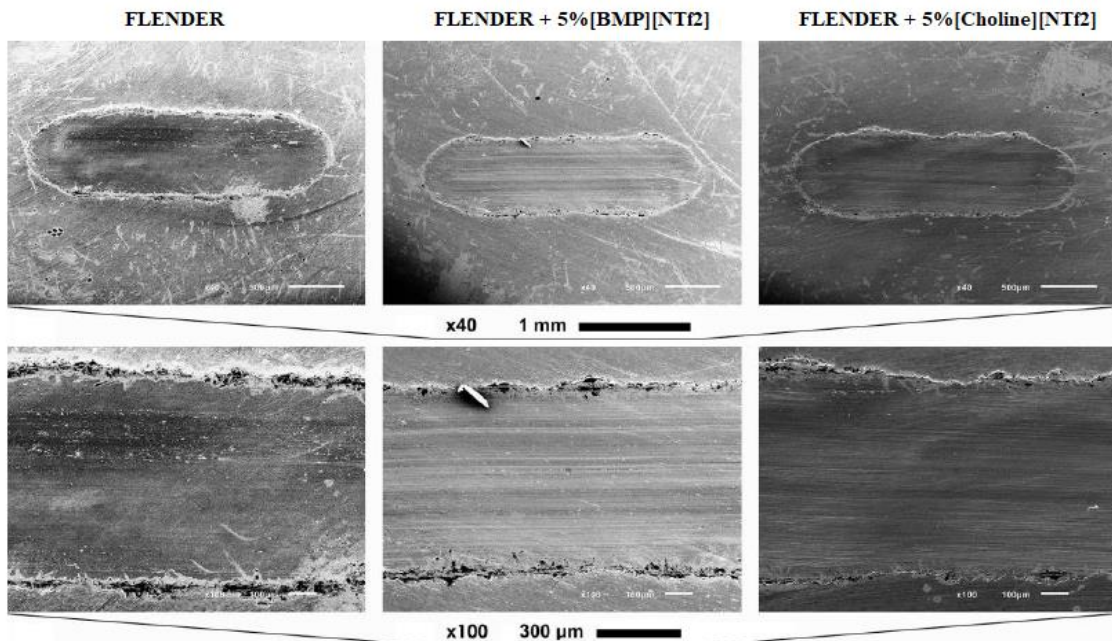


Figura 37. Micrografías de las superficies de desgaste en los ensayos con aceite Flender con y sin líquidos iónicos [70].

Una de las particularidades de los líquidos iónicos es su amplia gama de posibilidades y combinaciones, por lo que estudios de este tipo ayudan a clarificar qué líquidos iónicos pueden ser una opción más interesante para el desarrollo de los nuevos lubricantes.

Las características que hacen que los líquidos iónicos sean aún más atractivos para las aplicaciones tribológicas son la baja volatilidad, que no son inflamables, su alta estabilidad térmica y su mejor rendimiento intrínseco. Esto último se refiere al potencial de los líquidos iónicos para evitar ciertos aditivos que son necesarios para mejorar el rendimiento de las formulaciones lubricantes convencionales. Por ejemplo, los detergentes no son necesarios porque los líquidos iónicos actúan como disolventes. Tampoco los antiespumantes son necesarios debido a la baja presión de vapor y los antioxidantes probablemente tampoco lo sean debido a la alta estabilidad térmica de los líquidos iónicos.

Utilizando el líquido iónico [BMP][NTf₂] como aditivo al 5% en peso en un aceite para engranajes de aerogeneradores de base mineral se muestra un ligero comportamiento de reducción de la fricción con respecto al aceite para engranajes sin líquido iónico, pero una clara reducción del desgaste, según un estudio de Fernandes et al. [71].

Este estudio concluye que la adición del líquido iónico al aceite para engranajes de base mineral obtuvo una menor pérdida de par en los ensayos de rodamientos y una menor pérdida de potencia en los ensayos FZG, utilizados para poner a prueba la resistencia al arrastre de aceites con aditivos. Aunque las mejoras de eficiencia del 0,25% conseguidas son muy pequeñas, pueden representar un ahorro de 6 kW en una turbina eólica de 2,5 MW; y consigue una importante reducción del desgaste en los engranajes con la adición del líquido iónico.

En este trabajo de la Universidad de Oviedo [72] también se avala la eficacia de los líquidos iónicos para la reducción de la fricción. En este caso en un recubrimiento de Cr-DLC utilizando [(NEMM)MOE][FAP] y [BMP][FAP] comparado con un lubricante puro PAO 6 y un aditivo tradicional ZDDP.

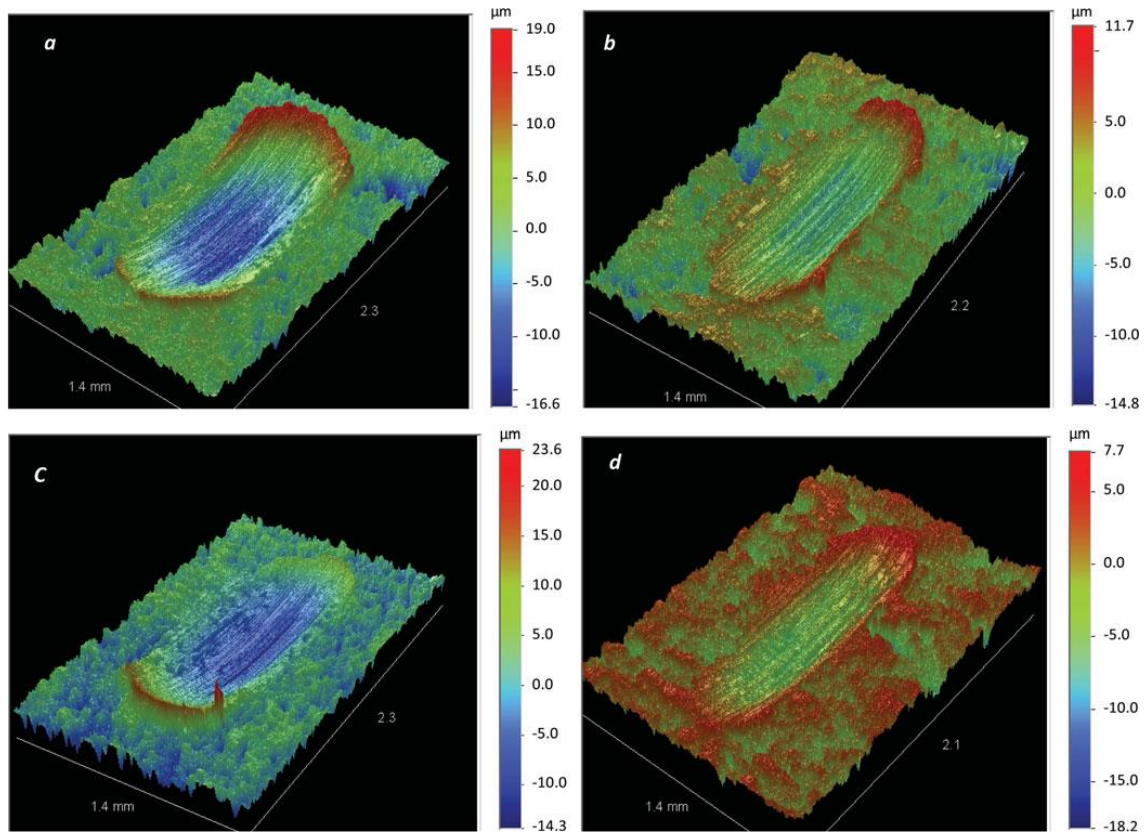


Figura 38. Representación 3D del desgaste tras un ensayo con (a) PAO 6 (b) PAO 6 + 1% [BMP][FAP], (c) PAO 6 + 1% [(NEMM)MOE][FAP] y (d) PAO 6 + 1% ZDDP

En la Figura 38 se observan las huellas de desgaste para los distintos ensayos a 40 N con y sin aditivo. Se puede confirmar de esta manera que las huellas producidas por los lubricantes con un determinado porcentaje de aditivos (Líquido iónico o ZDDP) son más pequeñas, lo que indica un mejor rendimiento respecto al PAO 6 puro.

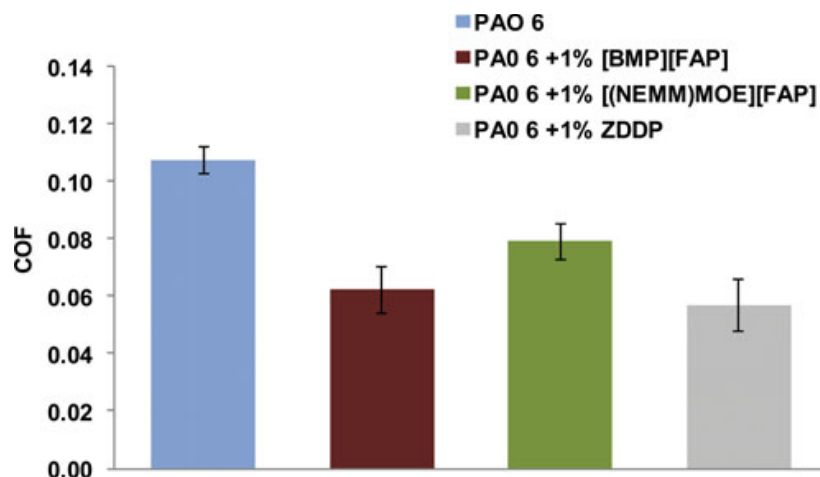


Figura 39. Coeficientes de fricción para una cara de 20N

En este estudio también han realizado una comparación del comportamiento de los distintos lubricantes a diferentes cargas. Se destaca la eficacia de los líquidos iónicos para determinadas cargas, pues para una carga de 20 N se aprecia una diferencia significativa entre las distintas mezclas con aditivos respecto al PAO 6 sin ningún añadido (Figura 39),

pero al aumentar la carga a 40 N empleando el par tribológico y los mismos lubricantes, el coeficiente de fricción se refleja claramente a favor del aditivo tradicional en cuanto a su proporción en la reducción del coeficiente de fricción (Figura 40).

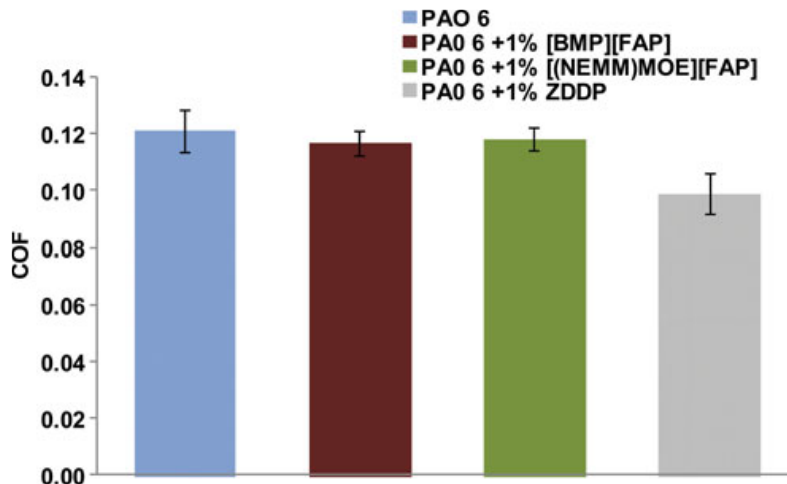


Figura 40. Coeficientes de fricción para una carga de 40N

De este ensayo se desprende una mayor eficacia del aditivo tradicional respecto a los líquidos iónicos utilizados, pero también un mejor rendimiento del [BMP][FAP] respecto al [(NEMM)MOE][FAP] con una reducción del desgaste cercano al aditivo tradicional ZDDP.

Otros estudios realizados con el líquido iónico $[N_{1888}][NTf_2]$ [73] revelan también las diferencias para las distintas cargas. En este caso con resultados menos esperanzadores, pues el coeficiente de fricción medio de todas las pruebas es similar, independientemente de la muestra de lubricante y de la carga utilizada. Sin embargo, el estudio de la evolución del coeficiente de fricción y de la resistencia eléctrica de contacto (ECR) con el tiempo muestra que los valores iniciales más altos del coeficiente de fricción disminuyen con el aumento de la ECR. Los valores de ECR son mayores en las cargas más bajas (40 N) e intermedias (80 N), mientras que en la carga más alta (120 N) disminuyen. Este comportamiento podría estar relacionado con los procesos de adsorción-desorción, que dependen de la temperatura y, por tanto, de la carga.

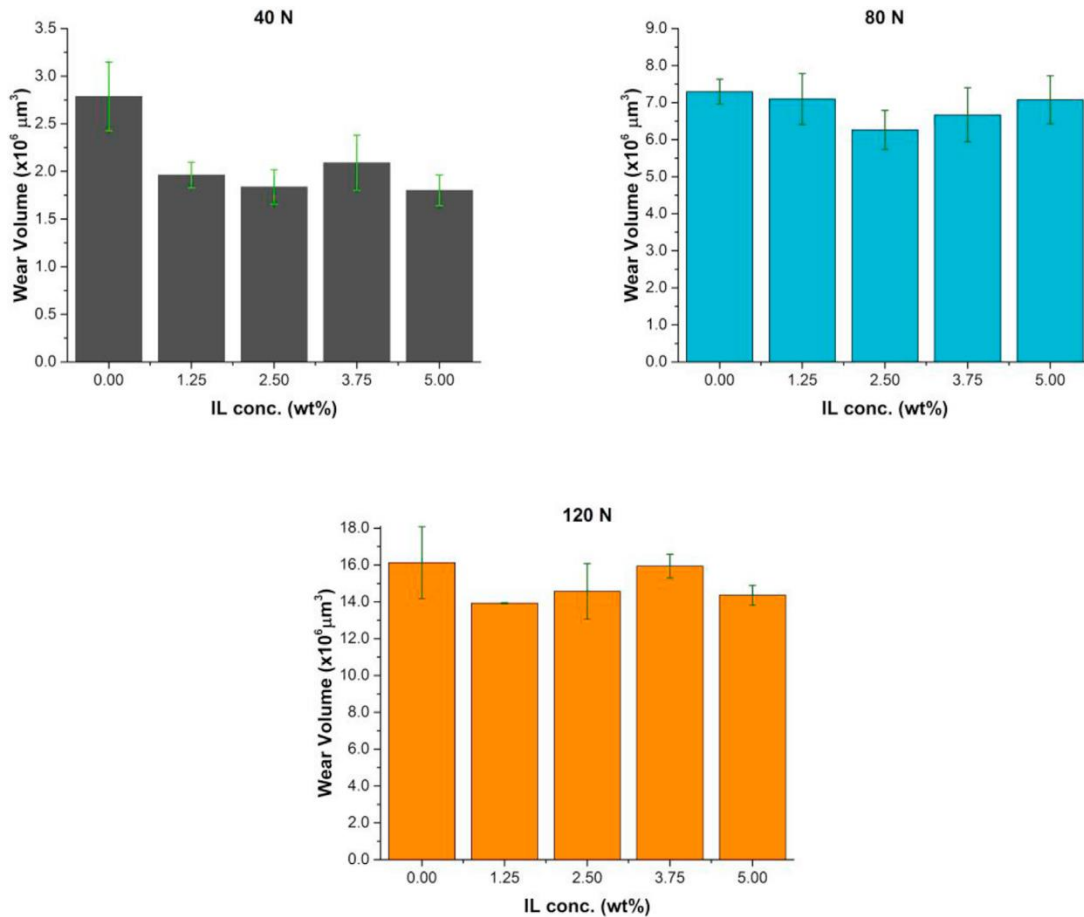


Figura 41. Volumen medio de desgaste de las pruebas realizadas con $[N_{1888}][NTf_2]$.

También se ha comprobado que un lubricante con líquido iónico TTP-DDP como aditivo muestra una elevada capacidad antifricción y de protección contra el desgaste para el contacto acero/acero a temperatura elevada cuando se mezcla con PETO y TMPTO [74]. Se forma una película protectora de fosfato de hierro en las superficies de deslizamiento. En resumen, su fácil preparación, su elevada estabilidad térmica, su eminente solubilidad y sus extraordinarias propiedades tribológicas lo convierten en un prometedor aditivo.

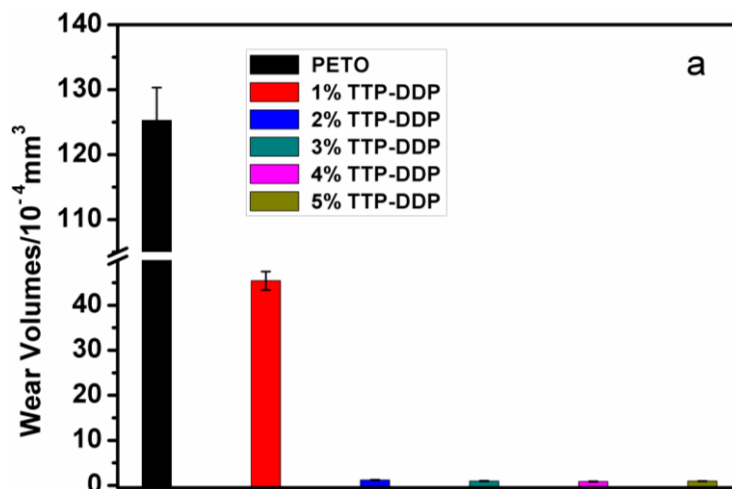


Figura 42. Volumen medio de desgaste de las pruebas realizadas con PETO y TTP-DDP a 200° C y una carga de 200 N.

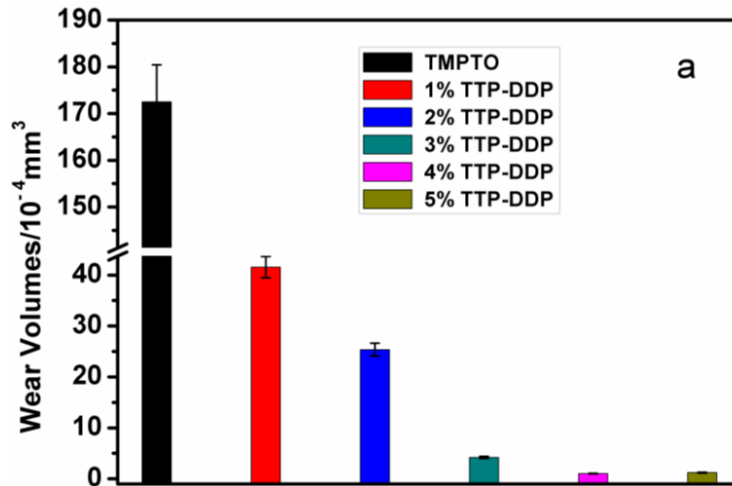


Figura 43 .Volumen medio de desgaste de las pruebas realizadas con TMPTO y TTP-DDP a 200° C y una carga de 200 N.

Es interesante destacar otros ensayos realizados en rodamientos con líquidos iónicos basados en cationes de fosfonio: $[P_{66614}][(\text{iC}8)_2\text{PO}_2]$ y $[P_{66614}][\text{BEHP}]$, en este caso se demuestra cómo el rendimiento del aceite puro está por debajo del aceite aditivado con estos líquidos iónicos [75].

En este ensayo se toman ambos líquidos iónicos al 0,5 y 1% en peso en la base lubricante Yubase4 y se compara gráficamente la relación deslizamiento-rodadura (SRR) al 5 y 50%. Las propiedades de fricción de las muestras de lubricante que contienen líquidos iónicos, así como del aceite base, están fuertemente influenciadas por las condiciones de ensayo (temperatura, velocidad, SRR) y el acabado superficial de las probetas. Todas las muestras de lubricante muestran un grosor de película lubricante similar en la lubricación de película completa y se comportan de forma similar en las pruebas de fricción con discos pulidos a una SRR del 5%, pero las mezclas superan al aceite base puro a una SRR del 50%.

En general, se demuestra que la adición de estos líquidos iónicos produce una mejora tribológica, lo que puede resultar interesante para su uso en rodamientos de aerogeneradores.

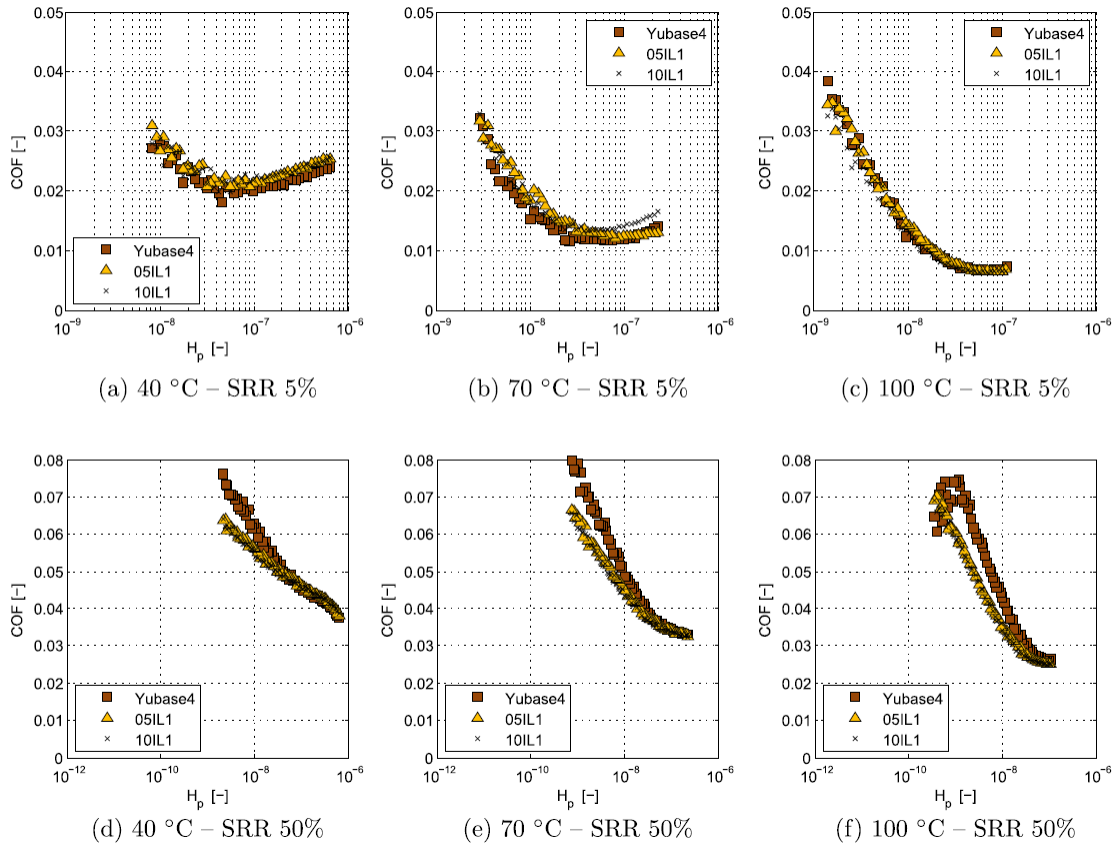


Figura 44. Ensayos con aceite base comparado con la adición de $[P_{66614}][iC8)_2PO_2]$

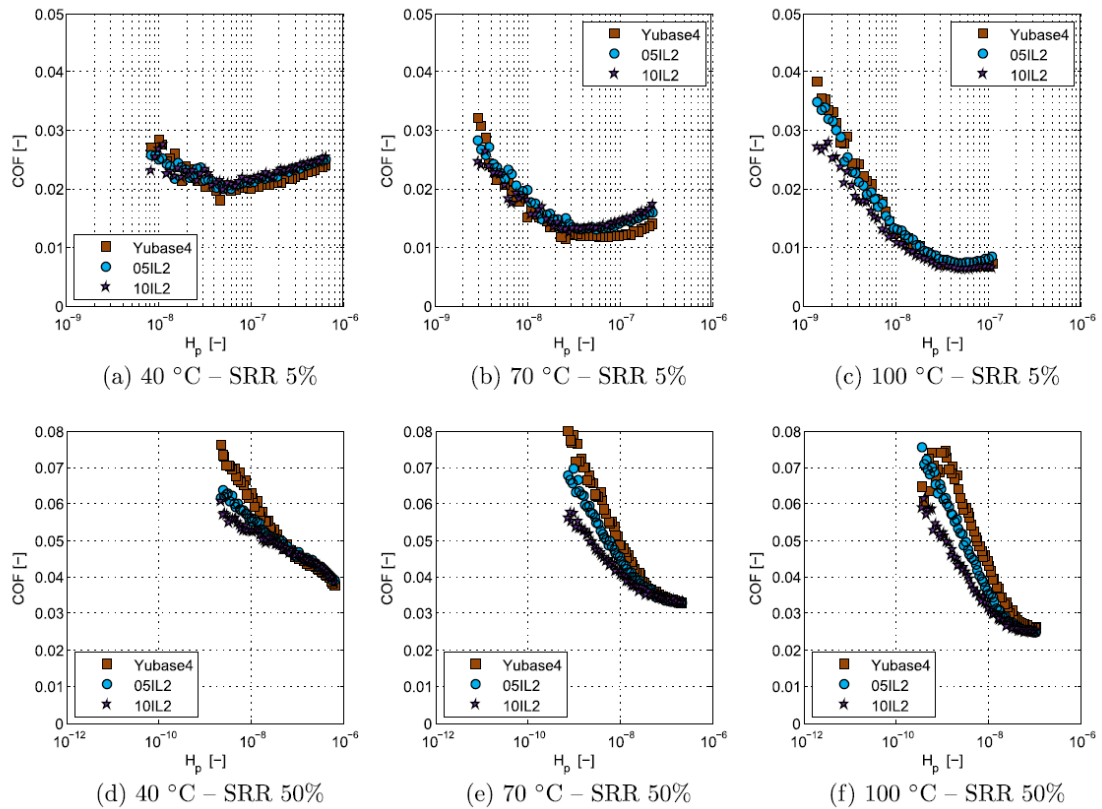


Figura 45. Ensayos con aceite base comparado con la adición de $[P_{66614}][BEHP]$

Utilizando en otro caso un aceite mineral (M2) como base para los líquidos iónicos [HMIM][BF₄] y [HMIM][PF₆], se obtienen los resultados de la Figura 46. En este estudio [76] se afirma que si se requieren lubricantes para aplicaciones a altas temperaturas (>200 °C), los líquidos iónicos puros pueden ser la solución. En el caso de aplicaciones a temperaturas más bajas, los líquidos iónicos serían candidatos idóneos como aditivos antifricción y antidesgaste. El [HMIM][BF₄] y [HMIM][PF₆] mejoran las propiedades de fricción y antidesgaste del aceite base gracias a la reactividad del anión con las superficies de acero.

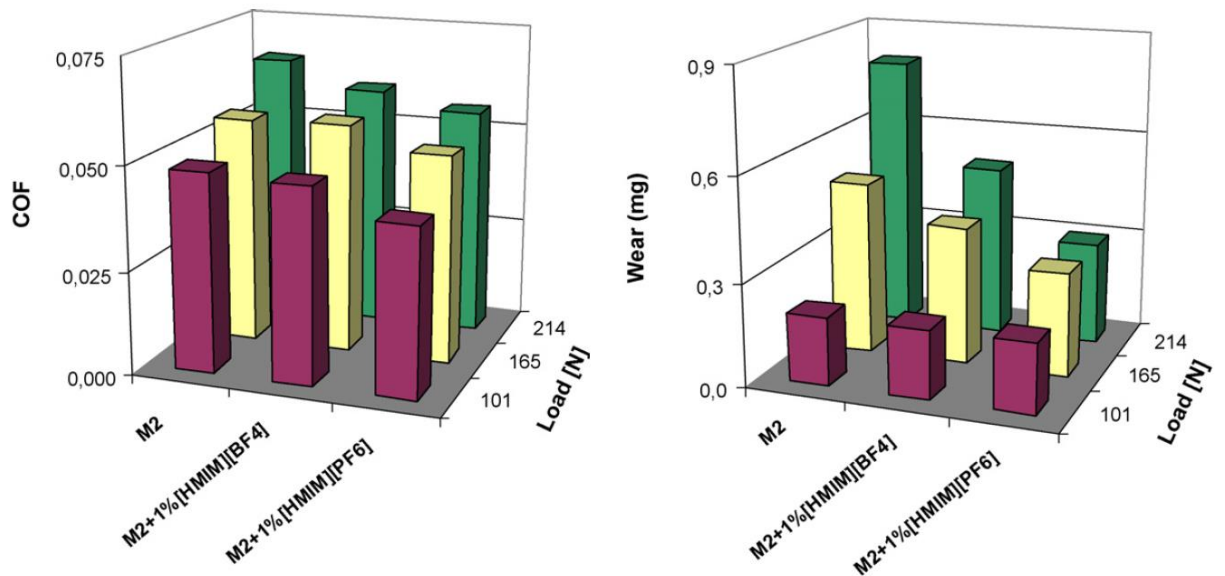


Figura 46. Coeficiente de fricción y desgaste medio con [HMIM][BF₄] y [HMIM][PF₆]

En ensayos realizados con líquidos iónicos [P₈₈₈₈][DEHP] y [P₆₆₆₁₄][DEHP] en concentraciones de 1,04% en un aceite lubricante base GTL 4 cSt proporcionado por Shell Global Solutions [77] se demuestra la eficacia de los mismos al compararlo con el mismo aceite lubricante sin la adición de líquidos iónicos, y se observan diferencias significativas en el coeficiente de fricción.

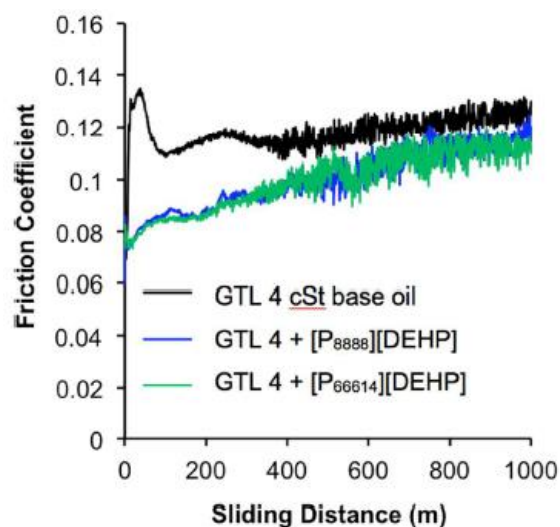


Figura 47. Coeficiente de fricción en ensayos con [P₈₈₈₈][DEHP] y [P₆₆₆₁₄][DEHP]

El aceite base que se utiliza mayoritariamente en el desarrollo de todos estos ensayos además de su uso habitual en multiplicadoras es el aceite mineral de bajo coste. Sin embargo, no es coherente desarrollar aerogeneradores que proporcionen energía limpia y a su vez mantener la integridad del medio ambiente si se siguen utilizando este tipo de aceites base. El aceite de colza (denominado RSO) se considera una opción muy interesante ya que combina propiedades excelentes de lubricación junto a propiedades de biodegradabilidad que favorecen esta energía limpia.

En un estudio realizado por Z. Li et al. [78] se hace uso de este aceite base para realizar ensayos con los líquidos iónicos DOPD y DBDB. Los resultados mostrados en la Figura 48 muestran que todos los aditivos son capaces de mejorar la capacidad de carga del aceite base, y el DOPD se desempeña significativamente mejor que el DBDB.

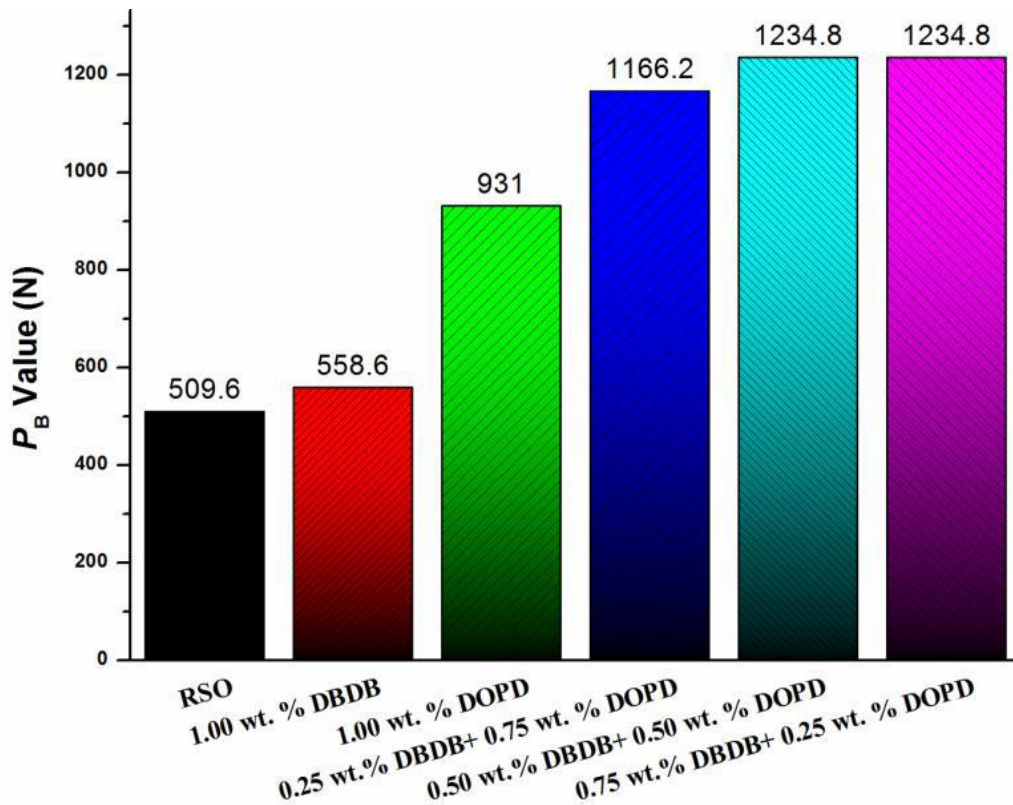


Figura 48. Cargas máximas soportadas por lubricante con DBDB y DOPD.

Se observa que DBDB y DOPD como aditivos únicos muestran propiedades de reducción de la fricción totalmente diferentes en comparación con todas las combinaciones de DBDB y DOPD. Se sabe que la disminución del coeficiente de fricción puede atribuirse a la generación de una película de adsorción y/o película de reacción por el aditivo en la superficie de pares de fricción cuya resistencia al cizallamiento es considerablemente menor que la de la matriz metálica [79].

Se puede comprobar que la combinación de DBDB y DOPD mejoran significativamente la reducción de la fricción, lo que revela que la adición de DBDB en DOPD facilita que los aditivos reaccionen con la superficie metálica recién expuesta para formar una película protectora compacta y suave con baja resistencia al cizallamiento, y se traduzca en un menor coeficiente de fricción.

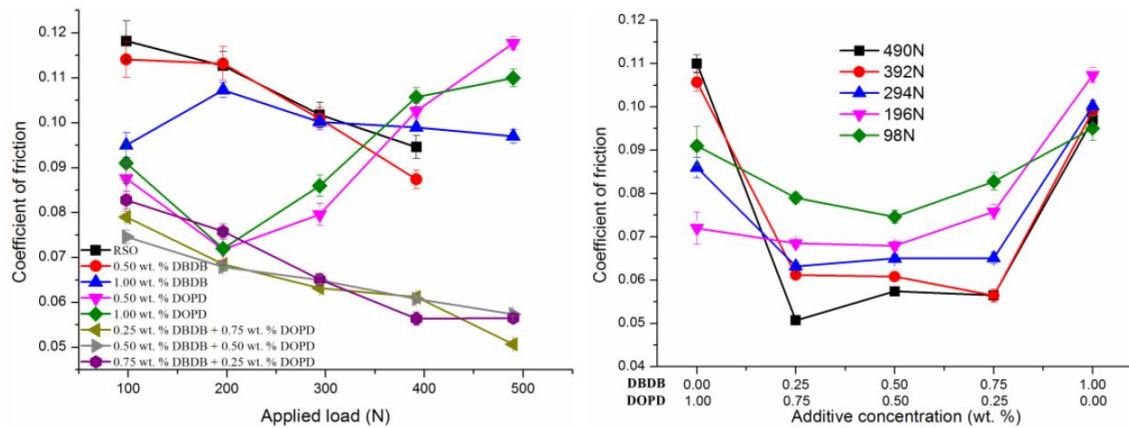


Figura 49. Coeficientes de fricción para diferentes cargas aplicadas con DBDB y DOPD.

No hay que olvidar el compromiso con el medio ambiente que la energía eólica representa. Los aceites lubricantes son tradicionalmente líquidos sintéticos que están condicionados a una prolongada biodegradabilidad, por esta razón, otra tendencia hacia el desarrollo de nuevos lubricantes se focaliza en el uso de aceites ecológicos. Los biolubricantes se utilizan por su alta lubricidad, baja toxicidad, alto índice de viscosidad, punto de inflamación más alto, alta capacidad de carga, buen rendimiento antidesgaste, rápida biodegradación con emisiones de gases de efecto invernadero casi nulas y una mayor seguridad en su manipulación y por tanto en el mantenimiento.

En un estudio de 2018 [80] se realiza un ensayo donde un lubricante en base PAO es sometido a distintas pruebas de fricción con grafeno como aditivo y sin aditivo, comparado a su vez con un aceite sintético para engranajes (glicol de polialquileno). Tal y como se puede ver representado en la figura 50, de las cuatro pruebas realizadas, siendo la primera con ningún aditivo y viéndose incrementado de 100 en 100 ppm hasta 300 ppm en el ensayo número cuatro, se observa que 100 ppm de adición de grafeno al PAO pueden mejorar las características de desgaste y fricción de las superficies de contacto. Mientras que 200 ppm (prueba 3) y 300 ppm (prueba 4) de grafeno no pudieron mejorar el rendimiento tribológico relativamente en comparación con el aceite de base glicol.

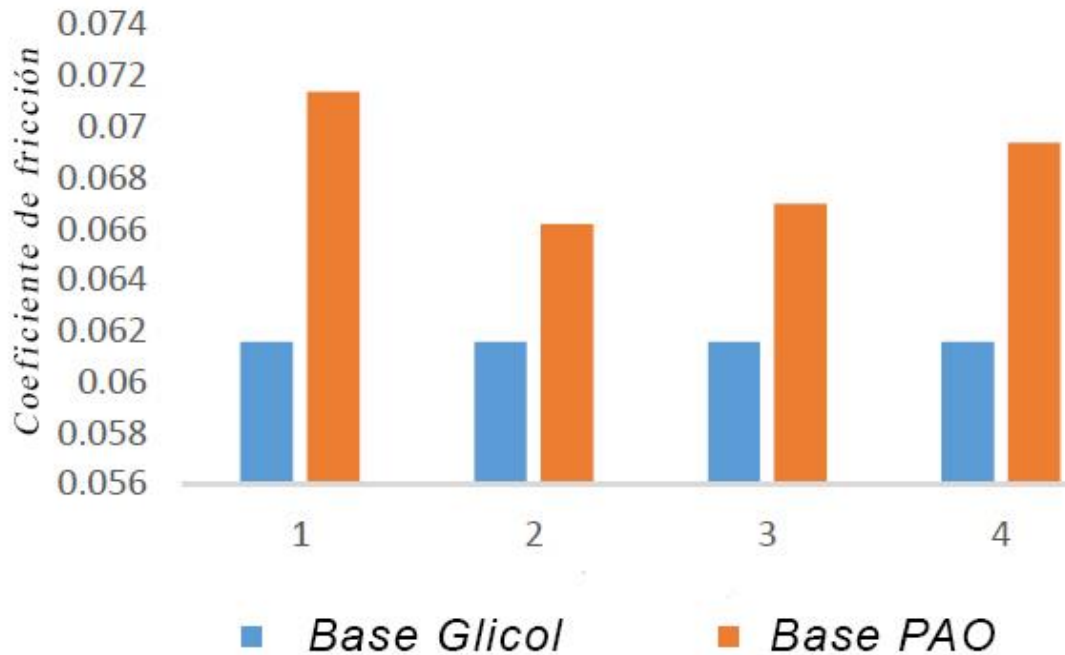


Figura 50. Desgaste con aceite en base Glicol sin aditivo y lubricante en Base PAO con adición de grafeno.

A partir de los resultados comparativos, la resistencia al desgaste del lubricante en base PAO sin aditivo es menor. Sin embargo, al mismo tiempo, cuando se añade una cantidad adecuada de aditivo, el rendimiento del lubricante aumenta. Los resultados, aunque no están a la altura de los aceites sintéticos en con base glicol, muestran cómo la adición de 100 ppm de grafeno ayuda a mejorar el lubricante. Los esfuerzos han de apuntar a la modificación de los tipos de aditivos y su concentración para alcanzar mejor rendimiento y fiabilidad a largo plazo, con el fin de hacerlos aptos para aplicaciones marinas, como las turbinas eólicas en alta mar.

Los nano-lubricantes han sido considerados recientemente como un potencial aditivo lubricante, principalmente debido a sus ventajas, tales como: el tamaño adecuado para entrar en las asperezas de contacto, la estabilidad térmica, la variedad de la química de las partículas, y la velocidad de reacción con la superficie sin período de inducción.

Cuando la película de fluido se rompe, el uso de un lubricante sólido puede proporcionar propiedades tribológicas mejoradas en las interfaces de contacto en deslizamiento, soportar la carga y actuar como película lubricante de apoyo en condiciones de deslizamiento con lubricación límite. El MoS_2 , el grafito, el WS_2 y otras micropartículas basadas en el carbono y el boro se han utilizado ampliamente en aplicaciones industriales. Recientemente, se ha presentado que las nanopartículas de h-BN pueden generar compuestos de boro por reacción química en régimen de lubricación límite [81].

El tratamiento de superficies a base de boro junto al aditivo de nano-partículas a los lubricantes [81] supone otro enfoque en el desarrollo de nuevas fórmulas que prolonguen la vida útil de los componentes. En este caso [81] utilizando partículas h-BN molidas a un tamaño micrométrico, dispersas en aceite sintético para engranajes, se emplean bolas de circonio estabilizado con itrio como medio de trituración y logran ese tamaño micrométrico.

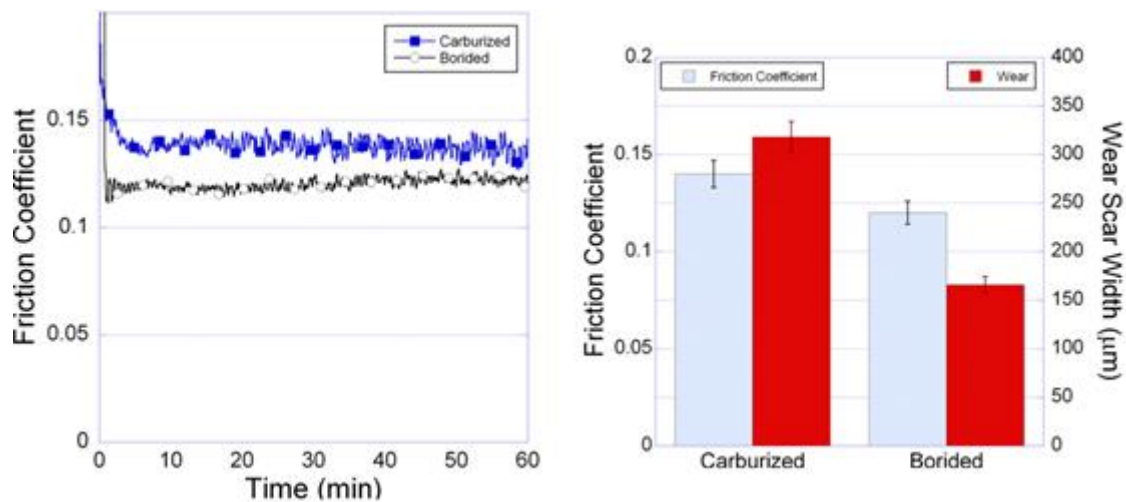


Figura 51. Ensayo en superficies de acero para engranajes carburados y borados.

En la Figura 51 se observa el comportamiento de fricción del aceite para engranajes formulado con BN. La superficie carburada, en combinación con el lubricante, muestra un coeficiente de fricción algo mayor que la superficie borada. En este ensayo, la superficie carburada presentaba una huella de desgaste clara, mientras que la superficie borada no tenía ninguna huella tan acusada.

Dadas las ventajas de los aditivos en lubricantes basados en boro nanocoloidal, estas tecnologías tienen el potencial de aplicarse industrialmente en cajas de engranajes de turbinas eólicas como forma de mitigar los fallos tempranos del sistema.

Cabe esperar de estos y otros estudios que ayuden al desarrollo de nuevos lubricantes cuyas propiedades puedan apuntar a una mejorada eficiencia energética en las multiplicadoras de los aerogeneradores que hoy día suponen el mayor inconveniente en la vida útil, especialmente para los parques eólicos instalados en zonas marítimas donde el acceso para su mantenimiento es más complejo.

5. Aerogeneradores off-shore

Los aerogeneradores off-shore son aquellos aerogeneradores que se encuentran instalados en zonas marítimas aprovechando las condiciones de viento y evitando las desventajas que supone la presencia de un aerogenerador cerca de núcleos urbanos. En mar abierto no existe una limitación al uso del suelo, no hay un impacto visual y se dispone de un espacio que favorece instalar parques mucho mayores que en tierra.

El impacto sonoro ya no es un problema, el espacio abierto sin edificios ni accidentes geográficos que dificulten el paso del viento tampoco lo es. Los vientos son mayores y la altura de las torres no necesita ser tan grande, pues la velocidad del viento ya es lo suficientemente alta sin necesidad de elevar el generador como se hace en tierra firme.

La turbulencia del viento es uno de los puntos clave en la eficiencia de los aerogeneradores off-shore, pues al no haber obstáculos la turbulencia es menor y los

componentes del aerogenerador sufren un menor desgaste, lo que alarga la vida útil de la máquina.

Por todo ello, los aerogeneradores marinos se están implantando cada vez más. Las perspectivas del mercado mundial hasta 2030 se han vuelto más prometedoras a medida que los gobiernos aumentan su interés y nuevos países se unen al mercado. Con una tasa de crecimiento anual promedio del 18,6% hasta 2024 y del 8,2% hasta el final de la década, se espera que las nuevas instalaciones anuales superen los 20 GW en 2025 y 30 GW en 2030 [4].

El concepto de turbina eólica flotante existe desde principios de los años 70, pero la industria no empezó a investigarlo hasta mediados de los 90. En 2008, Blue H Technologies instaló la primera turbina eólica flotante de prueba frente a la costa italiana. La turbina tenía una capacidad nominal de 80 kW y, tras un año de pruebas y recogida de datos, fue retirada del servicio. Un año más tarde le siguió el proyecto Poseidón 37, una planta de energía de las olas de 37 m de ancho y una base de turbina eólica flotante probada en el parque eólico marino de DONG en Onsevig. En 2009, Statoil instaló en Noruega el primer aerogenerador flotante a gran escala conectado a la red, Hywind, con una turbina Siemens de 2,3 MW [82].



Figura 52. Parque eólico off-shore con plataformas flotantes

En la actualidad, la energía eólica marina sigue avanzando, representando el 10% de las nuevas instalaciones de energía eólica en 2019 en todo el mundo. Impulsada por la expansión a nuevos mercados y la aceleración de la transición energética global, se prevé que la energía eólica marina desempeñe un papel cada vez más importante en el crecimiento general del mercado eólico mundial, con la perspectiva a que contribuya con más del 20% del total de las instalaciones eólicas para 2025 [4].

Estos avances son gracias, por ejemplo, a los modelos de predicción meteorológica a mesoescala que se han perfeccionado y se utilizan para cartografiar el potencial de

recursos eólicos. Aunque estos modelos son nuevos y no han sido totalmente validados en todas las situaciones climatológicas, son más precisos que los anteriores métodos de predicción de la capa límite utilizados junto con los datos medidos. La modelización de mesoescala utilizada para determinar el recurso eólico en tierra para muchas de las zonas costeras también ha proporcionado estimaciones preliminares de los recursos eólicos a una distancia de hasta 50 millas náuticas en alta mar. En Estados Unidos se han ido desarrollando concretamente mapas que indican inmensas zonas de vientos con un gran potencial para la instalación de molinos eólicos marinos [83]. Las mediciones y estudios relacionados con la velocidad y constancia del viento en las costas de cada país revelan el interés de cada Gobierno por la instalación de turbinas en el mar, haciendo de la energía eólica una fuente inagotable de posibilidades.

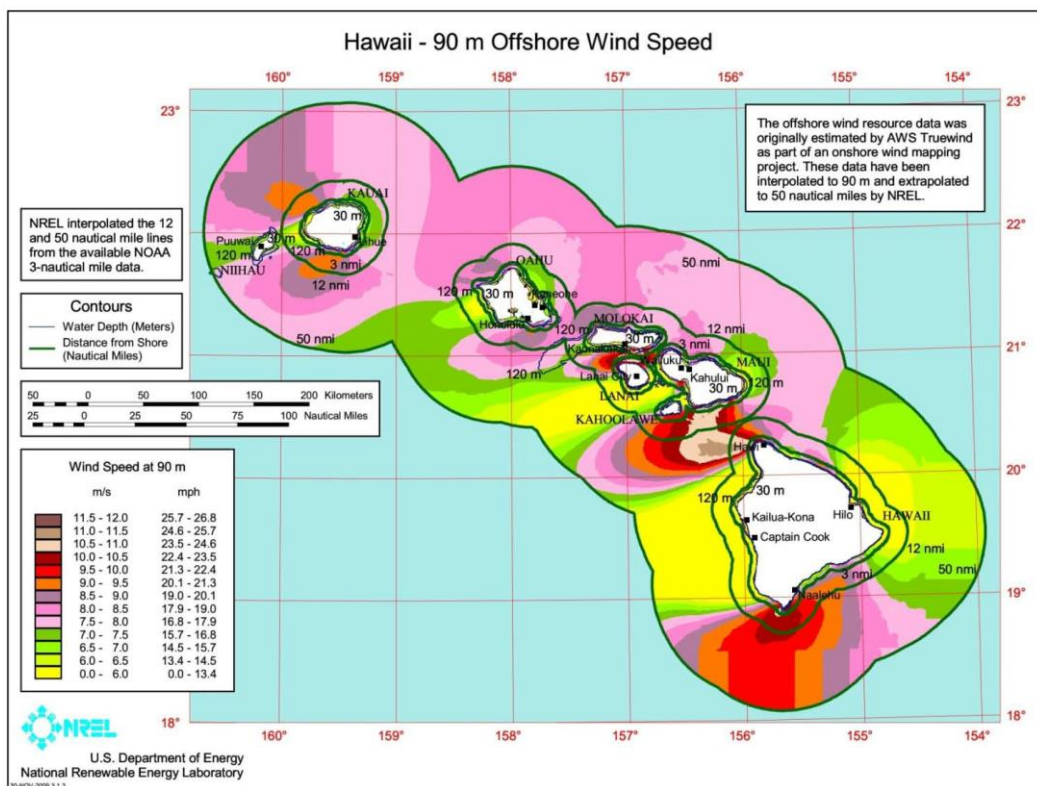


Figura 53. Mapa de vientos en las costas de las islas de Hawaii [84].

Sin embargo, los parques eólicos instalados en el mar también suponen ciertas desventajas. Evaluar el recurso eólico supone una complejidad y un coste mucho mayor que para las instalaciones en tierra. El acceso a las torres y a los elementos del aerogenerador es más difícil, lo que encarece el mantenimiento. Las infraestructuras de cimentación y elementos eléctricos como cableado hasta tierra encarecen el proyecto.

La distancia a tierra supone un reto añadido a la hora de transportar la electricidad generada. La cuestión principal recae en el uso de corriente continua o corriente alterna, pues la primera requiere de convertidores de potencia, lo que incrementa los costes, y la segunda supone una capacidad de transporte limitada cuanto mayor sea la distancia por

recorrer debido a la aparición de una corriente capacitiva que además produce pérdidas por calentamiento del cable, lo cual disminuye la eficiencia.

También la extensión del territorio marino trae consigo una serie de inconvenientes clave en el marco normativo. El aumento de la actividad en las aguas europeas ha provocado un incremento de las demandas de espacio y, por tanto, una creciente competencia entre los usuarios del mar. El desarrollo de la energía eólica marina se encuentra a menudo atrapado entre grupos de interés y normas de diferentes sectores y jurisdicciones. Esto crea incertidumbre, aumenta los riesgos de retraso o fracaso de los proyectos eólicos marinos y perjudica el potencial de crecimiento del sector. Por ello, la decisión de llevar a cabo una ordenación del espacio marítimo y de dedicar zonas a los desarrollos eólicos marinos es un aliciente positivo al sector. La ordenación del territorio proporciona estabilidad y claridad a los inversores y contribuye a reducir los costes de los proyectos [82].

Aunque unos pocos países europeos han definido actualmente zonas dedicadas a la energía eólica marina, la mayoría de los países utilizan las leyes de planificación marina existentes, lo que puede retrasar considerablemente los proyectos. Como fuente de energía en desarrollo, la eólica marina suele quedar excluida del marco legislativo. Los retrasos en la planificación pueden aumentar considerablemente los costes y una planificación eficaz facilitará los procedimientos de concesión de permisos y licencias. En el caso de la energía eólica marina profunda, existe una clara necesidad de simplificar los procedimientos de concesión de licencias y permisos para minimizar los plazos de implantación. Los organismos encargados de la concesión de permisos necesitan capacidad suficiente para gestionar el crecimiento previsto de los proyectos en alta mar [82].

5.1 Modelos y características

Los aerogeneradores off-shore se instalan sobre estructuras de soporte que fijan y mantienen la torre y el propio aerogenerador en la posición requerida. Estas estructuras de soporte están construidas para soportar grandes cargas, y están protegidas frente a la corrosión debida al mar, así como al oleaje y la distinta climatología adversa. En la actualidad se emplean dos tipos de estructuras, las más utilizadas son las estructuras que se colocan en el lecho marino, aunque también hay otras que poseen sistemas de flotación.

Dado que la actividad en alta mar se está desplazando hacia aguas más profundas, se está investigando qué estructura de soporte es adecuada. Hay cuatro tipos comunes de cimentaciones para este tipo de aerogeneradores: basados en la gravedad, monopilote, trípode y jacket; otras modificaciones se basan simplemente en estos, como se muestra en la Figura 53.

El monopilote es la estructura de soporte más utilizada para los aerogeneradores offshore. Esto se debe a su facilidad de diseño y fabricación, en comparación con otro tipo de cimentaciones. Es adecuado para profundidades de hasta 30 m y para la producción en

masa. La cimentación por gravedad, por su parte, es una estructura de hormigón cuyo lastre para fijar la base al fondo es la propia arena. Estas cimentaciones por gravedad están diseñadas para evitar cargas de tracción que perjudiquen la integridad del aerogenerador.

La estructura tipo trípode se compone de tres elementos de acero que se fijan al fondo del mar, entre estos tres pilotes hay un marco de acero uniendo los elementos y formando la estructura estable. El principal problema de estas estructuras es el peligro que implica su instalación en aguas de poca profundidad por el posible contacto con embarcaciones. Sin embargo, son idóneas para profundidades de aproximadamente 30 m y requieren escasa preparación del lecho marino para ser instaladas [85].

En un estudio comparativo de las propiedades estructurales de las estructuras de monopilotes y trípodes para turbinas eólicas en tierra [86], los trípodes mostraron una mayor robustez, una mayor capacidad de control de tensiones y una mayor vida útil que los monopilotes. Si se superan los problemas relacionados con los trípodes, como las complejas juntas necesarias para conectar las tres patas al monopilote superior y su susceptibilidad a los daños por fatiga, las cimentaciones con trípodes podrían ser una mejor alternativa a los monopilotes.

Algunos estudios estructurales [87] revelan que en aerogeneradores con soporte multipodal (tetrápodos y trípodes asimétricos) los comportamientos son muy distintos. La respuesta de los sistemas de monopilotes instalados en la arena se traduce en un gran número de ciclos repetidos de carga lateral, que conducen a la compactación y rigidez de la estructura. Por otro lado, las cimentaciones multipilares experimentan movimientos de balanceo y la redistribución de fuerzas en las plataformas de soporte.

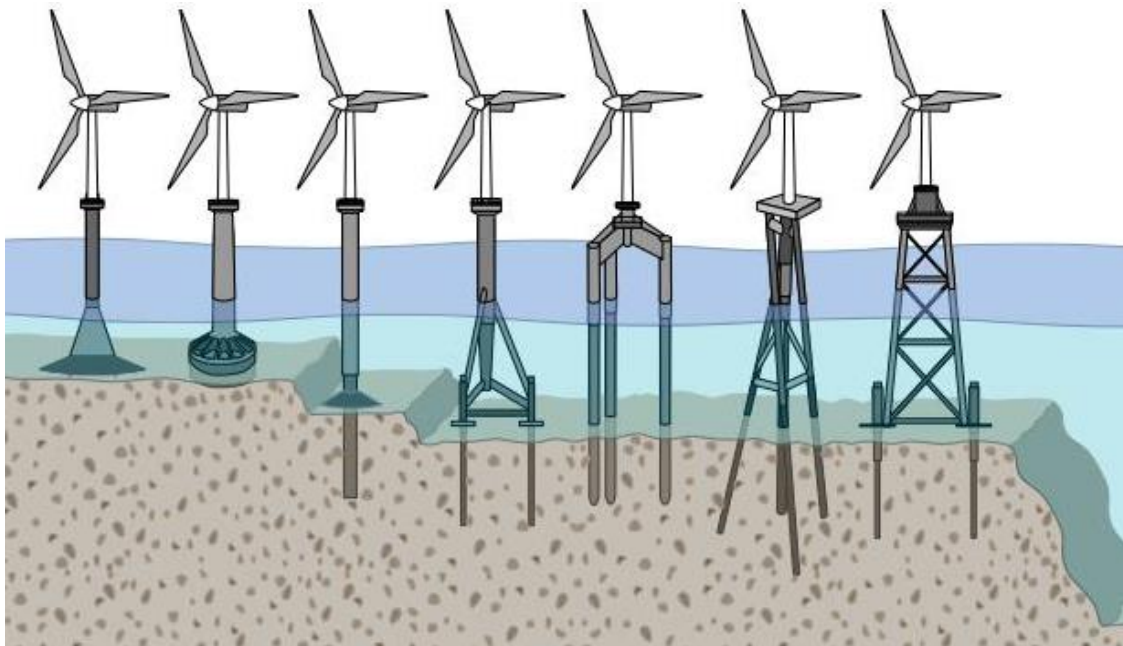


Figura 54. Diferentes tipos de estructuras de aerogeneradores offshore

Un informe indica que aproximadamente el 96% de los aerogeneradores offshore actualmente en funcionamiento se apoyan en estructuras de monopilotes, mientras que el 4% restante se apoyan en estructuras tipo jacket [87].

Se tiende a la instalación de estructuras tipo jacket más allá de los 30 m de profundidad de agua, hasta los 50 m. El anclaje de las estructuras tipo jacket está formado por pilotes en las cuatro bases. En comparación, las dimensiones son más reducidas, lo que permite una producción ampliamente estandarizada. Como resultado, la cantidad de acero y, por tanto, los costes de material suponen una reducción importante. En comparación con las cimentaciones monopilares, una subestructura Jacket consta de un 40% a un 50% menos de acero [88]. Esta puede ser una de las razones por las que se consideran seriamente y se relacionan con el tipo de cimentación para turbinas más grandes en aguas más profundas. Sin embargo, la elección del tipo de subestructura depende en gran medida de la naturaleza de las cargas a soportar, la profundidad del agua, las condiciones del suelo, los requisitos de almacenamiento, la fabricación, la instalación y el coste de transporte.

Algunas de las soluciones existentes y conceptualizadas para profundidades de agua mayores de 50 m se muestran en la Figura 55.

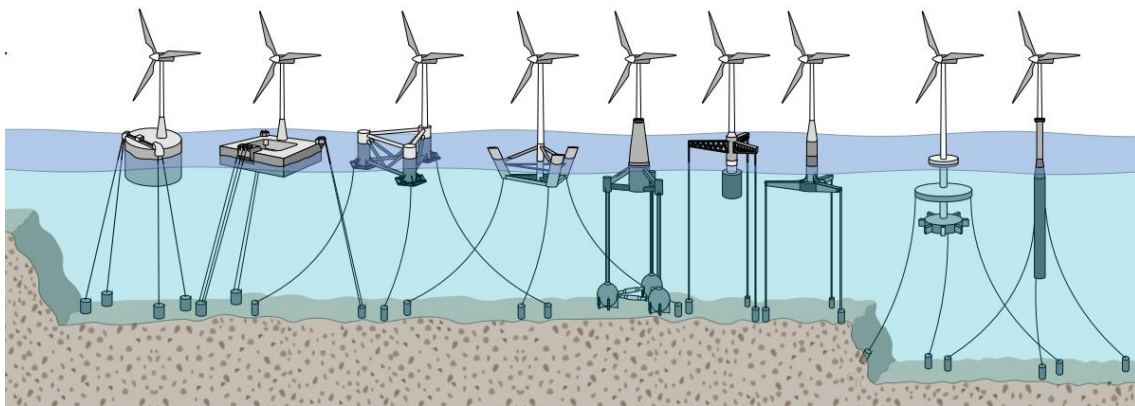


Figura 55. Diferentes tipos de estructuras de aerogeneradores offshore flotantes

Las turbinas de viento flotante son más sensibles a las variaciones de baja frecuencia en el flujo a través del motor que las fijas, y los resultados en estudios recientes [89] así como varios estudios anteriores, sugieren que es necesario un nuevo enfoque en la modelización del viento para aumentar la fiabilidad de las herramientas de análisis global para estas estructuras.

Las configuraciones estudiadas se clasifican generalmente en función de los principios físicos para lograr la estabilidad estática: la boya (o flotador estabilizado con lastre), cuya estabilidad la proporciona un lastre que baja el centro de gravedad por debajo del centro de flotabilidad; la plataforma de pata de cabra (o flotador estabilizado con amarre), en la que la estabilidad se logra mediante líneas de amarre que se mantienen bajo tensión por el exceso de flotabilidad de la plataforma; y la barcaza (o flotador estabilizado con flotabilidad), en la que la estabilidad se logra mediante el área del plano de flotación. La boya y la barcaza suelen estar amarradas por cadenas, aunque la boya puede estar amarrada además por cables tensados [90].

Algunas propuestas híbridas utilizan características de las tres clases, como los flotadores semisumergibles. La viabilidad técnica de los aerogeneradores flotantes de varios megavatios ya ha sido demostrada por tres prototipos: Hywind en el Mar del Norte (turbina de 2,3MW en una boya) [82], WindFloat en el Atlántico (turbina de 2MW en un flotador semisumergible) y Fukushima-FORWARD Fase 1 en Japón (turbina de 2MW en un flotador semisumergible) [91]. Se están desarrollando otros prototipos y, en este momento, el esfuerzo actual de la industria y la investigación se centra en el diseño de sistemas flotantes económicos que puedan competir con las turbinas marinas fijadas en el fondo en términos de coste de la energía.

Si la profundidad del agua es mayor de 100 m, es más fácil encontrar soluciones para las estructuras flotantes. Además, el diseño del amarre resulta más sencillo. Si se considera un casco esbelto de gran calado, es fácil cumplir los requisitos de estabilidad estática, las cargas de las olas son moderadas y es posible una producción eficiente y de bajo coste: Casi todo el proceso de construcción, montaje y puesta en marcha pueden realizarse en aguas protegidas. Así, la estructura completa puede remolcarse hasta su ubicación permanente, donde las únicas operaciones marítimas en alta mar que hay que realizar son el enganche de las líneas de amarre y el cable eléctrico. Si la profundidad del agua no es suficiente para remolcarla hasta el lugar de instalación, se puede considerar la posibilidad de utilizar varios buques especiales o remolcarla en posición inclinada.

También hay que tener en cuenta que, a diferencia de las estructuras fijas, que deben diseñarse en función de las condiciones locales del suelo y de la profundidad del agua dentro de un parque eólico, las estructuras flotantes pueden fabricarse todas de forma idéntica. Sólo hay que personalizar los amarres y anclajes para cada emplazamiento. Hywind es el concepto de Statoil para los aerogeneradores flotantes en alta mar, y la unidad de demostración "Hywind Demo" se instaló en los duros entornos oceánicos de la costa occidental de Noruega en junio de 2009 [92]. Hywind Demo está equipado con un aerogenerador de velocidad variable de 2,3 MW de Siemens Wind Power y fue el primer aerogenerador flotante de varios megavatios del mundo (Figura 56). El casco está fabricado en acero, pero también se contempla la posibilidad de utilizar un casco de hormigón en futuras versiones. En la parte superior del casco se monta una torre de acero. El sistema se amarra con tres líneas de anclaje formadas por cables de acero y contrapesos. El casco tiene un lastre permanente de grava y agua.



Figura 56. Hywind Demo, el primer aerogenerador flotante de 2,3 MW

El trabajo futuro se debe centrar en la mejora de los modelos, la iteración del diseño, la aplicación de un control avanzado, la modelización de los costes y el análisis de otros conceptos de aerogeneradores en funcionamiento, incluyendo variaciones en la plataforma y la configuración de los aerogeneradores. La dificultad añadida de una instalación off-shore respecto a las instalaciones de parques eólicos en tierra es más que evidente. Si los retos técnicos se resuelven de forma económicamente viable, la posibilidad de utilizar turbinas eólicas flotantes en alta mar para alimentar gran parte del mundo con una fuente de energía no contaminante e inagotable puede hacerse realidad.

5.2 Contaminación por agua en elementos de aerogeneradores

Hay razones para entender la importancia de los componentes tribológicos de las turbinas, especialmente las eólicas marinas, que están expuestas a mayor deterioro aun si cabe. Entre ellas se encuentra la erosión por partículas sólidas (granizo, arena, etc.), los daños causados por objetos extraños en las palas, la tribocorrosión de las palas y los rodamientos, la bioincrustación y la acumulación de hielo en las palas, que provocan un aumento de la resistencia, las cargas desconocidas e inusuales en los rodamientos y las juntas, los pares de torsión elevados en el tren de transmisión de las cajas de engranajes, así como la degradación de los lubricantes, especialmente por la contaminación del agua salada y la corrosión atmosférica. Todo ello añade incertidumbre a la vida útil de los aerogeneradores situados en el mar, donde se están implantando cada vez más unidades.

La contaminación por filtraciones de agua puede ser extremadamente perjudicial para la vida útil de los elementos. Sólo una pequeña cantidad de agua (<500 ppm) acorta sustancialmente la vida útil de los rodamientos [51]. Los efectos destructivos del agua

sobre los rodamientos pueden alcanzar o superar fácilmente los de la contaminación por partículas, según las condiciones. Los tipos de fallo provocados por la contaminación por agua son muchos y de distinto tipo.

5.2.1 Fracturas inducidas por hidrógeno.

Las fracturas inducidas por hidrógeno es quizás el fallo más problemático y frecuente de lo que la mayoría de los fabricantes de rodamientos puedan creer. Las fuentes de hidrógeno pueden ser el agua, pero también la electrólisis y la corrosión (ayudadas por el agua).

El agua es atraída por las grietas de fatiga microscópicas y, una vez en contacto con el metal dentro de la fisura, se descompone y libera hidrógeno. Esto provoca una mayor propagación de grietas y fracturas. Los aceros de alta resistencia a la tracción tienen un mayor riesgo de sufrir esta situación. El azufre de los aditivos, los aceites minerales y el sulfuro de hidrógeno ambiental pueden acelerar el avance de la fractura.

Los resultados obtenidos en una investigación computacional de fallo prematuro en rodamientos [43] revelan que, en ausencia de fragilización por hidrógeno, el daño inicial permanece localizado en la región superficial poco profunda y, en última instancia, da lugar a la formación de finas escamas y cráteres superficiales poco profundos. Por el contrario, en presencia de hidrógeno en los límites de grano, el daño inicial tiende a extenderse y ramificarse profundamente en los materiales en contacto. Después de un número suficiente de ciclos de carga, las grietas asociadas a las diferentes grietas superficiales iniciales se conectan, y se produce la formación de una gran rotura/fragmentación además de cráteres superficiales profundos.

En presencia de los efectos de la fracturación por hidrógeno en los límites de los granos, la carga ocasional excesiva experimentada por los rodamientos de rodillos puede disminuir sustancialmente su vida útil.

5.2.2 Corrosión y oxidación

El agua da a los ácidos su mayor potencial corrosivo y deteriora la superficie del material. Las superficies grabadas y picadas por corrosión en las zonas de contacto de los rodamientos y los elementos rodantes interrumpen la formación de películas lubricantes, lo que dificulta controlar la fatiga y el desgaste en el contacto.

Muchos rodamientos tienen una cantidad limitada de lubricante y, por lo tanto, solo una pequeña cantidad de antioxidante. Las altas temperaturas afectan directamente a la viscosidad [93], junto a las partículas metálicas y el aporte de agua ocurre la oxidación. De esta forma se puede consumir los antioxidantes rápidamente y eliminar el lubricante necesario como protector frente al óxido. Las consecuencias de la oxidación del lubricante desgraciadamente son demasiadas, pero incluyen corrosión, lodos, barniz y una cantidad importante de aceite deteriorado.

El principal componente químico de las partículas de desgaste es el hierro, lo que crea un impacto en las propiedades eléctricas y magnéticas del lubricante. Estas partículas

metálicas conductoras provocan el deterioro del aceite mediante el aumento de la permitividad del aceite lubricante, debilitando las características aislantes del fluido lubricante [94].

5.2.3 Agotamiento de aditivos

Como ya hemos apuntado, el agua ayuda a que se agoten los antioxidantes, pero también paraliza o disminuye el rendimiento de otros aditivos. El agua puede hidrolizar algunos aditivos, aglomerar otros o simplemente eliminarlos del fluido. Los aditivos que permiten trabajar a extrema presión a base de azufre-fósforo en presencia de agua pueden transformarse en ácidos sulfúrico y fosfórico, aumentando el índice de acidez del aceite.

5.2.4 Restricciones de flujo de aceite

El agua es muy polar y, como tal, tiene la capacidad de absorber impurezas del aceite que también son polares (óxidos, aditivos, partículas de carbono y resina, entre otros) para formar aglomerados sólidos y emulsiones. Puede ocurrir que entren en los conductos de lubricante u otros orificios críticos que alimentan los cojinetes. Cuando el lodo impide el flujo de aceite, el rodamiento sufre una condición de inanición y el fallo es inminente. En condiciones de temperaturas bajo cero, el agua puede formar cristales de hielo que también pueden interferir en el flujo de aceite.

5.2.5 Aire y espuma

El agua reduce la tensión interfacial del lubricante, lo que puede provocar burbujas de aire y espuma. Solo es necesario 1,000 ppm de agua para convertir el sumidero de lubricante en un baño de burbujas. El aire puede debilitar la película de lubricante, aumentar el calor, inducir la oxidación, causar cavitación e interferir con el flujo de aceite, en definitiva, un desastre para el rodamiento. La formación de burbujas de aire y de espuma también pueden afectar la eficiencia del sistema de lubricación.

Además del agua, la formación de aire también está ligada al tipo de lubricante utilizado. Algunos lubricantes acumulan aire que se libera muy rápido mientras que otros lo hacen más lentamente. Un aceite debe ser resistente a la entrada de aire y evitar las burbujas que se forman, y esto se consigue con el uso de lubricantes sintéticos y los hidrofraccionados [95].

5.2.6 Resistencia de la película deteriorada

Los cojinetes dependen de la viscosidad del aceite para su correcto funcionamiento. Si las cargas son demasiado grandes, las velocidades son demasiado bajas o la viscosidad es demasiado baja, entonces se acorta la vida del rodamiento. Cuando se introduce agua en la zona de carga, a menudo se pierde el espacio libre, lo que provoca golpes o rozaduras en las superficies opuestas. También puede ocurrir que el agua cambie su estado a vapor sobrecalentado en las zonas de carga de los rodamientos, lo que puede romper bruscamente la película de aceite y provocar fracturas en la superficie.

5.2.7 Contaminación microbiana

El agua es un claro vehículo de microorganismos como hongos y bacterias. Con el tiempo, pueden formar capas gruesas de biomasa que pueden tapar los filtros e interferir con el flujo de aceite. Cabe destacar que la contaminación microbiana también es corrosiva.

La solución más evidente al problema del agua es evitar el filtrado de agua en el aceite y el entorno de los cojinetes. Una correcta inversión en mantenimiento para mantener los contaminantes al margen puede ser una de las decisiones más eficaces para evitar males mayores, ya que el coste de eliminar el agua o reparar el daño causado a posteriori excede con creces cualquier inversión para evitarlo desde un principio.

5.3 Soluciones tribológicas para aerogeneradores Off-Shore

Los sistemas de rodamientos de las turbinas eólicas en alta mar tienen que hacer frente a cargas extremas generadas por el peso de los componentes en la góndola y además soportar el entorno corrosivo marino. Los acabados superficiales, junto con los sistemas de lubricación adecuados, son los requisitos esenciales para enfrentar este reto.

Algunos estudios [96] han analizado el umbral de corrosión en diferentes materiales utilizados en aerogeneradores instalados en parques eólicos marinos, para comprobar cómo la corrosión provocada por el agua del mar afecta a cada aleación de acero o aluminio. A partir de los datos obtenidos en estudios como este, es posible determinar las necesidades que requieren los materiales y lubricantes utilizados en la energía eólica marina.

Los aceites y las grasas se utilizan habitualmente para la lubricación de sistemas giratorios y deslizantes, como rodamientos, engranajes, etc. El mantenimiento de estos sistemas lubricados en algunas aplicaciones de difícil acceso como en parques eólicos en alta mar aumenta los costes operativos.

En algunos casos, puede pensarse que el uso de lubricantes sólidos (MoS_2 , PTFE, grafito, etc.) incrustados en revestimientos podría ser una solución para tales aplicaciones; sin embargo, las condiciones mecánicas y dinámicas de la mayoría de los sistemas no son apropiadas para los lubricantes sólidos.

Los recubrimientos autolubricados han sido un tema de gran interés en la pulverización térmica en las últimas décadas. Aunque el uso de lubricantes líquidos es deseable siempre que sea posible, la investigación dirigida al desarrollo de recubrimientos autolubricados que contengan lubricantes líquidos ha sido limitada. Una de las principales razones para ello es la complejidad de incrustar depósitos de lubricante líquido dentro de la matriz del recubrimiento.

Para mejorar la resistencia al desgaste, y especialmente la corrosión, son necesarios nuevos tratamientos superficiales. En general, se pueden emplear recubrimientos metálicos como el cromato de zinc o el cromo duro mediante galvanoplastia. Sin embargo, debido a las enormes dimensiones de los rodamientos de las grandes turbinas eólicas de 10 MW o más, es difícil utilizar estas técnicas de recubrimiento. Para este tipo de aplicaciones se deben elegir métodos muy versátiles y de bajo coste que requieran una inversión en equipos y mantenimiento mínimos y que sean relativamente fáciles de

realizar. Tales técnicas, que pueden aplicarse para depositar muchos tipos de materiales resistentes al desgaste y a la corrosión, pueden encontrarse en la pulverización térmica [97].

En un estudio [98] se presenta un nuevo tipo de recubrimientos autolubricados líquido-sólido, siendo la matriz una aleación metálica. Utilizando tres técnicas diferentes de pulverización térmica, como son la tecnología AS (Pulverización por Arco eléctrico), APS (pulverización por plasma atmosférico) y HVOAF (combustible oxi-aire de alta velocidad). A pesar de la alta temperatura y velocidad de las técnicas de pulverización térmica, es posible obtener recubrimientos autolubricados de matriz metálica sin dañar los materiales (carcasa y lubricante líquido).

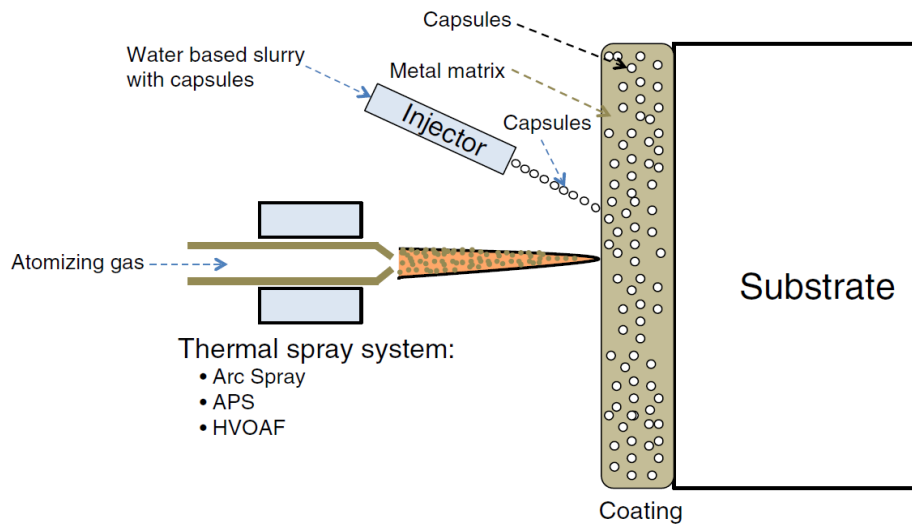


Figura 57. Esquema de los sistemas de alimentación y aspersion utilizados.

El mejor rendimiento tribológico de los recubrimientos ensayados se obtiene con las condiciones de pulverización utilizadas en la técnica de AS. Las mejores condiciones de pulverización térmica para minimizar los daños en las cápsulas son la baja velocidad y temperatura de la llama.

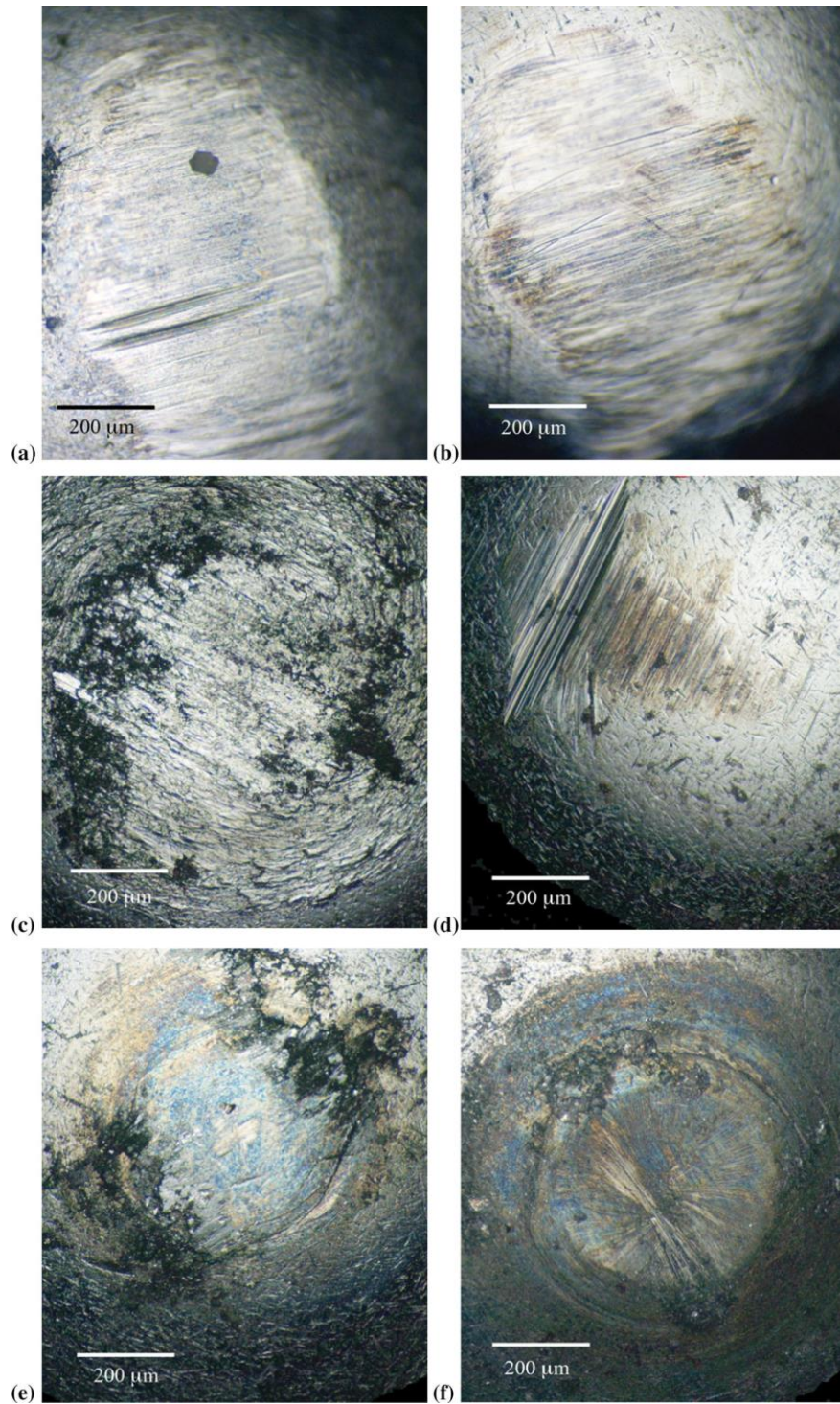


Figura 58. Topografía de las huellas de desgaste después de ensayos a 10 N (bolas de acero inoxidable AISI 440C): (a) AS-C1, (b) AS-C2, (c) APS-C1, (d) APS-C2, (e) HVOAF-C1 y (f) HVOAF-C2.

En un estudio de 2014 [99] se realizaron pruebas tribológicas con recubrimientos de carburo de silicio (SiC) rociados térmicamente para investigar su potencial para reducir el desgaste en los rodamientos de las turbinas eólicas en alta mar. Este estudio ha demostrado que se puede obtener un recubrimiento de SiC por pulverización térmica en condiciones atmosféricas sin que se detecte ninguna descomposición de la fase de SiC.

El recubrimiento de SiC pulverizado térmicamente que se obtiene en este estudio presenta unos coeficientes de fricción bajos, de 0,15, independientemente de la rugosidad inicial de la superficie. En los entornos de deslizamiento en seco y con 3,5 % en peso de NaCl, las muestras pulverizadas mostraron un mayor coeficiente de fricción en comparación con las muestras pulidas en la condición de seco, siendo éstas las que presentan el mayor valor del coeficiente de fricción. Los mecanismos de desgaste en seco y con 3,5 % en peso de NaCl parecen estar impulsados por la formación de una fase de SiO₂.

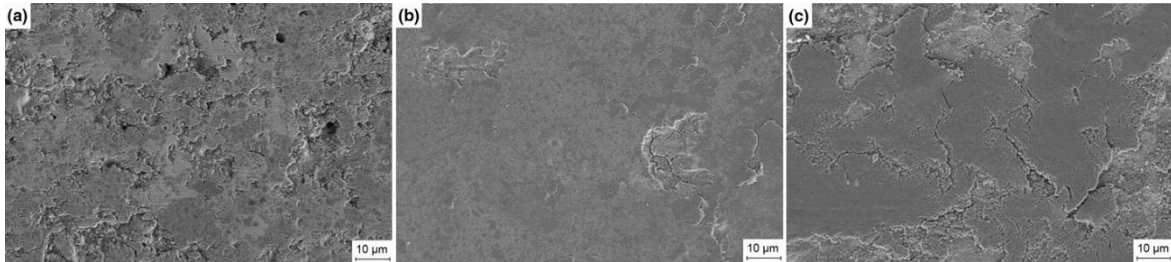


Figura 59. Desgaste del revestimiento de SiC pulido después de (a) deslizamiento lubricado con aceite PAO, (b) deslizamiento de solución de NaCl al 3,5% en peso, y (c) ensayo de deslizamiento en seco.

6. Conclusiones

El viento ha sido y sigue siendo uno de los recursos naturales con mayor potencial para abastecer nuestras necesidades energéticas. Se consolida cada vez más y con mayor firmeza como una de las principales apuestas de futuro en el necesario uso de las energías limpias. Sin embargo, las turbinas eólicas se enfrentan al reto de extender su vida útil. En los últimos años este ha sido el principal objeto de estudio, pues la rentabilidad de la energía producida es un factor que debe incrementarse conforme se lleven a cabo los avances y estudios relacionados con la eficiencia de los aerogeneradores, especialmente en la tribología, que supone uno de los campos con mayor interés para la mejora de estos sistemas.

El uso de los aerogeneradores ha ido creciendo de manera exponencial en el último siglo para la producción de electricidad, y muchos los países que se han involucrado junto a Dinamarca, país pionero en este campo, en el desarrollo de turbinas a lo largo del siglo pasado. España fue uno de estos países, y se posicionó como uno de los más prometedores en la implantación de la energía eólica como energía alternativa, siendo una apuesta importante en la investigación y desarrollo de nuevos diseños. Los avances en la última década respecto a los aerogeneradores son prometedores, pudiendo producir más energía de la que se pensaba hace algunos años e incluso cabría esperar que la totalidad de la energía que se consume en España pudiera ser producida mediante energía eólica.

Los estudios hoy se centran en los desafíos tribológicos cuya intención primordial es prolongar la vida útil de componentes clave como la multiplicadora, donde tiene lugar la mayor tasa de fallos en los aerogeneradores, y este hecho está estrechamente relacionado con la lubricación de sus partes. Es por ello, que los estudios relacionados con los sistemas de lubricación, y más concretamente con la composición y forma de los lubricantes, son los estudios que más interés despiertan con el objetivo de mejorar la eficiencia de las turbinas eólicas. Además, la implantación de aerogeneradores off-shore supone un reto añadido, pues las ventajas relacionadas con las condiciones de viento en alta mar también vienen ligadas a la desventaja de una instalación y mantenimiento más caro, lo que incita mayor interés en el desarrollo de nuevos lubricantes.

El uso de líquidos iónicos como aditivos a los lubricantes tradicionales puede ser una de las soluciones más prometedoras. Los líquidos iónicos disponen de una amplia gama de posibilidades y combinaciones lo que también conlleva muchos estudios y resultados distintos. La baja volatilidad, que no sean inflamables y su alta estabilidad térmica, además de un mayor rendimiento intrínseco, hacen que estos estudios tengan una mayor razón de ser. Existen todavía muchos caminos que explorar respecto a los líquidos iónicos, pues algunos ensayos revelan su eficacia en algunas aplicaciones, pero sólo bajo unas determinadas condiciones de funcionamiento. Este aspecto puede llegar a ser la mayor limitación para aerogeneradores que permanentemente están expuestos a los cambios climáticos.

Otra tendencia hacia el desarrollo de nuevos lubricantes se focaliza en el uso de aceites ecológicos, estos se utilizan por su alta lubricidad, baja toxicidad, alto índice de viscosidad, punto de inflamación más alto, alta capacidad de carga, buen rendimiento

antidesgaste, rápida biodegradación con emisiones de gases de efecto invernadero casi nulas y una mayor seguridad en su manipulación y por tanto en el mantenimiento.

Los parques eólicos siguen creciendo a un ritmo vertiginoso en países de todo el mundo en su compromiso para frenar el cambio climático. Muchos de estos parques eólicos se llevan al mar, donde las condiciones son más duras y el reto es aún mayor para prolongar la vida útil de los componentes. Las fracturas inducidas por hidrógeno, la oxidación, o la contaminación microbiana son algunos de los problemas relacionados con la contaminación por agua en los elementos de aerogeneradores.

Conforme la energía eólica se asiente con mayor número de instalaciones y mayor porcentaje de producción respecto al resto de fuentes energéticas, será preciso contar con lubricantes que cumplan las expectativas y permitan que la implantación de cada aerogenerador sea rentable, con mayor rendimiento en la generación de energía y mayor vida útil. Los estudios y ensayos relacionados con los nuevos lubricantes son clave para que esto sea posible.

7. Bibliografía

- [1] G. Wind y E. Council, «Annual-Wind-Report_2019_final_r», p. 78, 2019.
- [2] Red eléctrica de España, «Boletín mensual de Energía Eléctrica, Diciembre 2019», 2019.
- [3] Deloitte, «Estudio macroeconómico del impacto del sector eólico en España 2019», *Asoc. Empres. Eólica*, 2019.
- [4] Renewables Consulting Group, «Global Offshore Wind: Annual Market Report 2020», *Glob. Offshore Wind Rep. 2020*, n.º February, p. 130, 2020.
- [5] IRENA, «Reaching zero with renewables: Eliminating CO2 emissions from industry and transport in line with the 1.5⁰C climate goal», p. 216, 2020, [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2020/Sep/Reaching-Zero-with-Renewables>.
- [6] M. Pasqualetti, R. Righter, y P. Gipe, «History of Wind Energy», *Encycl. Energy*, n.º September 2014, pp. 419-434, 2004.
- [7] B. Sorensen, «History of, and Recent Progress in, Wind-Energy Utilization», *Annu. Rev. Energy Environ.*, vol. 20, n.º 1, pp. 387-424, 1995, doi: 10.1146/annurev.energy.20.1.387.
- [8] J. K. Kaldellis y D. Zafirakis, «The wind energy (r)evolution: A short review of a long history», *Renew. Energy*, vol. 36, n.º 7, pp. 1887-1901, 2011, doi: 10.1016/j.renene.2011.01.002.
- [9] R. Bennett y J. Elton, «History of Corn Milling - Watermills and Windmills». 1898.
- [10] R. S. Kirby, *Engineering in History*. 1956.
- [11] A. Government, «Princeton University. Federal Administration of Rural Electrification», pp. 1107-1112, 1935.
- [12] E. Hau y H. von Renouard, «Electrical Power from the Wind — The First Attempts», *Wind Turbines*, pp. 23-65, 2006, doi: 10.1007/3-540-29284-5_2.
- [13] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenjins, y E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*. 2001.
- [14] G. Jones, «Historical Trajectories and Corporate Competences in Wind Energy Working Paper Historical Trajectories and Corporate Competences in Wind Energy», *Business*, 2011.
- [15] U. Hutter, «The development of wind power installations for electrical power generation in germany wind power installations for electrical», n.º August 1973, 1954.
- [16] P. F. Díez, *Energía Eólica*. 1993.
- [17] V. Nelson, *Wind Energy - Renewable Energy and the Environment*. 2009.
- [18] R. W. Righter, «Pioneering in wind energy: The California experiencia», *WREC*, pp. 781-784, 1996.

- [19] W. Erickson, G. Johnson, y D. Young, «A summary and comparison of bird mortality from anthropogenic causes with an emphasis on collisions», *A Summ. Comp. Bird Mortal. from Anthropog. Causes with An Emphas. Collisions*, 2d. C.
- [20] L. C. Anderson, *Wind Energy Technical Information Guide*. 1989.
- [21] L. Pirazzi y C. Silvi, «Wind power in Italy from the late 1970s to the present», *Proc. Sol. World Congr. 2005 Bringing Water to World, Incl. Proc. 34th ASES Annu. Conf. Proc. 30th Natl. Passiv. Sol. Conf.*, vol. 4, n.º November, pp. 2703-2708, 2005.
- [22] BNAMERICAS, «La energía eólica sigue creciendo en América Latina», *energética XXI* , pp. 54-60, 2017.
- [23] C. Espejo Marín, «La energía eólica en España», *Investig. Geográficas*, vol. 35, n.º 35, p. 45, 2004, doi: 10.14198/ingeo2004.35.03.
- [24] H. Knob, «Posibilidades de la energía eólica», pp. 1-4, 1979.
- [25] IDAE, «Manual de Energía Eólica», 2006.
- [26] M. Landeira Suárez, M. González Marcote, y C. Lois Castro, «Parque eólico Cabo Vilano , primera repotenciación en Galicia de uno de los primeros parques eólicos gallegos», *Cuad. energía*, pp. 71-79, 2017.
- [27] I. Sena Rodríguez, «El futuro prometedor de la energía eólica en Tarifa», *Aljaranda Rev. Estud. Tarif.*, n.º 0, pp. 12-13, 1991.
- [28] I. Sena Rodríguez, «La Máquina Experimental de 1980 en Tarifa: el comienzo de la energía eólica en España», *Aljaranda Rev. Estud. Tarif.*, n.º 73, pp. 36-40, 2009.
- [29] Club Español de la Energía, «Cuadernos de Energía», *Cuadernos de Energía*, vol. 41, 2013.
- [30] I. Cener y I. Apaga, «La eólica vuela», *Energías Renov.*
- [31] M. Asunción y R. García, «WWF desmonta mitos sobre las energías renovables en España», 2011.
- [32] H. Willsted, «El creciente potencial de aprovechamiento de la energía del viento en España», *Energía Renov.*, pp. 24-26, 2019.
- [33] IDAE, «Análisis del recurso. Atlas eólico de España estudio técnico per 2011-2020», 2011.
- [34] P. Cobreiro Rodríguez y N. Jiménez Simón, «Aerogeneradores (I): funcionamiento y marco normativo de prevención de riesgos laborales Redactores», *Inst. Nac. Segur. e Hig. en el Trab.*, n.º I, p. 6, 2014, [En línea]. Disponible en: <https://www.aeelica.org/uploads/documents/10170-aerogeneradores-i-funcionamiento-y-marco-normativo-de-prevencirn-de-riesgos-laborales.pdf>.
- [35] P. Mosquera, «Eólica», *Energías renovables*, 2010.
- [36] J. Mur Armada, *Introducción al control de aerogeneradores*. .
- [37] S. Sheng y P. Veers, «Wind turbine drivetrain condition monitoring - An

- overview», *Tech. Progr. MFPT Appl. Syst. Heal. Manag. Conf. 2011 Enabling Sustain. Syst.*, n.º October, 2011.
- [38] O. Vidal, «35 años, objetivo de vida útil de los parques eólicos. El Perdón, caso de estudio», *Acciona*, n.º September, p. 16, 2016.
- [39] I. Standard 11266, *International Standard*, vol. 2014. 2014, p. 13.
- [40] A. A. Awea, «Standard for Design and Specifications of Gearboxes for Wind Turbines», n.º March, 2010.
- [41] S. Sheng, N. Wenxian Yang, y S. Antonio, «Wind Turbine Drivetrain Condition Monitoring - An Overview (Presentation), NREL (National Renewable Energy Laboratory)», 2013.
- [42] Mesys AG, «Cálculo de rodamientos según ISO/TS 16281», vol. 16281, 2008.
- [43] M. Grujicic, S. Ramaswami, J. S. Snipes, R. Galgalikar, V. Chenna, y R. Yavari, «Computational Investigation of Roller- Bearing Premature-Failure in Horizontal-Axis Wind-Turbine Gearboxes», vol. 2, n.º 4, pp. 47-56, 2013, [En línea]. Disponible en: www.seipub.org/sas.
- [44] K. Stadler, «Premature Bearing Failures in Wind Gearboxes and White Etching Cracks», *NREL - Gearbox Reliab. Collab.*, n.º October, p. 22, 2014, [En línea]. Disponible en: http://www.nrel.gov/wind/grc/pdfs/4_premature_wind_gearbox_bearing_failures.pdf.
- [45] J. Gegner, «Tribological Aspects of Rolling Bearing Failures», *Tribol. Lubr. Lubr.*, n.º Cell Interaction-Regulation of Immune Responses, Disease Development and Management Strategies, pp. 1-15, 2011, [En línea]. Disponible en: <https://www.intechopen.com/books/advanced-biometric-technologies/liveness-detection-in-biometrics>.
- [46] C. Rusell, «Control and Safety Systems», *React. Safeguards*, pp. 76-97, 1962, doi: 10.1016/b978-1-4832-2994-2.50009-4.
- [47] J. H. Kang y H. W. Lee, «The development of rotor brakes for wind turbines», *Int. J. Appl. Eng. Res.*, vol. 12, n.º 15, pp. 5094-5100, 2017.
- [48] R. Errichello, «Morphology of Micropitting», *Gear Technol.*, 2011.
- [49] S. S. Sheng, «Gearbox Reliability Database : Yesterday, Today, and Tomorrow», *Wind Turbine Tribol. Semin.*, 2014.
- [50] B. Gould y A. Greco, «The Influence of Sliding and Contact Severity on the Generation of White Etching Cracks», *Tribol. Lett.*, vol. 60, n.º 2, pp. 1-13, 2015, doi: 10.1007/s11249-015-0602-6.
- [51] J. Fitch, «How Water Causes Bearing Failure», *Mach. Lubr.*, 2008.
- [52] M. A. Saghiri, M. Lotfi, y H. Aghili, «Wind turbine with a refrigeration system and a method of providing cooling of a heat generating component in an axle for a wind turbine», *United States Pat. U S*, vol. 2, n.º 12, pp. 0-10, 2014, [En línea]. Disponible en: <http://www.google.ch/patents/US8668770>.
- [53] C. Mayer, A. Ilinca, G. Fortin, y J. Perron, «Wind tunnel study of the electro-

- thermal de-icing of wind turbine blades», *Proc. Int. Offshore Polar Eng. Conf.*, pp. 693-699, 2007.
- [54] R. Buils, «Sí, extender la vida útil de los aerogeneradores es posible», *Energética XXI*, 2017.
- [55] S. Sheng, «Monitoring of Wind Turbine Gearbox Condition through Oil and Wear Debris Analysis: A Full-Scale Testing Perspective», *Tribol. Trans.*, vol. 59, n.º 1, pp. 149-162, 2016, doi: 10.1080/10402004.2015.1055621.
- [56] P. Nagendramma y S. Kaul, «Development of ecofriendly/biodegradable lubricants: An overview», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, n.º 1, pp. 764-774, 2012, doi: 10.1016/j.rser.2011.09.002.
- [57] Wolfgang Bock y H. Heinemann, «Lubricants for Wind Turbines», *Lube-Tech*, n.º 85, pp. 18-23, 2012.
- [58] P. M. Lugt, «Grease Lubrication in Rolling Bearings», *Grease Lubr. Roll. Bear.*, 2012, doi: 10.1002/9781118483961.
- [59] F. Schwack, N. Bader, J. Leckner, C. Demaille, y G. Poll, «A study of grease lubricants under wind turbine pitch bearing conditions», *Wear*, vol. 454-455, p. 203335, 2020, doi: 10.1016/j.wear.2020.203335.
- [60] SKF, «Sistema de lubricación centralizada más eficiente para aerogeneradores», *Tecnología*, pp. 1-4.
- [61] L. Solutions, «Lubrication Solution for the Wind Industry», [En línea]. Disponible en: http://www.lincolnindustrial.com/Catalogs/Uploaded/Catalog_88/Wind_Energy.pdf.
- [62] G. A. González-Reyes, S. Bayo-Besteiro, J. V. Llobet, y J. A. Añel, «Environmental and economic constraints on the use of lubricant oils for wind and hydropower generation: The case of NATURGY», *Sustain.*, vol. 12, n.º 10, 2020, doi: 10.3390/su12104242.
- [63] U. Bhardwaj, A. P. Teixeira, y C. G. Soares, «Reliability prediction of an offshore wind turbine gearbox», *Renew. Energy*, vol. 141, pp. 693-706, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.03.136.
- [64] M. N. Kotzalas y G. L. Doll, «Tribological advancements for reliable wind turbine performance», *Philos. Trans. R. Soc. A Math. Phys. Eng. Sci.*, vol. 368, n.º 1929, pp. 4829-4850, 2010, doi: 10.1098/rsta.2010.0194.
- [65] G. Chen y J. Wen, «Load performance of large-scale rolling bearings with supporting structure in wind turbines», *J. Tribol.*, vol. 134, n.º 4, 2012, doi: 10.1115/1.4007349.
- [66] M. Stammer, S. Baust, A. Reuter, y G. Poll, «Load distribution in a roller-type rotor blade bearing», *J. Phys. Conf. Ser.*, vol. 1037, n.º 4, 2018, doi: 10.1088/1742-6596/1037/4/042016.
- [67] W. Liu, C. Ye, Q. Gong, H. Wang, y P. Wang, «Tribological performance of room-temperature ionic liquids as lubricant», *Tribol. Lett.*, vol. 13, n.º 2, pp. 81-85, 2002, doi: 10.1023/A:1020148514877.

- [68] M. G. Freire, C. M. S. S. Neves, I. M. Marrucho, J. A. P. Coutinho, y A. M. Fernandes, «Hydrolysis of tetrafluoroborate and hexafluorophosphate counter ions in imidazolium-based ionic liquids», *J. Phys. Chem. A*, vol. 114, n.º 11, pp. 3744-3749, 2010, doi: 10.1021/jp903292n.
- [69] M. A. Gutierrez, M. Haselkorn, y P. Iglesias, «The lubrication ability of ionic liquids as additives for wind turbine gearboxes oils», *Lubricants*, vol. 4, n.º 2, 2016, doi: 10.3390/lubricants4020014.
- [70] R. Monge *et al.*, «Ionic liquids as an additive in fully formulated wind turbine gearbox oils», *Wear*, vol. 328-329, pp. 50-63, 2015, doi: 10.1016/j.wear.2015.01.041.
- [71] C. M. C. G. Fernandes *et al.*, «Torque loss and wear of FZG gears lubricated with wind turbine gear oils using an ionic liquid as additive», *Tribol. Int.*, vol. 90, pp. 306-314, 2015, doi: 10.1016/j.triboint.2015.04.037.
- [72] R. González, A. H. Battez, J. L. Viesca, A. Higuera-Garrido, y A. Fernández-González, «Lubrication of DLC Coatings with Two Tris(pentafluoroethyl)trifluorophosphate Anion-Based Ionic Liquids», *Tribol. Trans.*, vol. 56, n.º 5, pp. 887-895, 2013, doi: 10.1080/10402004.2013.810319.
- [73] J. L. Viesca *et al.*, «Lubrication performance of an ammonium cation-based ionic liquid used as an additive in a polar oil», *Tribol. Int.*, vol. 116, n.º July, pp. 422-430, 2017, doi: 10.1016/j.triboint.2017.08.004.
- [74] L. Zhu, G. Zhao, y X. Wang, «Investigation on three oil-miscible ionic liquids as antiwear additives for polyol esters at elevated temperature», *Tribol. Int.*, vol. 109, pp. 336-345, 2017, doi: 10.1016/j.triboint.2016.10.032.
- [75] A. Hernández Battez, C. M. C. G. Fernandes, R. C. Martins, M. Bartolomé, R. González, y J. H. O. Seabra, «Two phosphonium cation-based ionic liquids used as lubricant additive: Part I: Film thickness and friction characteristics», *Tribol. Int.*, vol. 107, n.º July 2016, pp. 233-239, 2017, doi: 10.1016/j.triboint.2016.10.048.
- [76] A. H. Battez, R. González, J. L. Viesca, D. Blanco, E. Asedegbega, y A. Osorio, «Tribological behaviour of two imidazolium ionic liquids as lubricant additives for steel/steel contacts», *Wear*, vol. 266, n.º 11-12, pp. 1224-1228, 2009, doi: 10.1016/j.wear.2009.03.043.
- [77] W. C. Barnhill *et al.*, «Phosphonium-organophosphate ionic liquids as lubricant additives: Effects of cation structure on physicochemical and tribological characteristics», *ACS Appl. Mater. Interfaces*, vol. 6, n.º 24, pp. 22585-22593, 2014, doi: 10.1021/am506702u.
- [78] Z. Li y T. Ren, «Synergistic effects between alkylphosphate-ammonium ionic liquid and alkylphenylborate as lubricant additives in rapeseed oil», *Tribol. Int.*, vol. 109, pp. 373-381, 2017, doi: 10.1016/j.triboint.2016.11.032.
- [79] X. Zeng, J. Li, X. Wu, T. Ren, y W. Liu, «The tribological behaviors of hydroxyl-containing dithiocarbamate-triazine derivatives as additives in rapeseed oil», *Tribol. Int.*, vol. 40, n.º 3, pp. 560-566, 2007, doi: 10.1016/j.triboint.2006.05.005.

- [80] S. Manoj, N. Srikanth, P. S. Loganathan, y M. E. Gobikrishnan, «Tribological Behaviour of Bio-Leubricant with Additive for Wind Turbine Gear Box», *2018 Asian Conf. Energy, Power Transp. Electrification ACEPT 2018*, n.º fig 1, 2019, doi: 10.1109/ACEPT.2018.8610752.
- [81] A. Greco, K. Mistry, V. Sista, O. Eryilmaz, y A. Erdemir, «Friction and wear behaviour of boron based surface treatment and nano-particle lubricant additives for wind turbine gearbox applications», *Wear*, vol. 271, n.º 9-10, pp. 1754-1760, 2011, doi: 10.1016/j.wear.2010.11.060.
- [82] EWEA, *The next step for offshore wind energy*, n.º May. 2014.
- [83] W. Musial y S. Butterfield, «Future for Offshore Wind Energy in the United States», *Contract*, vol. 00, n.º June, pp. 500–36313, 2004.
- [84] M. Schwartz, D. Heimiller, S. Haymes, y W. Musial, «Assessment of Offshore Wind Energy Resources for the United States Assessment of Offshore Wind Energy Resources for the United States - NREL/TP-500-45889», n.º June, p. 104, 2010, [En línea]. Disponible en: <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/45889.pdf>.
- [85] P. Plodpradit, V. N. Dinh, y K. Du Kim, «Tripod-supported offshore wind turbines: Modal and coupled analysis and a parametric study using X-SEA and FAST», *J. Mar. Sci. Eng.*, vol. 7, n.º 6, 2019, doi: 10.3390/jmse7060181.
- [86] D. Chen, K. Huang, V. Bretel, y L. Hou, «Comparison of structural properties between monopile and tripod offshore wind-turbine support structures», *Adv. Mech. Eng.*, vol. 2013, 2013, doi: 10.1155/2013/175684.
- [87] S. Bhattacharya *et al.*, «Observed dynamic soil-structure interaction in scale testing of offshore wind turbine foundations», *Soil Dyn. Earthq. Eng.*, vol. 54, pp. 47-60, 2013, doi: 10.1016/j.soildyn.2013.07.012.
- [88] P. Schaumann, S. Lochte-Holtgreven, y S. Steppeler, «Special fatigue aspects in support structures of offshore wind turbines», *Materwiss. Werksttech.*, vol. 42, n.º 12, pp. 1075-1081, 2011, doi: 10.1002/mawe.201100913.
- [89] E. E. Bachynski y L. Eliassen, «The effects of coherent structures on the global response of floating offshore wind turbines», *Wind Energy*, vol. 22, n.º 2, pp. 219-238, 2019, doi: 10.1002/we.2280.
- [90] G. Failla y F. Arena, «New perspectives in offshore wind energy», *Philos. Trans. R. Soc. A Math. Phys. Eng. Sci.*, vol. 373, n.º 2035, 2015, doi: 10.1098/rsta.2014.0228.
- [91] H. Yoshimoto, Y. A. Y. Kitakoji, y J. Suziki, «Development of Floating Offshore Wind Turbine for Fukushima», *Int. Symp. Mar. Offshore Renew. Energy*, vol. 41, n.º 9, pp. 519-525, 2013.
- [92] B. Akay, D. Ragni, C. S. Ferreira, y G. J. W. Van Bussel, «Investigation of the root flow in a Horizontal Axis», *Wind Energy*, n.º April 2014, pp. 1-20, 2013, doi: 10.1002/we.
- [93] J. C. García Quesada, *Fluidos viscosos*. 2008.
- [94] J. Zhu, J. M. Yoon, D. He, y E. Bechhoefer, «Online particle-contaminated lubrication oil condition monitoring and remaining useful life prediction for wind

- turbines», *Wind Energy*, n.º March 2014, pp. 1-20, 2013, doi: 10.1002/we.
- [95] J. Terradillos, M. Bilbao, J. I. Ciria, y A. M. Irujo, «Análisis de aceite como herramienta de mejora del comportamiento de las multiplicadoras de aerogeneradores: Principales problemas detectados a través del lubricante», *Manten. Ing. Ind. y Edif.*, vol. Noviembre, n.º Parte II, pp. 6-16, 2005.
- [96] J. I. Ahuir-Torres *et al.*, «Corrosion threshold data of metallic materials in various operating environment of offshore wind turbine parts (tower, foundation, and nacelle/gearbox)», *Data Br.*, vol. 25, p. 104207, 2019, doi: 10.1016/j.dib.2019.104207.
- [97] R. B. Heimann y H. D. Lehmann, «Recently Patented Work on Thermally Sprayed Coatings for Protection Against Wear and Corrosion of Engineered Structures», *Recent Patents Mater. Sci.*, vol. 1, n.º 1, pp. 41-55, 2010, doi: 10.2174/1874465610801010041.
- [98] N. Espallargas y S. Armada, «A New Type of Self-lubricated Thermal Spray Coatings: Liquid Lubricants Embedded in a Metal Matrix», *J. Therm. Spray Technol.*, vol. 24, n.º 1-2, pp. 222-234, 2015, doi: 10.1007/s11666-014-0152-8.
- [99] F. Mubarak, S. Armada, I. Fagoaga, y N. Espallargas, «Thermally sprayed SiC coatings for offshore wind turbine bearing applications», *J. Therm. Spray Technol.*, vol. 22, n.º 8, pp. 1303-1309, 2013, doi: 10.1007/s11666-013-9991-y.