



Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Naval y Oceánica



Universidad
Politécnica
de Cartagena

MÁSTER: INGENIERÍA NAVAL Y
OCEÁNICA

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER:
***ANÁLISIS DE CRITICIDAD,
EFECTOS Y MODOS DE FALLO
(FMECA) EN UN
AEROGENERADOR OFFSHORE***



Cartagena, Julio 2020

Autor: Pedro Antonio Moreno Carreras
Director: Gregorio Munuera Saura



Resumen

El mantenimiento basado en condición se aplica en el sector industrial para monitorizar y controlar los activos críticos, optimizando los esfuerzos de mantenimiento. Su aplicación al sector de la generación de energía eólica marina se está utilizando desde hace casi 20 años y ha dado buenos resultados tras su implementación, contribuyendo a disminuir el coste de mantenimiento y a aumentar la disponibilidad de los activos. Sin embargo, actualmente no hay una referencia de dominio público disponible que proporcione la información requerida para priorizar los sistemas a monitorizar o comprender los parámetros que un sistema específico debe tener en cuenta para controlar los modos de fallo y las causas que los generan.

La aplicación del Mantenimiento Centrado en Fiabilidad (RCM) y la herramienta específica definida como Análisis de Criticidad, Efectos y Modos de Fallo (FMECA), pueden ayudar a relacionar el mayor número de modos de fallo, su criticidad y su detectabilidad, así como las acciones a llevar a cabo para prevenir el fallo.

El presente TFM está orientado a encontrar esos modos de fallo siguiendo la metodología del RCM.



Índice de figuras

Figura 1. Resumen de los hitos clave logrados por la industria eólica desde 1982 (Fuente: Equinor, GWEC, IRENA, WWEA, MHI Vestas, WindEurope)	17
Figura 2. Asia dominaría las instalaciones mundiales de energía eólica marina para 2050, seguida de Europa y América del Norte (Fuente: [1]) ...	18
Figura 3. Calendario previsto e importancia de las innovaciones en tecnología eólica marina (Fuente: [3])	19
Figura 4. Crecimiento del tamaño de los aerogeneradores por décadas y tamaño estimado en el futuro (Fuente: GE Renewable Energy, IRENA, MHI Vestas)	19
Figura 5. Contribución al tiempo de inactividad de diferentes subsistemas en base a la recopilación de datos en Europa (Fuente: [6])	21
Figura 6. Tasa de fallo promedio VS componentes de la turbina eólica (Fuente: [7])	22
Figura 7. Fallo/turbina/año y tiempo de inactividad de dos grandes estudios de turbinas eólicas europeas terrestres durante 13 años (Fuente: [10], [11])	22
Figura 8. Información sobre la fiabilidad de los subensamblajes de la turbina eólica del estudio ReliaWind de 1400 turbinas, 2004–2010. (a) Distribución de la tasa de fallo; (b) distribución del tiempo de inactividad (Fuente: [12]) ...	23
Figura 9. Funcionamiento de un parque eólico marino (Fuente: [16])	26
Figura 10. (A) Cubo/cajón de succión; (B) De gravedad; (C) Monopilote; (D) Trípode en cajón/cajón de succión; (E) Jacket/estructura de celosía; (F) Plataforma de pata de tensión (TLP); (G) Plataforma estabilizada por lastre (SPAR) (Fuente: [5])	28
Figura 11. Partes de un aerogenerador offshore fijo (Fuente: [18]).....	28
Figura 12. Tecnologías de cimentación de turbinas eólicas offshore (Fuente: [2])	29
Figura 13. Factores de la logística offshore (Fuente: adaptado de [19])	29
Figura 14. Visión general de las actividades de O&M de un parque eólico offshore (Fuente: [19])	30
Figura 15. Descripción del proceso de diseño para un aerogenerador offshore (Fuente: [18])	31
Figura 16. Niveles (arriba) y terminología (abajo) de la clasificación del aerogenerador (Fuente: [9])	33
Figura 17. Control de la velocidad y potencia de una turbina (Fuente: [22])	35
Figura 18. Rotor (Fuente: [23])	36
Figura 19. Pala de un aerogenerador (Fuente: [24]).....	36



Figura 20. Detalle de una pala construida con resina Epoxy (arriba) y con resina de poliéster (abajo) (Fuente: DT1 Renewable Energy)	37
Figura 21. Consideraciones de diseño de las palas (Fuente: adaptado de [25])	38
Figura 22. Métodos de protección contra rayos de las palas (Fuente: [22]).	38
Figura 23. Solución antihielo (Fuente: Vestas)	39
Figura 24. Buje de acero fundido (Fuente: NREL)	40
Figura 25. Buje rígido (Fuente: [14])	40
Figura 26. Control del pitch de las palas (Fuente: [29])	40
Figura 27. Sistema pitch electromecánico (Fuente: [31])	41
Figura 28. Partes del sistema pitch (Fuente: [32])	41
Figura 29. Sistema de control pitch hidráulico (Fuente: [33])	42
Figura 30. Sistema pitch usando actuadores hidráulicos separados para cada pala (Fuente: [31])	42
Figura 31. Disposición típica de un rodamiento pitch (Fuente: [21]).....	42
Figura 32. Tren de transmisión típico (Fuente: [34])	43
Figura 33. Rodamiento de rodillos esféricos del eje principal (Fuente: SKF)	44
Figura 34. Acoplamiento de un aerogenerador (Fuente: [35]).....	44
Figura 35. Caja de engranajes de un aerogenerador (Fuente: [36]).....	44
Figura 36. Consideraciones de diseño de la caja de engranajes	45
Figura 37. Estructura de una caja de engranajes: 1. Carcasa; 2. Engranaje sol; 3. Eje hueco rotor; 4. Brazo planetario; 5. Corona dentada; 6. Engranaje planetario (hay 3 en total); 7. Eje sol; 8. Rueda dentada; 9. Eje intermedio; 10. Eje de alta velocidad (Fuente: [37])	45
Figura 38. Ejes en caja de engranajes de 3 etapas con una etapa planetaria: 1. HSS (Eje de alta velocidad); 2. HS-IS (Eje intermedio de alta velocidad); 3. LS-IS (Eje intermedio de baja velocidad); 4. PS (Eje planetario); 5. LSS (Eje de baja velocidad) (Fuente: [38])	46
Figura 39. Engranaje epicicloidal de una multiplicadora (Fuente: [39] y [40])	46
Figura 40. Sistema de lubricación y refrigeración de una multiplicadora (Fuente: [42])	46
Figura 41. Sistema de filtrado de aceite (Fuente: [42])	47
Figura 42. Pinzas y disco del freno mecánico en el eje de alta velocidad (Fuente: Nordex)	48
Figura 43. Sensor de bloqueo del rotor (abajo izquierda) y posición de bloqueo (abajo derecha) (Fuente: [42])	49
Figura 44. Disposición de una góndola (Fuente: Nordex)	49
Figura 45. Componentes del sistema yaw (Fuente: [43])	50
Figura 46. Motor eléctrico yaw (Fuente: [44]).....	50



Figura 47. Encoder de un sistema yaw (Fuente: [42])	50
Figura 48. Corona giratoria de bolas con 4 puntos de contacto y engranaje exterior (Fuente: SKF).....	51
Figura 49. Vista en sección del sistema yaw (Fuente: [45])	51
Figura 50. Conjunto de generación hidráulica (Fuente: [42])	52
Figura 51. Bancada de un aerogenerador (Fuente: [46]).....	53
Figura 52. Estructura rígida de la bancada (en verde) (Fuente: [47])	53
Figura 53. Cubierta protectora de la góndola (Fuente: [46]).....	54
Figura 54. Veleta y anemómetro de una turbina eólica (Fuente: [48])	54
Figura 55. Sensor de vibración (Fuente: [49]).....	55
Figura 56. Sistemas auxiliares de seguridad (Fuente: Google)	55
Figura 57. Generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) (Fuente: VEM Motors).....	58
Figura 58. Configuración DFIG (velocidad variable con convertidor de frecuencia back-to-back). (Fuente: ABB)	58
Figura 59. Esquema del generador DFIG (Fuente: [28]).....	59
Figura 60. Componentes de un generador (arriba) y rodamientos de bolas delantero (abajo izquierda) y trasero (abajo derecha) (Fuente: SKF).....	60
Figura 61. Encoder (izquierda) y sensor de temperatura (derecha) de un generador (Fuente: [42]).....	60
Figura 62. Convertidor de potencia back-to-back de un generador DFIG (Fuente: Ingeteam)	61
Figura 63. Estructura del convertidor de frecuencia back-to-back (Fuente: [51])	61
Figura 64. Módulo IGBT (Fuente: ABB).....	61
Figura 65. Transformador MV (izquierda) y su emplazamiento en la torre (derecha) (Fuente: [53])	62
Figura 66. Cuadro eléctrico MV (Fuente: ABB)	62
Figura 67. Cable de tres hilos con fibras ópticas, cubierta de plomo y armadura de alambre (izquierda), y conexión al fondo marino (derecha) (Fuente: ABB y [54]).....	63
Figura 68. Lazos de control del sistema (Fuente: [14]).....	64
Figura 69. Diseño de SCADA para control remoto y operación de plantas eólicas (Fuente: [55])	64
Figura 70. Flujo de control y comunicación de un aerogenerador (Fuente: IEC)	65
Figura 71. Diferentes servicios eléctricos del sistema (Fuente: Google)	65
Figura 72. Concepto de sistema de protección contra rayos (Fuente: [26]) .	66
Figura 73. Estructura de soporte de un aerogenerador (Fuente: [33])	67
Figura 74. Secciones de torres de turbinas eólicas (Fuente: Google).....	68



Figura 75. Ascensor interior de una torre y varios equipos (Fuente: [58])..	68
Figura 76. Componentes de un monopilote (Fuente: [59] y [60]).....	69
Figura 77. Buque de instalación de aerogeneradores offshore (Fuente: [17])	69
Figura 78. Descripción general de un parque eólico (Fuente: [5]).....	70
Figura 79. Configuración básica de un parque eólico de 600 MW con una solución de corriente alterna de alto voltaje (HVAC) (Fuente: ABB, [61] y [62])	71
Figura 80. Cables de exportación XLPE (Fuente: Google).....	71
Figura 81. Ejemplo de subestación offshore (Fuente: [23])	72
Figura 82. Etapas principales del FMECA (Fuente: [63]).....	77
Figura 83. Relación entre los modos de fallo y sus efectos en una jerarquía de sistema (Fuente: [63])	78
Figura 84. Matriz de criticidad (Fuente: [63]).....	82
Figura 85. Estructura jerárquica del aerogenerador	86
Figura 86. Interfaz física y funcional del sistema	87
Figura 87. Impactos ambientales en los aerogeneradores offshore (Fuente: [67])	89
Figura 88. Curva de potencia para una turbina eólica de 2 MW (Fuente: [15] y [68])	89
Figura 89. Contexto operacional del sistema (Fuente: adaptado de [71])....	91
Figura 90. Disposición de las tres áreas de monitoreo de condición dentro de la góndola de una turbina eólica (Fuente: [9])	94
Figura 91. Proceso de evaluación para la implementación del método de monitoreo de condición (Fuente: [72])	95
Figura 92. Severidad de los modos de fallo de las palas y el buje	123
Figura 93. Severidad de los modos de fallo del conjunto de eje principal ..	124
Figura 94. Severidad de los modos de fallo de la caja de engranajes	124
Figura 95. Severidad de los modos de fallo del generador	125
Figura 96. Severidad del modo de fallo de los auxiliares de la góndola	125
Figura 97. Severidad de los modos de fallo de la torre.....	126
Figura 98. Severidad de los modos de fallo de la cimentación.....	126
Figura 99. Severidad de los modos de fallo de las palas	127
Figura 100. Severidad de los modos de fallo del sistema pitch (hidráulico)	127
Figura 101. Severidad del modo de fallo del conjunto de eje principal	128
Figura 102. Severidad de los modos de fallo del sistema yaw	128
Figura 103. Severidad de los modos de fallo de los auxiliares de la góndola	128
Figura 104. Severidad de los modos de fallo del sistema de control y comunicación.....	129



Figura 105. Severidad de los modos de fallo del convertidor de frecuencia	130
Figura 106. Severidad de los modos de fallo del sistema eléctrico de potencia (transformador MV y cuadro eléctrico)	130
Figura 107. NPR de las causas de las palas fracturadas	131
Figura 108. NPR de la causa de la fatiga	131
Figura 109. NPR de las causas del agrietamiento por sobreesfuerzos.....	132
Figura 110. NPR de las causas de la holgura en la unión pala-buje	132
Figura 111. NPR de las causas de la holgura en la unión buje-eje principal	132
Figura 112. NPR de las causas del fallo del rodamiento principal.....	133
Figura 113. NPR de las causas de la vibración excesiva del rodamiento principal	133
Figura 114. NPR de las causas del sobrecalentamiento del rodamiento principal	134
Figura 115. NPR de las causas del fallo de lubricación del rodamiento principal	134
Figura 116. NPR de las causas del bloqueo del rodamiento-eje principal..	134
Figura 117. NPR de las causas del fallo del eje principal	135
Figura 118. NPR de las causas del fallo del acoplamiento.....	135
Figura 119. NPR de las causas de la activación prematura del freno mecánico	135
Figura 120. NPR de las causas del fallo generalizado de la caja de engranajes	136
Figura 121. NPR de las causas del fallo en los dientes de los engranajes .	136
Figura 122. NPR de las causas del fallo del sistema de lubricación.....	137
Figura 123. NPR de las causas de la desalineación de los ejes.....	137
Figura 124. NPR de las causas del fallo en los rodamientos	138
Figura 125. NPR de las causas de la inestabilidad térmica	138
Figura 126. NPR de las causas de la vibración torsional y lateral.....	138
Figura 127. NPR de las causas del fallo generalizado del generador.....	139
Figura 128. NPR de las causas del fallo de los rodamientos delantero y trasero	139
Figura 129. NPR de las causas del fallo del sobrecalentamiento	140
Figura 130. NPR de las causas de la desalineación del eje.....	140
Figura 131. NPR de las causas del fallo eléctrico del estator	140
Figura 132. NPR de las causas del fallo eléctrico del rotor.....	141
Figura 133. NPR de las causas del fallo del anemómetro y la veleta.....	141
Figura 134. NPR de las causas del fallo estructural	142
Figura 135. NPR de las causas del pandeo.....	142
Figura 136. NPR de las causas de la fatiga	143
Figura 137. NPR de las causas de la corrosión excesiva	143



Figura 138. NPR de las causas de la deformación, pandeo y desplazamiento de acero	143
Figura 139. NPR de las causas del fallo de conexión entre la pieza de transición y el pilote	144
Figura 140. NPR de las causas del fallo en la conexión atornillada.....	144
Figura 141. NPR de las causas del fallo de las grietas	145
Figura 142. NPR de las causas del deterioro de la rigidez de la estructura raíz	145
Figura 143. NPR de las causas del desequilibrio aerodinámico	145
Figura 144. NPR de las causas de la acumulación de suciedad y hielo.....	146
Figura 145. NPR de las causas del amortiguamiento	146
Figura 146. NPR de las causas del fallo en los sensores de los actuadores	146
Figura 147. NPR de las causas de fuga interna/externa de los actuadores	147
Figura 148. NPR de las causas del fallo de la válvula proporcional.....	147
Figura 149. NPR de las causas del fallo del controlador pitch	147
Figura 150. NPR de las causas de la desalineación del eje principal	148
Figura 151. NPR de las causas del fallo en el movimiento yaw	148
Figura 152. NPR de las causas del movimiento yaw muy lento	148
Figura 153. NPR de las causas del movimiento yaw muy rápido.....	149
Figura 154. NPR de las causas del error de alineación yaw	149
Figura 155. NPR de las causas de la inexactitud en los datos del anemómetro	149
Figura 156. NPR de las causas del fallo del anemómetro.....	150
Figura 157. NPR de las causas de la desviación de parámetros: no linealidad / sesgo de sensores.....	150
Figura 158. NPR de las causas de la pérdida de parte del paquete de datos del cable de red	150
Figura 159. NPR de las causas del acceso no autorizado (software)	151
Figura 160. NPR de las causas de la operación retrasada (software)	151
Figura 161. NPR de las causas de la operación engañosa (hardware)	151
Figura 162. NPR de las causas de que los componentes de la cadena de seguridad no funcionan bajo demanda	152
Figura 163. NPR de las causas de la deficiencia estructural - fallo de componentes (CMS)	152
Figura 164. NPR de las causas de que la adquisición de datos hardware no funcionan bajo demandab (CMS)	152
Figura 165. NPR de las causas del sobrecalentamiento en la cabina de control de potencia	153
Figura 166. NPR de las causas de la interferencia de señal en la cabina de control de potencia	153



Figura 167. NPR de las causas del sobrecalentamiento en la interfaz del bus de comunicación	153
Figura 168. NPR de las causas de la interferencia de señal en la interfaz del bus de comunicación	154
Figura 169. NPR de las causas de la sobrecarga eléctrica al extraer corriente por encima de su nivel nominal (cortocircuito).....	154
Figura 170. NPR de las causas del fallo del módulo IGBT (RSC y GSC)...	155
Figura 171. NPR de las causas del fallo del enlace DC.....	155
Figura 172. NPR de las causas de la refrigeración insuficiente (ventiladores)	155
Figura 173. NPR de las causas de la pérdida de aislamiento en el devanado primario y secundario del transformador	156
Figura 174. NPR de las causas de la integridad estructural comprometida para mantener el núcleo en su lugar (transformador)	156
Figura 175. NPR de las causas del sobrecalentamiento del sistema de refrigeración del transformador	157
Figura 176. NPR de las causas del fallo del tanque (transformador).....	157
Figura 177. NPR de las causas del fallo de los disyuntores, fusibles y relés de protección (cuadro eléctrico)	157



Índice de tablas

Tabla 1. Ejemplos de ámbito eléctrico en la energía eólica (Fuente: [14])... 56	
Tabla 2. Normas IEC relacionadas con aerogeneradores (en inglés) (Fuente: [14])	88
Tabla 3. Modos de fallo y causas de fallo comunes de un aerogenerador offshore (Fuente: [9])	92
Tabla 4. Métodos de detección (Fuente: [73])	93
Tabla 5. Técnicas de sistemas de monitoreo de condición periódico.....	94
Tabla 6. Pruebas no destructivas de inspección	94
Tabla 7. Escala de clasificación de la severidad del fallo de un aerogenerador	96
Tabla 8. Escala de clasificación de la probabilidad de ocurrencia del fallo de un aerogenerador	96
Tabla 9. Escala de clasificación de la detectabilidad del fallo de un aerogenerador	96
Tabla 10. FMECA 1 (función principal y fallo funcional 1)	112
Tabla 11. FMECA 2 (función principal y fallo funcional 2)	118
Tabla 12. FMECA 3 (función principal y fallo funcional 3)	120
Tabla 13. FMECA 4 (función secundaria y fallo funcional 4)	122
Tabla 14. Evaluación de la criticidad en función del NPR.....	131



Índice

Resumen	2
Índice de figuras.....	3
Índice de tablas.....	10
1. Introducción	15
1.1. Objetivos del estudio.....	15
1.2. Evolución de la industria eólica	17
1.3. Perspectivas de energía eólica offshore hasta 2050	18
1.4. Fiabilidad de aerogeneradores	20
2. Características de un aerogenerador offshore	25
2.1. Funcionamiento	25
2.2. Diferencias entre aerogenerador onshore y offshore.....	27
2.3. Tipos de aerogeneradores offshore fijos y flotantes.....	27
2.4. Logística de un parque eólico offshore	29
2.5. Revisión del diseño	30
3. Componentes de un aerogenerador offshore	33
3.1. Aerogenerador offshore.....	35
3.1.1. Rotor	35
3.1.1.1. Palas.....	36
3.1.1.2. Buje	39
3.1.1.3. Sistema pitch	40
3.1.2. Tren de transmisión.....	42
3.1.2.1. Conjunto de eje principal.....	43
3.1.2.2. Caja de engranajes (multiplicadora).....	44
3.1.2.3. Freno mecánico	47
3.1.3. Góndola.....	49
3.1.3.1. Sistema yaw	49
3.1.3.2. Sistema hidráulico	52
3.1.3.3. Estructura	52
3.1.3.4. Auxiliares	54
3.1.4. Módulo eléctrico.....	55
3.1.4.1. Generador eléctrico.....	56



3.1.4.2.	Convertidor de frecuencia	60
3.1.4.3.	Sistema eléctrico de potencia	61
3.1.4.4.	Sistema de control y comunicación	63
3.1.4.5.	Sistema eléctrico auxiliar	65
3.1.5.	Estructura de soporte.....	66
3.1.5.1.	Torre.....	67
3.1.5.2.	Cimentación	68
3.2.	Parque eólico	70
3.2.1.	Transmisión de energía.....	70
3.2.2.	Subestación offshore	71
3.2.3.	Estación meteorológica	73
4.	Análisis de Criticidad, Efectos y Modos de Fallo (FMECA)	75
4.1.	Introducción	75
4.2.	Objetivos y utilidad del FMECA	75
4.3.	Ventajas y limitaciones del FMECA	76
4.4.	Descripción genérica del método	77
4.4.1.	Etapas principales.....	77
4.4.2.	Estructura del sistema.....	77
4.4.3.	Determinación del modo de fallo	79
4.4.4.	Efectos de los fallos	79
4.4.5.	Causas de fallo	79
4.4.6.	Métodos de detección.....	80
4.4.7.	Clasificación de la severidad.....	80
4.4.8.	Frecuencia o probabilidad de ocurrencia.....	80
4.4.9.	Determinación de la tasa de fallo	80
4.4.10.	Riesgo (R) y número de prioridad del riesgo (NPR).....	81
4.4.11.	Informe del análisis	82
4.4.12.	Hoja de trabajo	83
5.	FMECA de un aerogenerador offshore	85
5.1.	Generalidades	85
5.2.	Características y funcionamiento del sistema	86
5.3.	Definición de los límites del sistema.....	86



5.4.	Definición de las condiciones operativas y ambientales	87
5.5.	Definición de la función principal y secundaria del sistema.....	91
5.6.	Modos de fallo, efectos de fallo y causas de fallo	91
5.7.	Métodos de detección	93
5.8.	NPR y tablas de severidad, ocurrencia y detectabilidad.....	95
5.9.	Presentación de resultados.....	123
6.	Conclusiones.....	159
	Bibliografía.....	163
	Anexo I. Clasificación de un aerogenerador.....	171



1. INTRODUCCIÓN



1. Introducción

1.1. Objetivos del estudio

El propósito del presente TFM es describir de forma minuciosa un tipo de aerogenerador offshore y sus diferentes subsistemas. Posteriormente, se realiza un FMECA siguiendo el método descrito en la norma UNE 60812 con el fin de determinar la criticidad de los modos y causas de fallo del sistema.

Inicialmente se plantearon los siguientes objetivos:

1. Recopilar información detallada de los sistemas del aerogenerador.
2. Estudio de los datos de fiabilidad y disponibilidad de diferentes estudios realizados a nivel mundial.
3. Elaboración de un FMECA para cada condición de operación considerada.
4. Análisis de los resultados obtenidos, resaltando los modos de fallo más críticos.

El documento está estructurado en seis capítulos, sin contar el resumen inicial, los índices y la bibliografía que se encuentra al final. En los apartados subsecuentes al actual de este capítulo, se comentan cuáles han sido los cambios más destacados en la industria eólica a lo largo de los años y la perspectiva de futuro que tiene esta en alta mar a través de un catálogo de novedades tecnológicas en los aerogeneradores offshore. Asimismo, se nombran los fallos más usuales en este dispositivo y se hace referencia a estudios de fiabilidad y disponibilidad a partir de varias fuentes.

El capítulo 2 está enfocado en explicar las características de esta máquina, conocer cómo es el proceso de generación de energía eléctrica en el parque eólico y la logística que entraña la puesta en marcha y mantenimiento de estos sistemas. Igualmente, se aclaran las diferencias entre un aerogenerador onshore y offshore, se representan los dos tipos de cimentaciones que existen actualmente en las turbinas eólicas y se plasma el proceso de revisión de diseño, clave para proceder con el FMECA.

El capítulo 3 se centra en definir el aerogenerador escogido para la ejecución del FMECA y explicar las propiedades de todos los componentes que lo forman siguiendo una estructura estandarizada predefinida.

El capítulo 4 es un resumen de la norma UNE-EN 60812:2008 - Técnicas de análisis de la fiabilidad de sistemas – Procedimiento de Análisis de los Modos de Fallo y de sus Efectos (AMFE), donde se mencionan las etapas y parámetros necesarios para realizar el método.



El capítulo 5 consiste en la confección del FMECA del aerogenerador offshore seleccionado, utilizando el proceso sistemático descrito en la norma nombrada en el párrafo anterior. Las instrucciones impuestas en esa normativa son modificadas de forma deliberada para adecuar el procedimiento al sistema objeto de estudio. Se determinan todos los factores que pueden afectar al funcionamiento del aerogenerador y a la elaboración de las hojas de trabajo. Seguidamente, las hojas FMECA se completan y, finalmente, se obtienen unos resultados que son representados gráficamente y que generan una serie de conclusiones que se redactan en el capítulo 6.

1.2. Evolución de la industria eólica

Las crecientes preocupaciones sobre el cambio climático, los efectos sobre la salud de la contaminación del aire, la seguridad energética y el acceso a la energía, junto con los volátiles precios del petróleo en las últimas décadas, han llevado a la necesidad de producir y usar opciones alternativas de tecnología baja en carbono, como las energías renovables [1].

La evolución de la industria eólica ha sido notable, y en las últimas cuatro décadas se han logrado varios hitos en instalaciones, avances tecnológicos y reducción de costes junto con el establecimiento de asociaciones clave de energía eólica (ver Figura 1) [2].

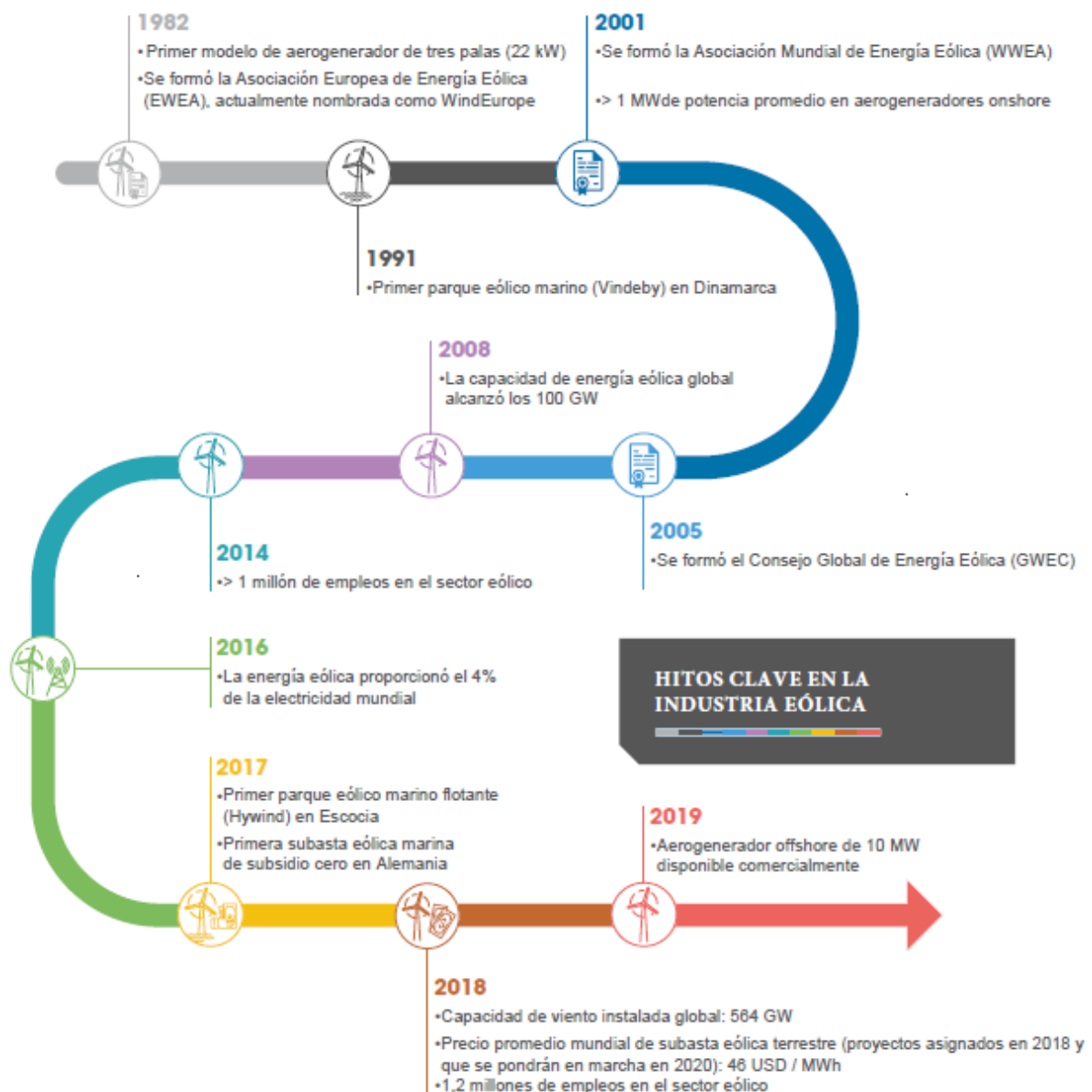


Figura 1. Resumen de los hitos clave logrados por la industria eólica desde 1982 (Fuente: Equinor, GWEC, IRENA, WWEA, MHI Vestas, WindEurope)

1.3. Perspectivas de energía eólica offshore hasta 2050

Actualmente, el 90% de la capacidad eólica marina instalada a nivel mundial se pone en servicio y opera en el Mar del Norte y el cercano Océano Atlántico. La capacidad eólica global acumulada en alta mar aumentaría casi diez veces para 2030 (a 228 GW) y aún más hacia 2050, con una instalación total en alta mar cercana a los 1000 GW para 2050. En el futuro, se produciría un cambio importante en el despliegue en aguas asiáticas (ver Figura 2) [1].

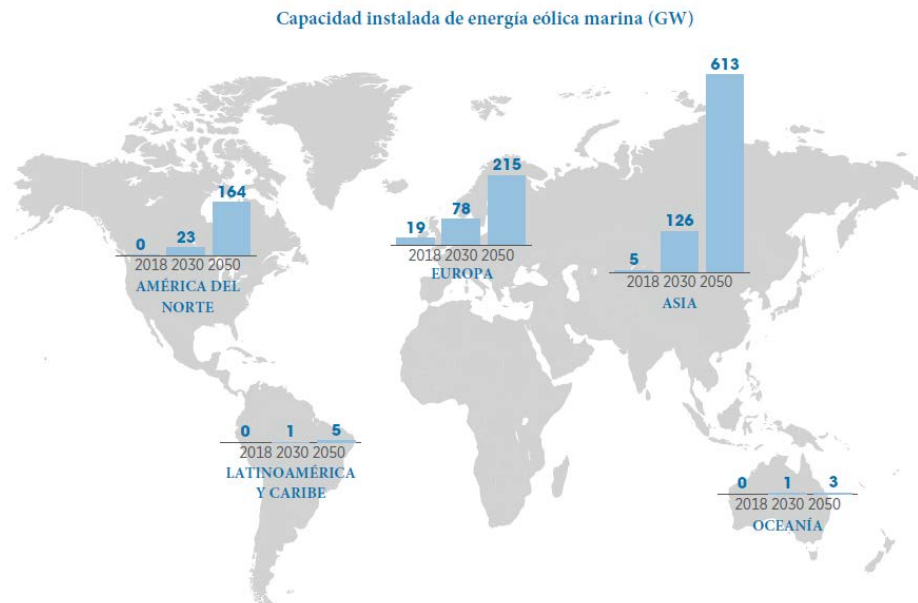


Figura 2. Asia dominaría las instalaciones mundiales de energía eólica marina para 2050, seguida de Europa y América del Norte (Fuente: [1])

La evolución de la energía eólica offshore basa su proceso continuo de expansión en reducción de costes por MW, mejoras en el factor de capacidad, necesidades de inversión e innovaciones tecnológicas.

Los principales costes para los parques eólicos marinos son las turbinas (incluidas las torres), las cimentaciones, la conexión de la red a la costa y la instalación [1]. Las reducciones de costes han sido impulsadas por mejoras técnicas que han elevado los factores de capacidad, así como por la disminución de los costes totales instalados, los costes de operación y mantenimiento (O&M) y el coste de capital a medida que el riesgo del proyecto ha disminuido. Los costes de O&M se han reducido a través de la optimización de estrategias de O&M, programas de mantenimiento preventivo basados en el análisis predictivo de tasas de fallos y economías de escala en el servicio de zonas eólicas en alta mar en lugar de parques eólicos individuales [2].

La innovación se engloba en diferentes áreas en función de su impacto potencial y su importancia, según en qué países y condiciones se establezcan y cuándo se puedan llevar a cabo (ver Figura 3).

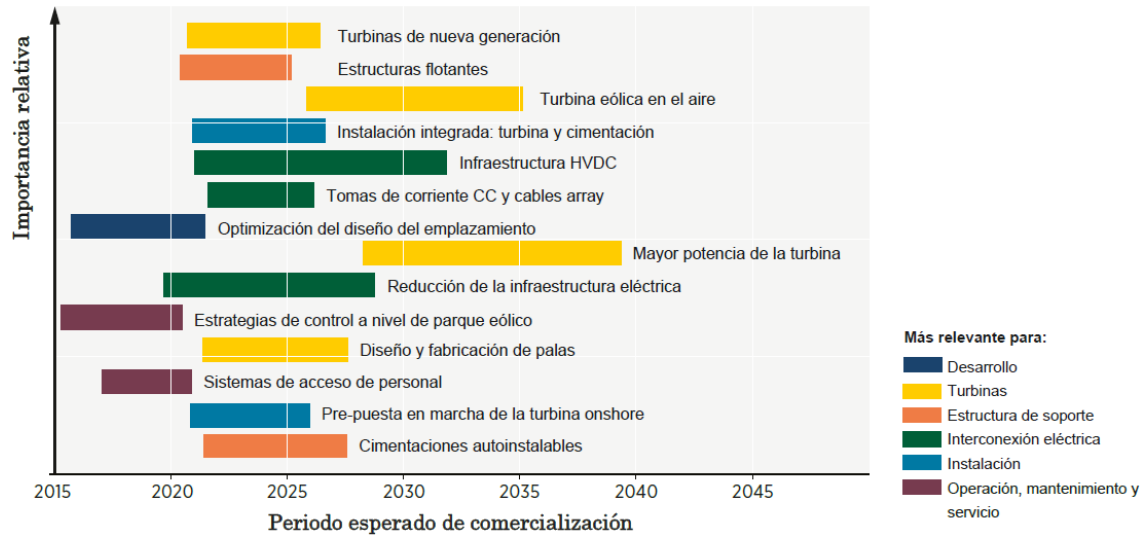


Figura 3. Calendario previsto e importancia de las innovaciones en tecnología eólica marina (Fuente: [3])

Los desarrollos tecnológicos en las palas, tren de transmisión y sistema de control, en particular, permitirían el desarrollo de turbinas más grandes y fiables con capacidades más altas [1]. El rápido incremento del tamaño de las turbinas a lo largo de los años se representa en la Figura 4.

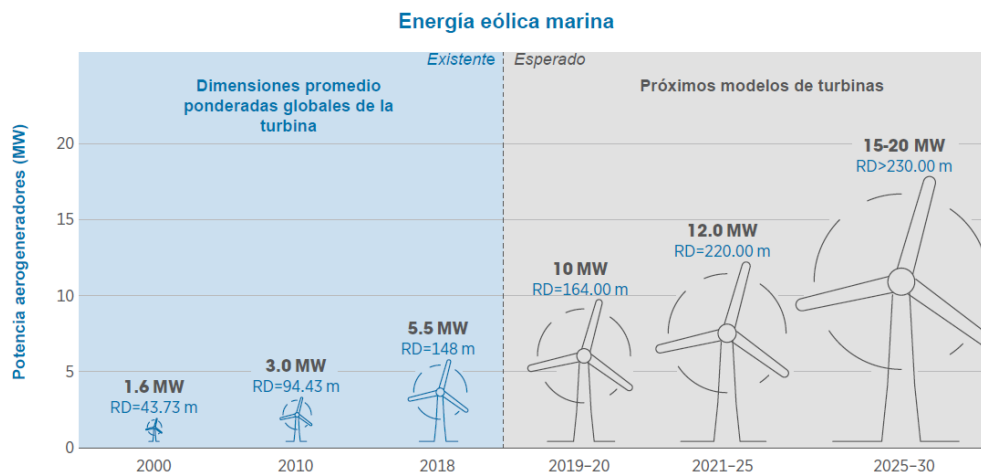


Figura 4. Crecimiento del tamaño de los aerogeneradores por décadas y tamaño estimado en el futuro (Fuente: GE Renewable Energy, IRENA, MHI Vestas)

Los desarrollos tecnológicos en las cimentaciones, como las estructuras flotantes, son uno de los factores clave que permiten el despliegue acelerado de la energía eólica marina, permitiendo el acceso a mejores recursos eólicos. Las turbinas ahora se instalan habitualmente en profundidades de agua de hasta 40 m y hasta 80 km de la costa [1]. Estas turbinas, arraigadas en el



lecho marino por monopilotes o jackets, actualmente están restringidas a aguas de menos de 60 m de profundidad. Esta es una limitación importante, ya que algunos de los mercados potenciales más grandes, como Japón y Estados Unidos, tienen pocos lugares de aguas poco profundas [4].

1.4. Fiabilidad de aerogeneradores

La principal clave para mejorar la fiabilidad de las turbinas eólicas es determinar con precisión la criticidad de sus componentes y definir el nivel de impacto que puede ocasionar en el conjunto del dispositivo. Una vez realizado lo anterior, se puede llevar a cabo una evaluación que consiste en el establecimiento de mejoras de diseño, programación de operaciones, uso de sistemas de monitorización y gestión de piezas de repuesto.

La falta de fiabilidad aumenta los gastos de capital a través del diseño inadecuado, prototipos y pruebas excesivas, y requisitos de garantía y seguros; aumenta la financiación debido a incertidumbres, gastos operativos de eventos programados y no programados; y reduce la producción anual de energía [5].

Los componentes del aerogenerador sufren cuatro tipos de fallos comunes: simples, prematuros, aleatorios y por desgaste.

Los fallos simples son aquellos eventos debidos a problemas de desgaste o defectos de calidad del proceso de fabricación del material. Tienen más probabilidades de ocurrir al principio del ciclo de vida y tienen una tasa de incidencia decreciente con el paso del tiempo.

Los fallos prematuros incluyen aquellos eventos ocasionados por un defecto latente en el diseño, proceso de fabricación o aplicación (incluidas las actividades de mantenimiento). A menudo se detectan después de algún período de operación y pueden progresar mostrando signos de degradación y desgaste antes de los fallos funcionales.

Los fallos aleatorios aparecen durante todo el ciclo de vida de la turbina eólica. Son causados principalmente por una cadena improbable de eventos anteriores, que puede ser una sobrecarga causada por una ráfaga extrema de viento o un rayo. La tasa de este tipo de fallo es constante independientemente de la vida útil del equipo.

Los fallos por desgaste son la forma esperada en la que los componentes de la turbina eólica fallan. Si el desgaste es el fallo más predominante, es probable que el propietario haya seleccionado un producto fabricado de calidad, capaz



de operar y mantener el activo eficazmente, evitando fallos aleatorios por multitud de causas y finalmente los ítems fallan por envejecimiento.

En el presente trabajo es necesario disponer de estudios de fiabilidad que proporcionen una guía para evaluar las diferentes métricas del FMECA. Existen diversos informes que muestran las tasas de fallo (λ) y tiempos de inactividad de los subsistemas del aerogenerador dependiendo de la cantidad de turbinas tenidas en cuenta, su ubicación, período de tiempo analizado y tecnologías utilizadas. A partir de esos datos, se extraen una serie de conclusiones que son útiles para hacerse una idea general a la hora de determinar valores de severidad y frecuencia de ocurrencia de los componentes. Los siguientes párrafos se centran en la recopilación de datos de fiabilidad de aerogeneradores y, además, se citan las referencias de los estudios plasmados en el documento.

La Figura 5 muestra la contribución compilada del tiempo de inactividad de diferentes subsistemas [6]. Los tres principales contribuyentes son el módulo de potencia, el tren de transmisión y el rotor, entre los cuales los dos últimos suelen ser más costosos de reparar debido a los costes de la grúa.

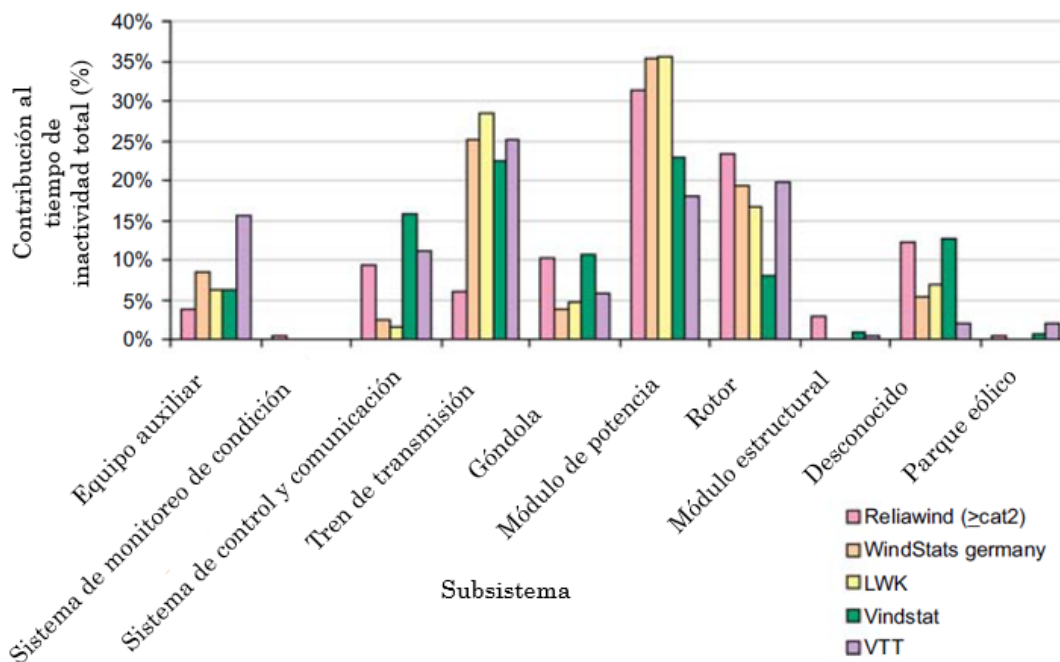


Figura 5. Contribución al tiempo de inactividad de diferentes subsistemas en base a la recopilación de datos en Europa (Fuente: [6])

Seguidamente, la Figura 6 muestra la tasa de fallo acumulada y se puede observar que el sistema de control tiene el valor más alto, seguido de cerca por las palas/pitch y el sistema eléctrico [7]. Los bujes, trenes de transmisión y estructuras tienen bajas tasas de fallo.

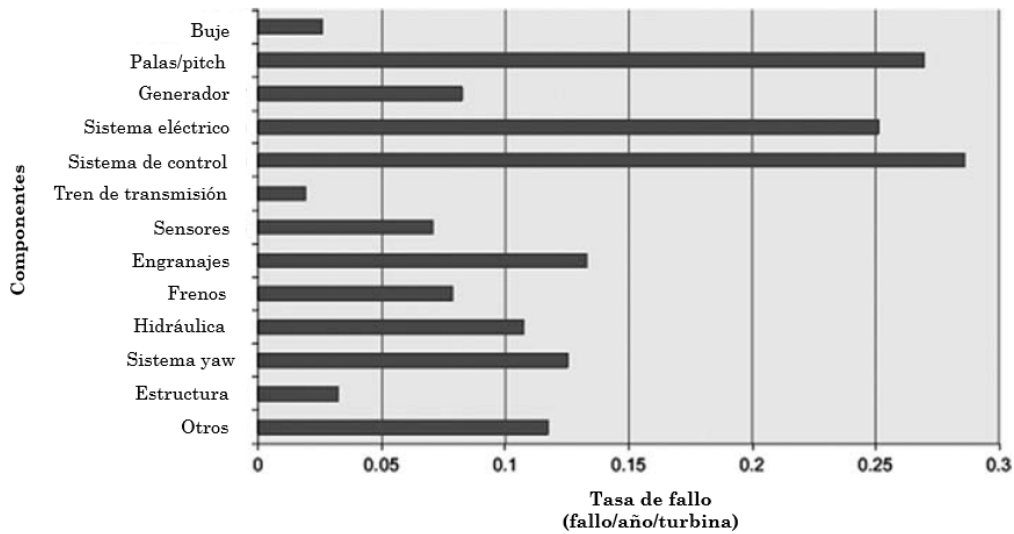


Figura 6. Tasa de fallo promedio VS componentes de la turbina eólica (Fuente: [7])

En la Figura 7 se deduce que los sistemas eléctricos tuvieron la mayor tasa de fallos, las cajas de engranajes causaron el mayor tiempo de inactividad por fallo, el 75% de los fallos causaron el 5% del tiempo de inactividad y el 25% de los fallos causaron el 95% del tiempo de inactividad [8]. También es interesante destacar las diferencias entre el tiempo de inactividad registrado por las dos publicaciones. En LWK se representó el tiempo de inactividad total, mientras que en WMEP sólo el MTTR, más corto que el primero [9].

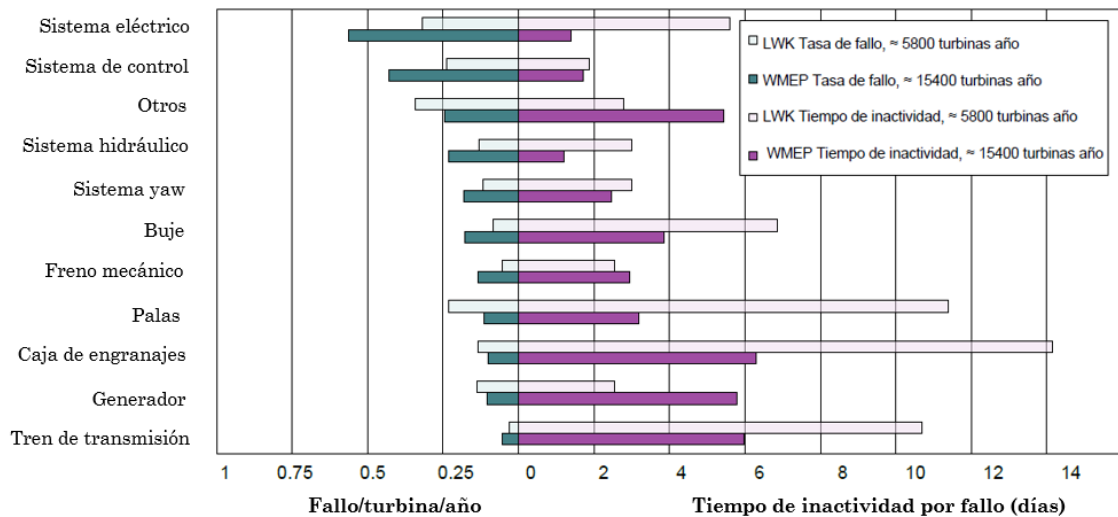


Figura 7. Fallo/turbina/año y tiempo de inactividad de dos grandes estudios de turbinas eólicas europeas terrestres durante 13 años (Fuente: [10], [11])

La Figura 8 muestra los resultados de la encuesta ReliaWind [12], que presenta un desglose mucho más detallado de los subensamblajes de los aerogeneradores y los datos recopilados para paradas > 1 h [9].

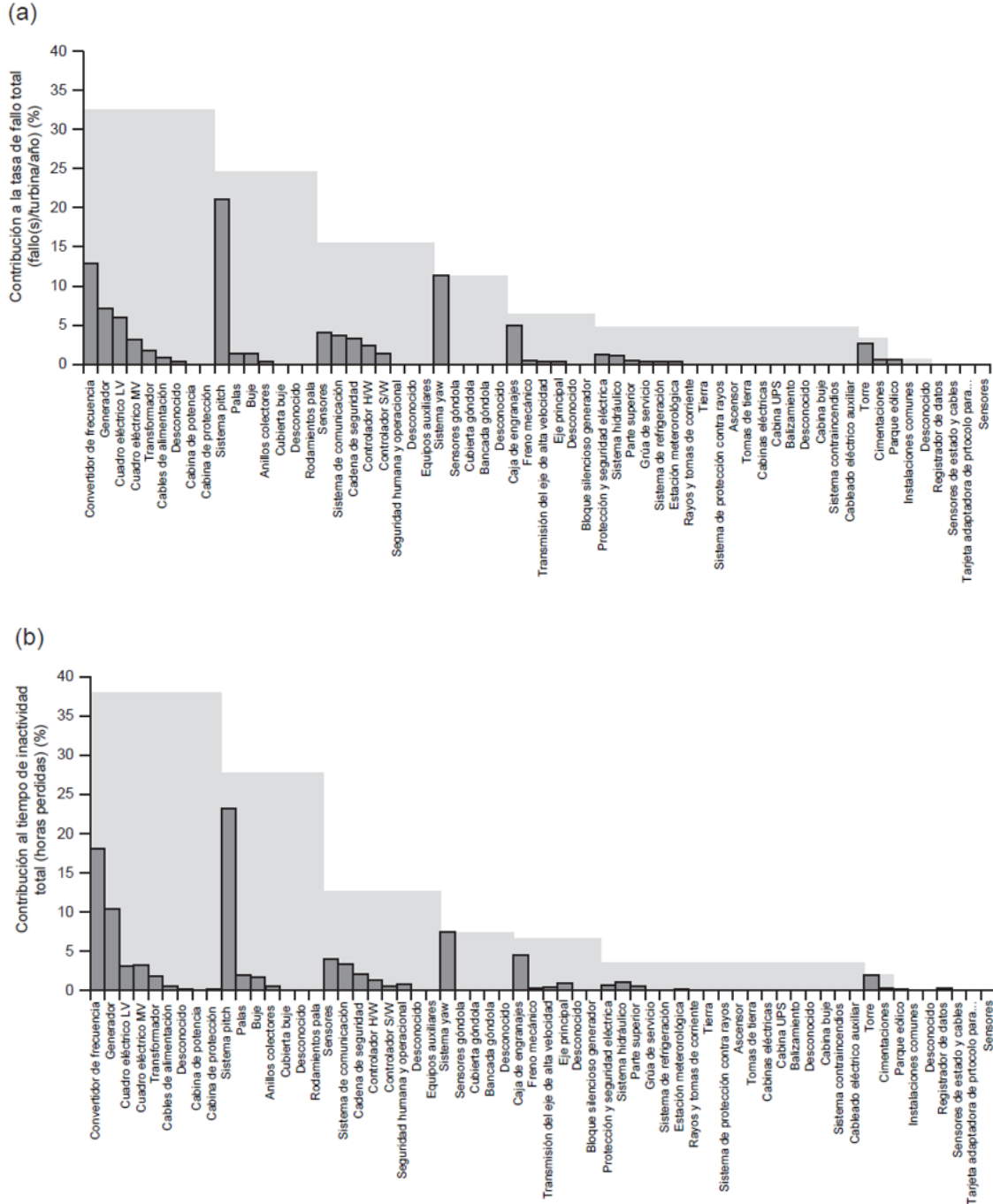


Figura 8. Información sobre la fiabilidad de los subensamblajes de la turbina eólica del estudio ReliaWind de 1400 turbinas, 2004–2010. (a) Distribución de la tasa de fallo; (b) distribución del tiempo de inactividad (Fuente: [12])

Finalmente, el artículo “Failure rate, repair time and unscheduled O&M cost analysis of offshore wind turbines” [13], concluye que para las turbinas offshore los generadores y convertidores tienen tasas de fallo más altas que en las turbinas terrestres. Por otro lado, los subensamblajes que más fallan son el sistema pitch/hidráulico, el "otro" grupo de componentes (es decir, escotilla, cubierta, tornillos, sistema de protección contra rayos y ascensor) y el generador.



2. CARACTERÍSTICAS DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE



2. Características de un aerogenerador offshore

2.1. Funcionamiento

Un aerogenerador es una máquina que transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica. En las turbinas eólicas modernas, el proceso de conversión real utiliza la fuerza aerodinámica básica de sustentación para producir un par neto positivo en un eje giratorio, lo que resulta primero en la producción de energía mecánica y luego en su transformación a electricidad en un generador [14]. La potencia de salida va a un transformador, que convierte la electricidad del generador (≈ 700 V) al voltaje apropiado para el sistema de recolección de energía, generalmente a 33 kV [15].

Una turbina eólica extrae energía cinética del área de barrido de las palas. La potencia del flujo de aire viene dada por:

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

donde,

$$\rho = \text{densidad del aire} \left(1,225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right)$$

$$A = \text{área de barrido del rotor} (\text{m}^2)$$

$$v = \text{velocidad del viento} \left(\frac{\text{m}}{\text{s}} \right)$$

Aunque la ecuación anterior da la potencia disponible en el viento, la potencia transferida al rotor de la turbina eólica se reduce por el coeficiente de potencia, C_p :

$$C_p = \frac{P_{WIND TURBINE}}{P_{AIR}}$$

$$P_{WIND TURBINE} = C_p \times \frac{1}{2} \rho A v^3$$

El límite máximo de Betz define un valor máximo de C_p , que establece que una turbina nunca puede extraer más del 59,3% de la potencia de una corriente de aire. En realidad, los rotores de turbinas eólicas tienen valores máximos de C_p en el rango de 25-45 % [15].

También es convencional definir una relación de velocidad periférica, λ , como:

$$\lambda = \frac{\omega R}{v}$$

donde,

$\omega = \text{velocidad de rotación del rotor (rad/s)}$

$R = \text{radio en la punta del rotor (m)}$

$v = \text{velocidad del viento } \left(\frac{m}{s}\right)$

El funcionamiento de un parque eólico marino se ilustra en la Figura 9.

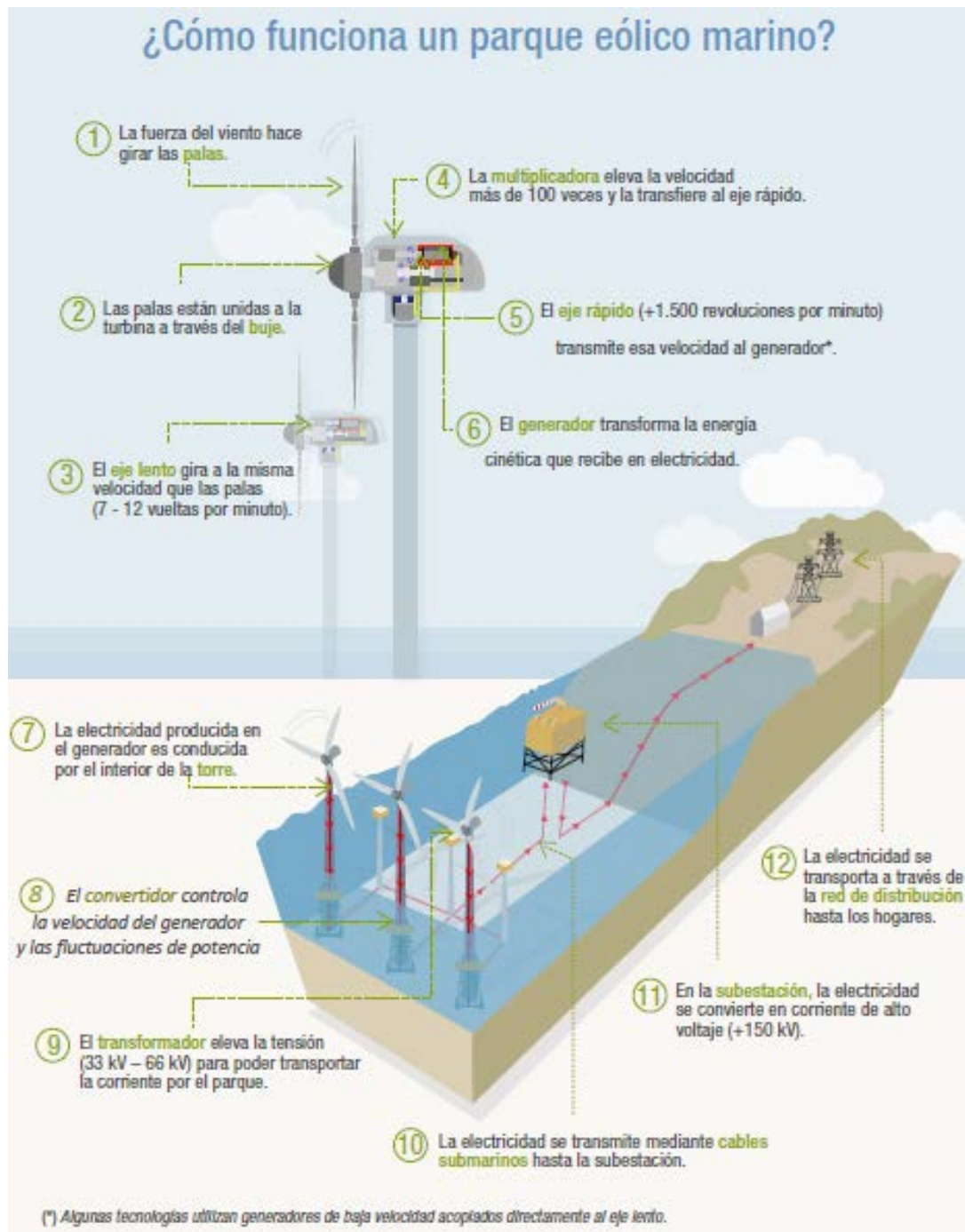


Figura 9. Funcionamiento de un parque eólico marino (Fuente: [16])



2.2. Diferencias entre aerogenerador onshore y offshore

Normalmente nos referimos a este sistema como “aerogenerador onshore”. Los mismos principios se pueden aplicar para un “aerogenerador offshore”, presentando este una serie de particularidades que lo distinguen del primero. Las principales diferencias son la cimentación que hay que emplear en este dispositivo, el entorno en el que tiene que operar, la conexión a la red eléctrica, la dificultad de llevar a cabo un mantenimiento apropiado y los costes significativos de instalación de la infraestructura y el apoyo logístico. Las modificaciones del aerogenerador offshore con respecto al onshore, considerando las condiciones del océano, se comentan a continuación [14]:

- ❖ mejora estructural de la torre para soportar las cargas de oleaje;
- ❖ góndolas presurizadas y controles ambientales para evitar que el aire corrosivo del mar degrade los componentes eléctricos y del tren de transmisión;
- ❖ plataformas de acceso de personal para facilitar el mantenimiento y proporcionar refugio de emergencia;
- ❖ sistemas de protección contra la corrosión en la interfaz marítima y recubrimientos marinos de alta calidad en la mayoría de los componentes exteriores;
- ❖ luces de advertencia, marcadores en las bases de las torres y señales de niebla para la seguridad de la navegación marina.

2.3. Tipos de aerogeneradores offshore fijos y flotantes

El diseño de cimentaciones es una tarea de ingeniería compleja. Los requisitos de diseño incluyen carga por gravedad, empuje y momento de vuelco asociado, frecuencia natural, resistencia a la fatiga, verticalidad (a lo largo del tiempo), acceso de personal, entrada de cables y soporte. El diseño debe tener en cuenta la carga del viento y de las olas y, en algunas circunstancias, otras condiciones ambientales, como terremotos, tifones y hielo marino [17].

Las cimentaciones se pueden dividir en dos tipos: fijas (la estructura se encuentra anclada al fondo marino directamente) y flotantes (la estructura está anclada al fondo marino mediante un sistema de amarre). La Figura 10 muestra los diversos tipos de cimentación más comunes actualmente para diferentes profundidades de agua.

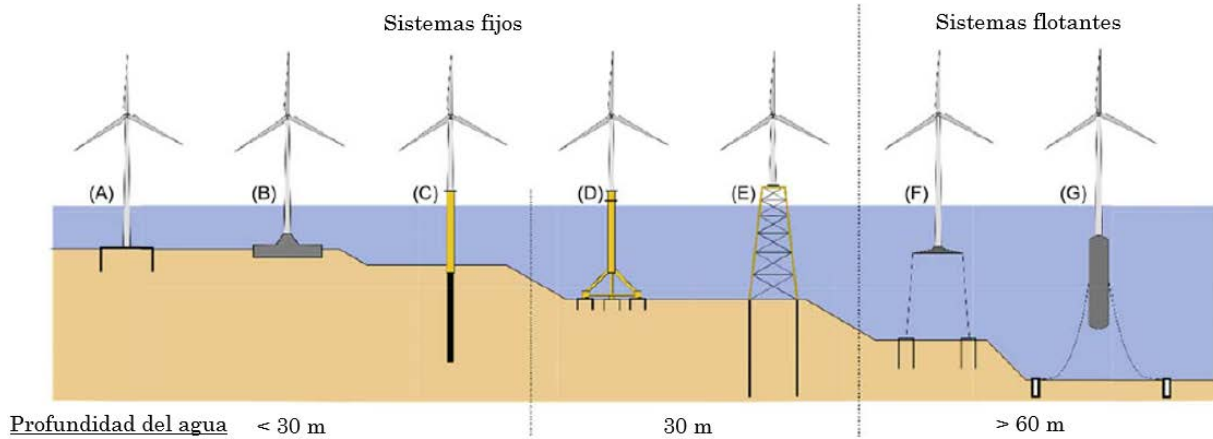


Figura 10. (A) Cubo/cajón de succión; (B) De gravedad; (C) Monopilote; (D) Trípodе en cajón/cajón de succión; (E) Jacket/estructura de celosía; (F) Plataforma de pata de tensión (TLP); (G) Plataforma estabilizada por lastre (SPAR) (Fuente: [5])

La Figura 11 muestra las diferentes cimentaciones fijas de un aerogenerador offshore, junto con las partes de la estructura de soporte del mismo. Las estructuras, de izquierda a derecha de la imagen, son “monopilote”, “jacket” y “de gravedad”. La primera de ellas es la que se va a analizar en detalle en los próximos capítulos.

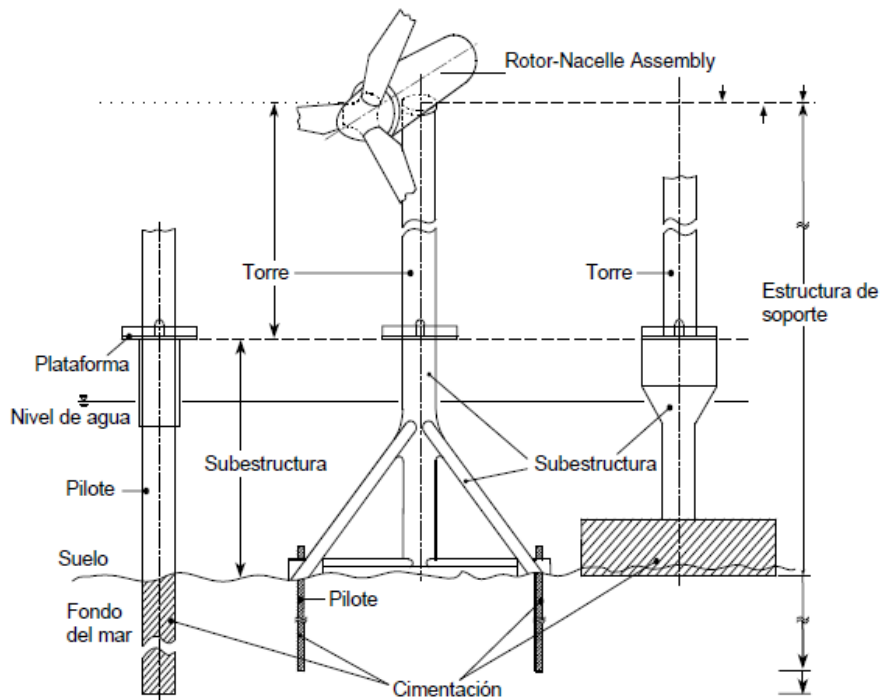


Figura 11. Partes de un aerogenerador offshore fijo (Fuente: [18])

Los sistemas flotantes tienen cierta ventaja ecológica en el sentido de que las cimentaciones dejan una huella muy baja en el fondo marino, son fáciles de desmantelar y mantener, ya que el sistema se puede desanclar y botar en un puerto. Se pueden clasificar en tres tipos principales (ver Figura 12): amarre

estabilizado TLP (plataforma de pata de tensión), SPAR semi-sumergible y boya SPAR estabilizada.

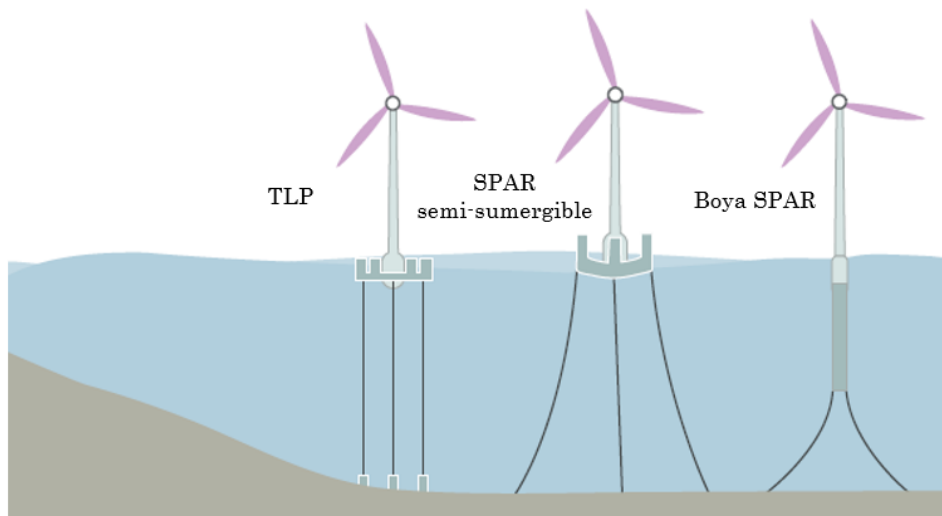


Figura 12. Tecnologías de cimentación de turbinas eólicas offshore (Fuente: [2])

2.4. Logística de un parque eólico offshore

La logística offshore implica la coordinación y el apoyo de las actividades de instalación y puesta en marcha en alta mar. La decisión de escoger una estrategia de O&M adecuada depende de una multitud de factores, tales como los que se definen en la Figura 13.

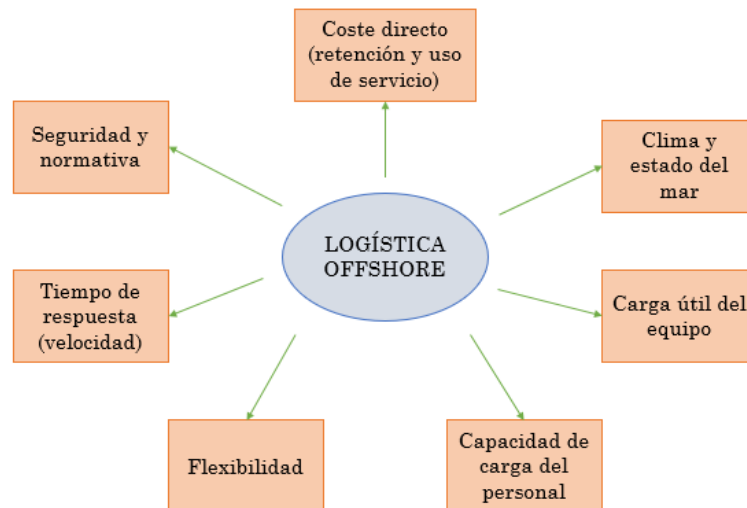


Figura 13. Factores de la logística offshore (Fuente: adaptado de [19])

La consideración más relevante en cuestiones de rentabilidad de un proyecto eólico offshore, al establecer la estrategia de O&M, es la distancia de las instalaciones a la costa. Generalmente, hay tres tipos de medios de acceso a las turbinas eólicas: barcos de trabajo y helicópteros para tránsitos cortos, y plataformas de alojamiento fijo, buques de apoyo offshore o jack ups para

distancias más alejadas de tierra. Todo este conglomerado de situaciones se resume en el esquema de la Figura 14 y está formado por siete áreas de actividad que están interrelacionadas entre sí.

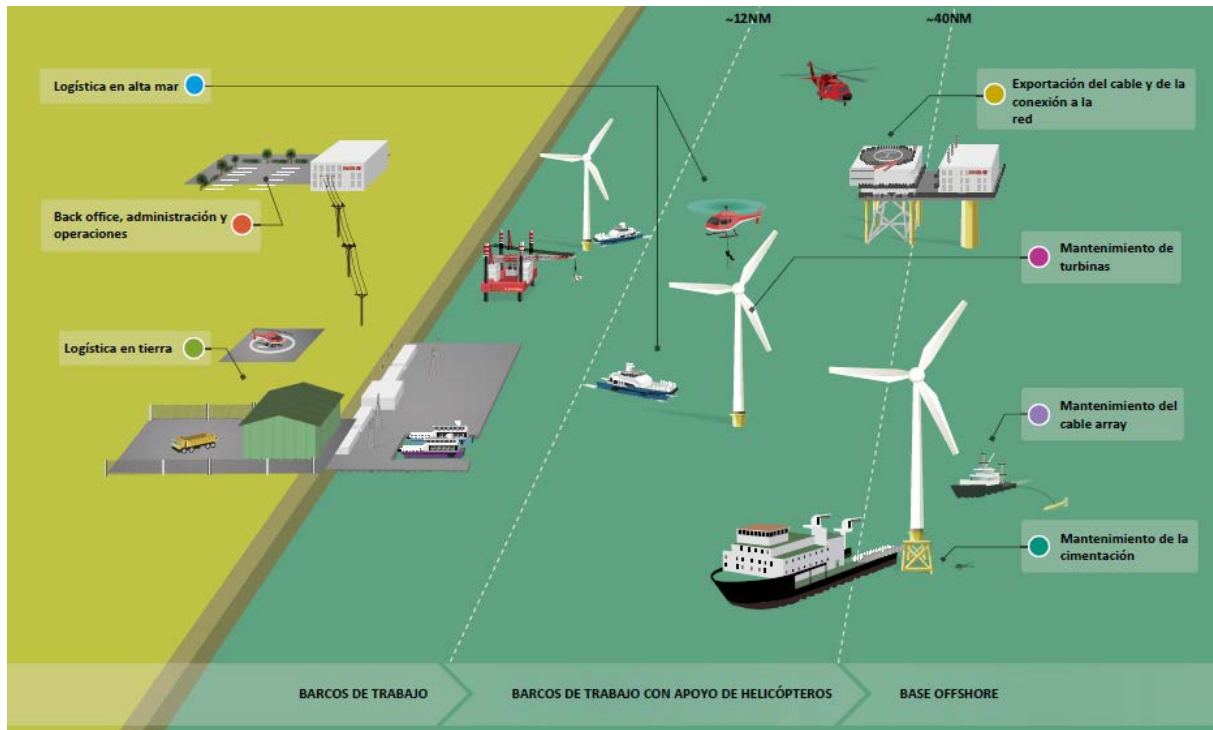


Figura 14. Visión general de las actividades de O&M de un parque eólico offshore (Fuente: [19])

2.5. Revisión del diseño

El proceso de revisión del diseño de un aerogenerador offshore (ver Figura 15) se utiliza para aumentar la fiabilidad del sistema, que consiste en la fiabilidad estructural, electromecánica y del sistema de control [9].

La complejidad del análisis del sistema viene dada por la incertidumbre aleatoria del mismo, debido a la combinación de efectos del viento y las olas que sufre la estructura y la corrosión que aparece en ciertos elementos del conjunto.

Es conveniente aplicar una revisión del diseño en fases de desarrollo a la vez que se realiza el FMECA [9]. Esto servirá de apoyo para ir actualizando procesos que se deben resolver a lo largo de la vida útil del sistema, alargando el tiempo de trabajo de todos los componentes y disminuyendo los periodos de mantenimiento y, por consiguiente, reduciendo los costes.

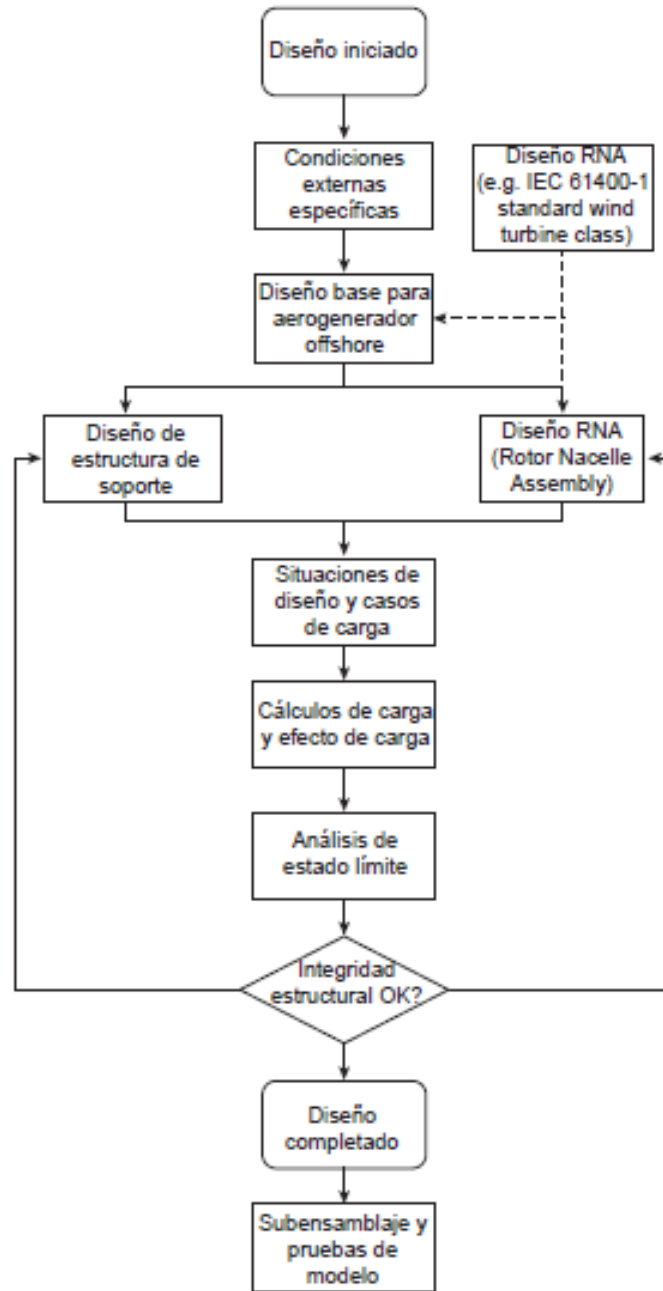


Figura 15. Descripción del proceso de diseño para un aerogenerador offshore (Fuente: [18])



3. COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE

3. Componentes de un aerogenerador offshore

Los aerogeneradores presentan una diversidad de diseños modernos y multitud de configuraciones y funcionalidades. En el presente documento, se va a tomar como referencia una estructura estandarizada de la turbina eólica, ya que es muy difícil conseguir todas las especificaciones técnicas por parte de las empresas y los OEM (Original Equipment Manufacturers). El estándar escogido reúne todas las condiciones para definir los modos de fallo, identificar sus efectos y planificar una serie de tareas junto a un plan de mantenimiento, con la meta de conseguir la mayor fiabilidad y disponibilidad del sistema.

El caso de estudio de este proyecto se basa en el concepto danés de aerogenerador (HAWT y de tres palas), particularizado en un sistema de velocidad variable con regulación pitch, accionado por engranajes (equipado con multiplicadora), con generador eléctrico de inducción doblemente alimentado y anclado al fondo marino mediante un monopilote. Este diseño estará vinculado y asociado a una clasificación basada en un desglose, agrupación y terminología diferente al que se lograría con la descripción de los componentes individuales.

La clasificación se adjunta en el Anexo I, se descompone en cinco niveles y es ejemplificada de forma elemental en la Figura 16:

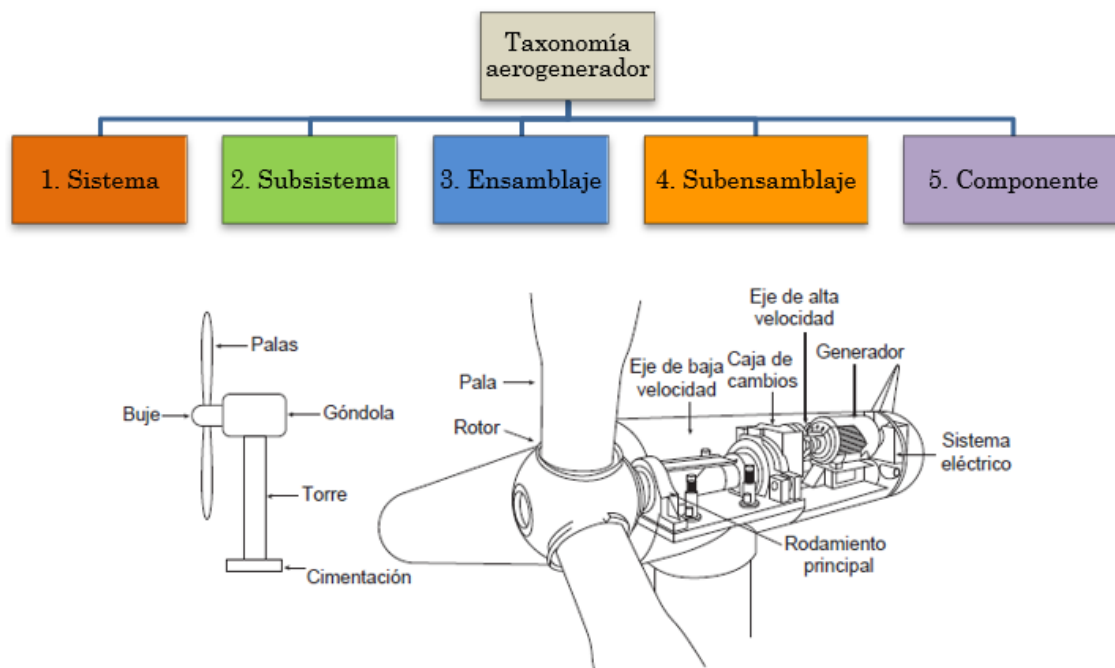


Figura 16. Niveles (arriba) y terminología (abajo) de la clasificación del aerogenerador (Fuente: [9])

La clasificación presenta un enfoque híbrido, con una agrupación posicional para componentes mecánicos y una agrupación funcional para elementos



eléctricos. Esto refleja el hecho de que la energía eléctrica generalmente puede transmitirse entre elementos posicionales, como entre la góndola y la base de la torre, mientras que la energía mecánica generalmente está confinada dentro de los elementos posicionales [20]. Los componentes del nivel más bajo se agruparán de la siguiente forma [9]:

- ❖ agrupación funcional para los componentes de señalización, supervisión y control, por ejemplo: encoder pitch agrupado con un sistema de control y comunicación, y sistemas eléctricos de baja tensión agrupados; y
- ❖ agrupación posicional para componentes mecánicos, por ejemplo: caja de engranajes, sistema pitch, palas, convertidor de frecuencia y generador.

Una turbina que funciona a velocidad variable puede mantener la relación de velocidad periférica (TSR “Tip Speed Ratio”) constante requerida para alcanzar el coeficiente de potencia máximo independientemente de la velocidad del viento [21]. El funcionamiento de este tipo de aerogenerador es deseable por dos motivos [14]:

- 1) por debajo de la velocidad del viento nominal, el rotor de la turbina eólica puede extraer la mayor cantidad de energía si el TSR se puede mantener constante, lo que requiere que la velocidad del rotor varíe con la velocidad del viento; y
- 2) la velocidad variable del rotor de la turbina puede resultar en tensiones fluctuantes reducidas y, por lo tanto, fatiga reducida de los componentes del tren de transmisión.

El funcionamiento de este tipo de turbina eólica se puede controlar de dos formas: mediante el control del par del generador y mediante la variación del ángulo pitch. La velocidad instantánea del rotor se compara tanto con la velocidad nominal como con la curva de velocidad-potencia del generador para el coeficiente de potencia máximo. Cuando la velocidad instantánea es mayor que la nominal, la primera se reduce a través del control del ángulo pitch. De la comparación con la curva se obtiene la potencia deseada que, limitada por encima por la potencia nominal del generador, se compara con la potencia real entregada. El convertidor controla el par del generador a fin de alcanzar la potencia deseada o de limitarla a la potencia nominal [22]. El esquema lógico de control de este diseño se muestra en la Figura 17.

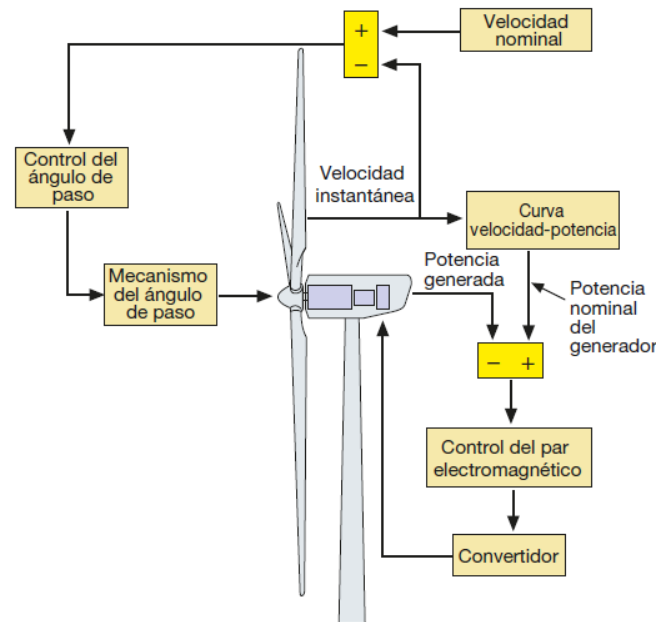


Figura 17. Control de la velocidad y potencia de una turbina (Fuente: [22])

Los siguientes apartados se van a centrar en la explicación de los dos principales “sistemas”, aerogenerador offshore y parque eólico, proporcionando características hasta niveles de “subsistema” y “ensamblaje”. El objetivo es ir desgranando cada uno de ellos minuciosamente y conocer cómo están ligados e interrelacionados de forma conjunta. Los niveles “subensamblaje” y “componente” serán, en la mayoría de los casos, representados y descritos a grosso modo para evitar un planteamiento redundante.

3.1. Aerogenerador offshore

Los principales subsistemas de una turbina eólica son el rotor, el tren de transmisión, la góndola, el módulo eléctrico y la estructura de soporte. El rotor está formado por las palas, el buje y las superficies de control aerodinámico (sistema pitch). El tren de transmisión incluye el conjunto de eje principal, la caja de engranajes (multiplicadora) y el freno mecánico. La góndola comprende el sistema yaw, el sistema hidráulico, la estructura de la misma y los sistemas auxiliares. El módulo eléctrico contiene el generador eléctrico, el convertidor de frecuencia, el sistema eléctrico de potencia, el sistema de control y comunicación, y el sistema eléctrico auxiliar. La estructura de soporte consta de la torre y la cimentación.

3.1.1. Rotor

El rotor es único entre los grupos de componentes, ya que las turbinas eólicas tienen rotores diseñados con el propósito de extraer una energía significativa del viento y convertirla en movimiento giratorio. Debe operar bajo condiciones

que incluye cargas estables, así como periódicas y estocásticamente variables. Estas, se producen durante un gran número de ciclos, por lo que la fatiga es una consideración importante. El diseñador debe esforzarse por mantener las tensiones cíclicas en niveles muy bajos y utilizar material que pueda soportarlas el mayor tiempo posible. El rotor también es un generador de cargas cíclicas para el resto de la turbina, en particular para el tren de transmisión [14].

Los próximos subpartados están enfocados en los ensamblajes del rotor (ver Figura 18): palas, buje y sistema pitch.

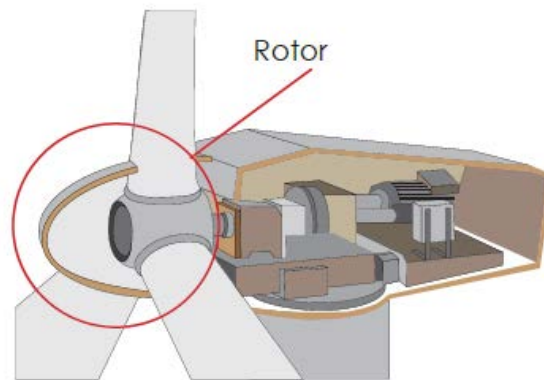


Figura 18. Rotor (Fuente: [23])

3.1.1.1. Palas

El ensamblaje más importante del rotor son las palas (ver Figura 19). Son los dispositivos que convierten la fuerza del viento en el par necesario para generar energía útil [14].



Figura 19. Pala de un aerogenerador (Fuente: [24])

Las palas de los aerogeneradores modernos se fabrican con fibra de vidrio combinada con resina epoxi o con resina de poliéster, tal y como podemos observar en la Figura 20.

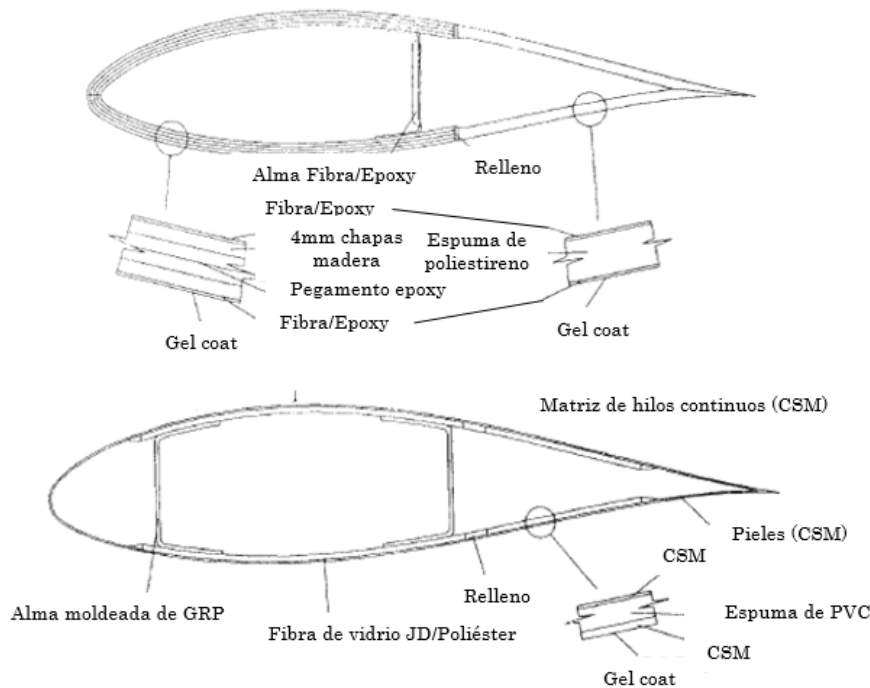


Figura 20. Detalle de una pala construida con resina Epoxy (arriba) y con resina de poliéster (abajo)
(Fuente: DT1 Renewable Energy)

El diseño óptimo de una pala debe satisfacer un amplio rango de objetivos [21]:

- 1) maximizar el rendimiento anual de energía para la distribución de velocidad del viento especificada;
- 2) limitar la potencia máxima de salida (en el caso de máquinas reguladas por pérdida);
- 3) resistir cargas extremas y fatiga;
- 4) restringir las desviaciones de las puntas para evitar colisiones de palas / torres (en el caso de máquinas a barlovento);
- 5) evitar resonancias; y
- 6) minimizar el peso y el coste.

Las consideraciones de diseño de las palas se resumen en el esquema de la Figura 21, siendo las dos categorías principales: el rendimiento aerodinámico y la resistencia estructural.

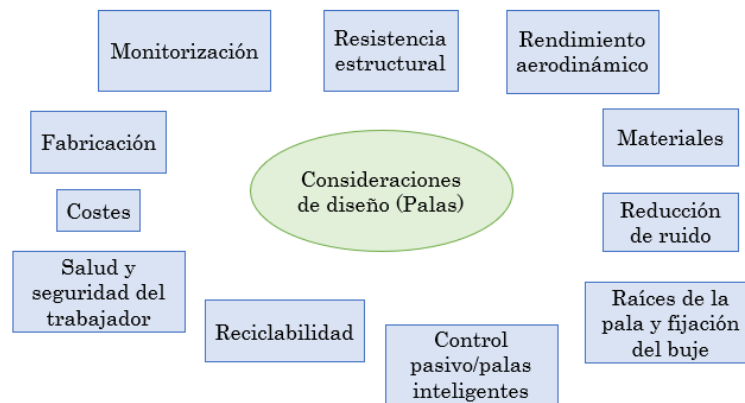


Figura 21. Consideraciones de diseño de las palas (Fuente: adaptado de [25])

Un fenómeno complejo potencialmente peligroso para las palas son los rayos, que nada más y nada menos, son descargas de corriente. La secuencia de descargas que sigue la misma trayectoria ionizada y puede durar hasta 1” se denomina relámpago. Este obstáculo conlleva a instalar un sistema de protección contra rayos capaz de proteger la estructura, sus componentes internos y aminorar el impacto económico en caso de que la instalación sufra un fallo.

Las puntas de las palas llevan un aparato de intercepción, desde donde las corrientes de los rayos se conducen al buje por medio de conectores apropiados [26]. La Figura 22 muestra las técnicas más recurrentes para la protección de las palas.

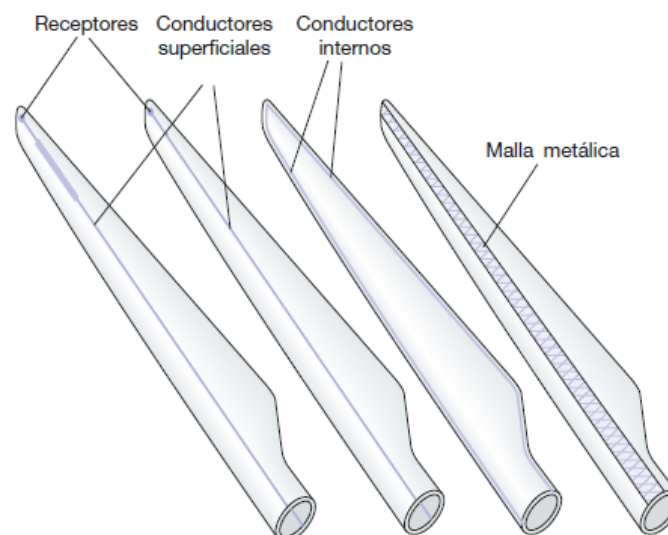


Figura 22. Métodos de protección contra rayos de las palas (Fuente: [22])

El principal mecanismo de daño es cuando la corriente del rayo forma un arco eléctrico que se extiende por el interior de la pala. La onda de choque de presión causada por el arco puede hacerla explotar o, de una manera menos



dramática, causar grietas en la estructura de la misma. Por lo tanto, para una protección efectiva es esencial que el rayo se adhiera directamente al sistema de protección y luego se conduzca de manera segura a lo largo de la pala en un conductor metálico de sección transversal adecuada. Una vez que la corriente del rayo se ha conducido a la raíz de la pala, surge el problema de garantizar su paso seguro al exterior de la torre y, por lo tanto, a tierra [21].

El hielo es otro factor que puede causar una disminución del rendimiento aerodinámico e incluso detener por completo la producción de energía. Este inconveniente da lugar a la instalación de un sistema antihielo en las palas, que depende de diferentes variables como la ubicación, el tipo y la gravedad de las condiciones de formación de hielo del aerogenerador.

Una solución se basa en elementos calefactores electrotérmicos que se incorporan debajo de la superficie de la pala (ver Figura 23). Cuenta con un sistema de control con diferentes modos de funcionamiento para que los calefactores creen por separado el nivel de calentamiento óptimo en cada caso, minimizando el consumo de energía [27].



Figura 23. Solución antihielo (Fuente: Vestas)

3.1.1.2. Buje

El buje de la turbina eólica es el ensamblaje que conecta las palas al eje principal y, en última instancia, al resto del tren de transmisión. Transmite y debe soportar todas las cargas generadas por las palas. Generalmente están hechos de acero, ya sea soldado o fundido. Los detalles de los bujes difieren considerablemente según la filosofía de diseño general de la turbina [14]. La Figura 24 representa el buje del rotor, en la que se aprecian los orificios de los tornillos que van fijados rígidamente a las palas.



Figura 24. Buje de acero fundido (Fuente: NREL)

El diseño más usual es el buje rígido (ver Figura 25), en el que todas sus partes principales son fijas en relación al eje principal. Debe ser muy robusto para soportar las cargas aerodinámicas de las palas, las cargas dinámicas inducidas, así como las producidas por la rotación y la guiñada [14]. Este tipo incluye el sistema pitch de las palas, descrito en el siguiente subapartado.

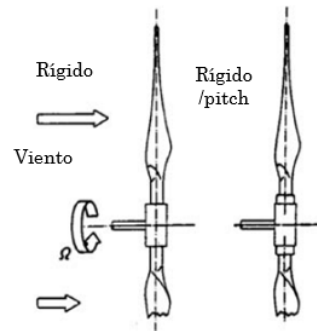


Figura 25. Buje rígido (Fuente: [14])

El buje debe estar unido a una brida acoplada al eje principal mediante pernos roscados, de tal manera que no sufra ningún giro o deslizamiento. Las superficies de acoplamiento están mecanizadas para un ajuste perfecto [14].

3.1.1.3. Sistema pitch

Es el ensamblaje que controla y ajusta el ángulo de inclinación de las palas del aerogenerador para que la velocidad del rotor y, por lo tanto, el par del rotor y la energía eléctrica generada se mantengan en los niveles deseados (ver Figura 26) [28].



Figura 26. Control del pitch de las palas (Fuente: [29])

El sistema pitch puede ser electrohidráulico o electromecánico. El último tiene la posibilidad de controlar cada pala de forma independiente con un motor eléctrico (ver Figura 27). Los sistemas electromecánicos generalmente permiten mejores eficiencias en el conjunto, control electrónico plug-and-play y una menor probabilidad de fugas de fluido [30]. La fuente de alimentación, los datos y las señales de control para el sistema pitch se transfieren mediante un anillo colector desde la parte no giratoria de la góndola o un soporte estacionario cerrado detrás del buje. El anillo colector está conectado a una unidad de control central, que incluye abrazaderas para la distribución de energía y señales de control para las unidades individuales de accionamiento de la pala. Cada unidad consta de una fuente de alimentación de modo conmutado, un bus de campo, un convertidor y un sistema de emergencia [28].

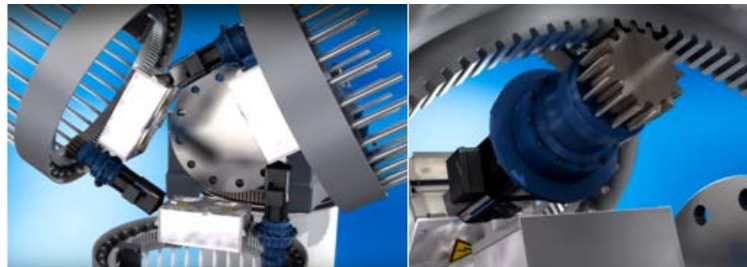


Figura 27. Sistema pitch electromecánico (Fuente: [31])

Un piñón accionado por el motor a través de una caja de engranajes planetarios se acopla con los dientes del engranaje del anillo interior de una corona de orientación (rodamiento pitch). Los diferentes componentes del sistema pitch se reflejan en la Figura 28.

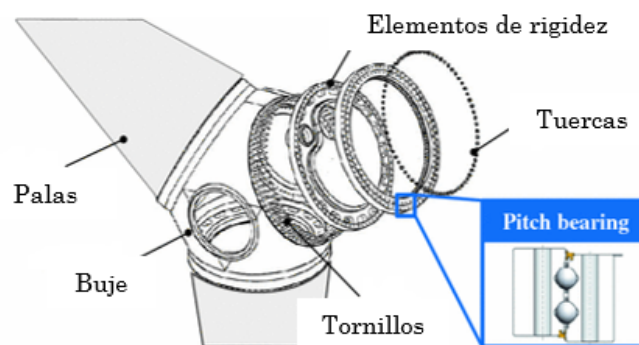


Figura 28. Partes del sistema pitch (Fuente: [32])

En otros diseños, el sistema pitch tiene instalado un sistema electrohidráulico (objeto de estudio cuando se realice el FMECA). Como se muestra en la Figura 29, el sistema de control pitch hidráulico utiliza un actuador para hacer girar la pala con respecto a su línea central axial. Las ventajas más significativas incluyen su gran potencia de accionamiento, la falta de una caja de engranajes

y una robusta potencia de reserva [33]. En la Figura 30 se puede apreciar el entramado de los actuadores individuales que realizan el giro de cada pala.

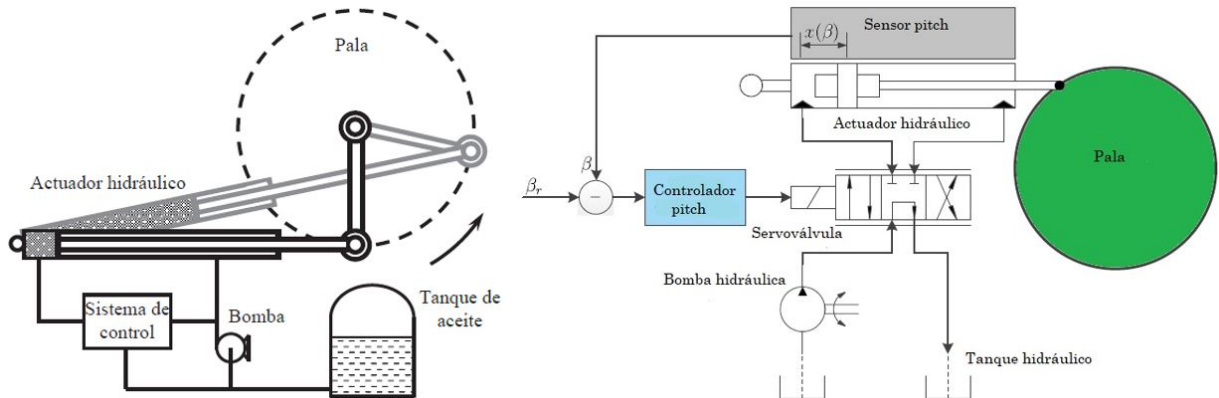


Figura 29. Sistema de control pitch hidráulico (Fuente: [33])



Figura 30. Sistema pitch usando actuadores hidráulicos separados para cada pala (Fuente: [31])

El despiece mecánico del rodamiento pitch se representa en la Figura 31, donde el anillo interior está atornillado a la pala y el anillo exterior al buje.

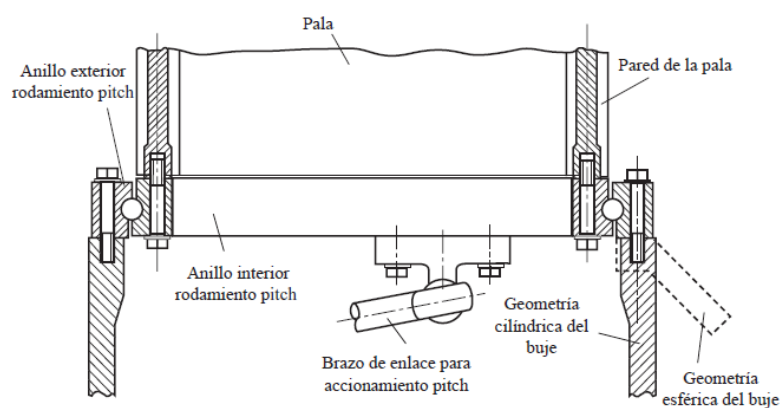


Figura 31. Disposición típica de un rodamiento pitch (Fuente: [21])

3.1.2. Tren de transmisión

El tren de transmisión de una turbina eólica completo consta de todos los ensamblajes giratorios: rotor (explicado en el apartado anterior), conjunto de eje principal, caja de engranajes (multiplicadora), freno mecánico y generador

eléctrico (se explica en el módulo eléctrico, aunque en la clasificación de la turbina eólica se encuentre dentro de este subsistema). La Figura 32 muestra un tren de transmisión convencional de un aerogenerador.

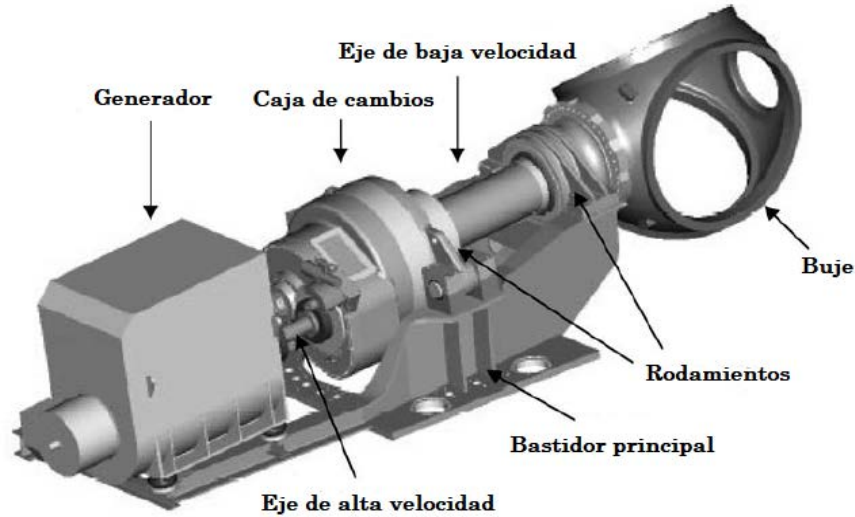


Figura 32. Tren de transmisión típico (Fuente: [34])

3.1.2.1. Conjunto de eje principal

El sistema tiene un eje principal, a veces denominado eje de baja velocidad o rotor, que es el elemento giratorio principal y proporciona la transferencia del par del rotor al resto del tren de transmisión. También soporta el peso del rotor. El eje principal está soportado, a su vez, por el rodamiento principal y otro rodamiento que se posiciona antes de la caja de engranajes, que transfieren las cargas de reacción al bastidor principal de la turbina. Dependiendo del diseño de la caja de engranajes, el eje y/o los rodamientos pueden integrarse en la multiplicadora o pueden estar completamente separados de ella, conectados solo por un acoplamiento [14].

El rodamiento del eje principal tiene como función reducir la resistencia de fricción entre dos superficies que sufren un movimiento relativo, normalmente rotacional. Es capaz de soportar cargas axiales o de empuje, es decir, las que se producen en la misma dirección del eje. A su vez, están diseñados para resistir cargas radiales, que son perpendiculares a la dirección del eje. Pueden ser rodamientos de bolas, de rodillos cilíndricos, cónicos o esféricos (ver Figura 33). Los más usados en este subensamblaje son los tres últimos, siendo los primeros utilizados en el sistema pitch y sistema yaw del aerogenerador.



Figura 33. Rodamiento de rodillos esféricos del eje principal (Fuente: SKF)

Los acoplamientos se pueden situar entre el eje principal y la multiplicadora o entre el eje de alta de velocidad y el generador (ver Figura 34). Este último es el que va a ser analizado más adelante. Su función es transmitir par entre los dos ejes y amortiguar fluctuaciones de torsión en el eje principal antes de que la energía mecánica se convierta en eléctrica [14].

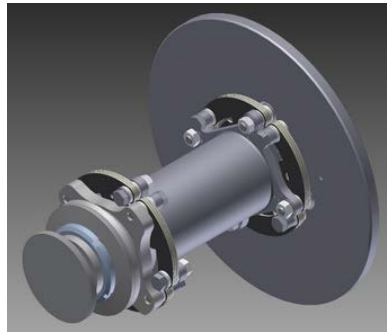


Figura 34. Acoplamiento de un aerogenerador (Fuente: [35])

3.1.2.2. Caja de engranajes (multiplicadora)

La caja de engranajes de un aerogenerador, representada en la Figura 35, es uno de los ensamblajes con más peso y más caros de todo el sistema. Tiene como función aumentar la velocidad de rotación del rotor de baja velocidad a un generador eléctrico de mayor velocidad. Este aumento de velocidad es necesario porque el rotor y el eje principal giran a una velocidad mucho menor (15 – 25 rpm) que la requerida por el generador (1500 rpm a 50 Hz o 1800 rpm a 60 Hz).



Figura 35. Caja de engranajes de un aerogenerador (Fuente: [36])

El diseño y selección de una multiplicadora acarrea una serie de problemas debido a las condiciones ambientales y de carga en las que opera. El par del rotor genera energía, pero aplica grandes momentos y fuerzas al tren de transmisión, que debe aislar la caja de engranajes con tal de minimizar desalineaciones, concentraciones de tensión y fallos de sus componentes internos. Las consideraciones de diseño se definen en la Figura 36.

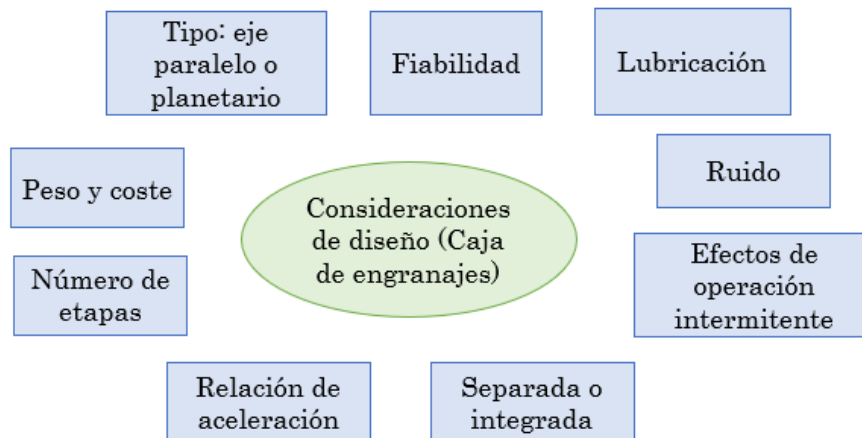


Figura 36. Consideraciones de diseño de la caja de engranajes

El tipo más común se muestra en la Figura 37. Se trata de una caja de engranajes de tres etapas. La primera etapa es con un engranaje epicicloidial y la segunda y tercera etapas son con engranajes paralelos, que pueden ser rectos o helicoidales dependiendo del modelo.

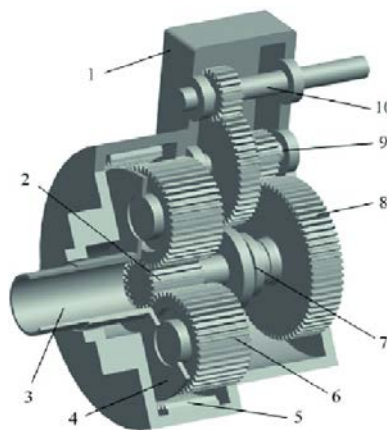


Figura 37. Estructura de una caja de engranajes: 1. Carcasa; 2. Engranaje sol; 3. Eje hueco rotor; 4. Brazo planetario; 5. Corona dentada; 6. Engranaje planetario (hay 3 en total); 7. Eje sol; 8. Rueda dentada; 9. Eje intermedio; 10. Eje de alta velocidad (Fuente: [37])

El esquema de la Figura 38 especifica la nomenclatura de los ejes de esta disposición y muestra los diferentes rodamientos del conjunto.

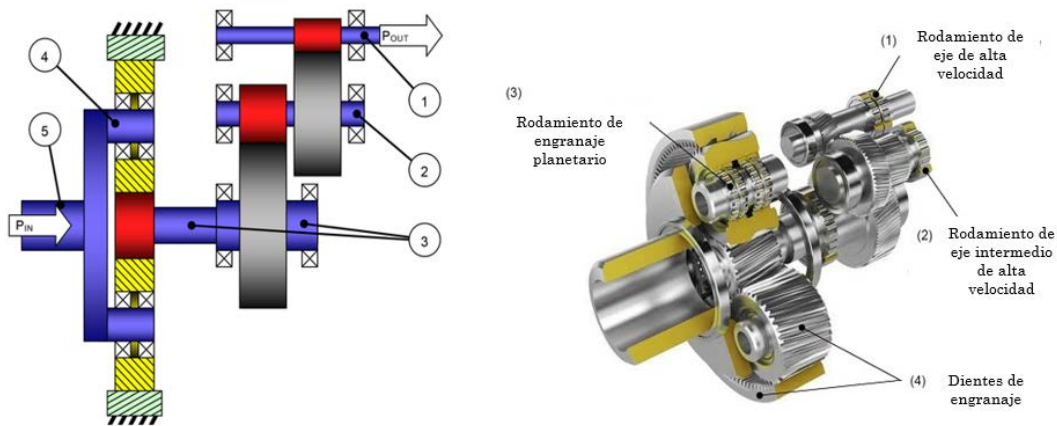


Figura 38. Ejes en caja de engranajes de 3 etapas con una etapa planetaria: 1. HSS (Eje de alta velocidad); 2. HS-IS (Eje intermedio de alta velocidad); 3. LS-IS (Eje intermedio de baja velocidad); 4. PS (Eje planetario); 5. LSS (Eje de baja velocidad) (Fuente: [38])

El engranaje epicicloidial (ver Figura 39) tiene una alta relación de transformación, variedad de multiplicaciones con varios engranajes, es capaz de aguantar cargas elevadas, es compacto y reduce el espacio de trabajo.

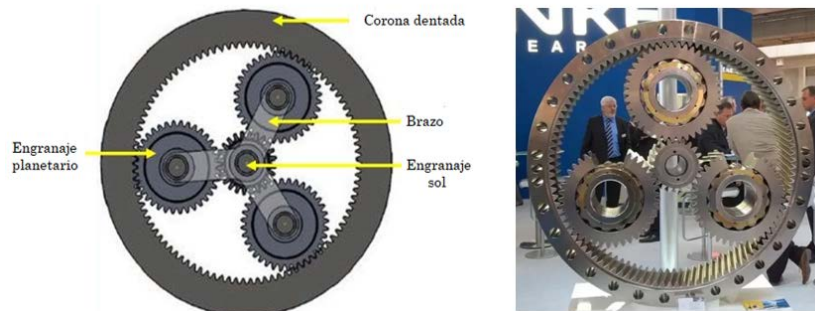


Figura 39. Engranaje epicicloidial de una multiplicadora (Fuente: [39] y [40])

La multiplicadora está equipada con sistemas de lubricación y refrigeración (ver Figura 40). El ensamblaje debe estar correctamente lubricado porque el movimiento de las piezas metálicas, el rozamiento que hay entre ellas y las cargas que soportan dan lugar al calentamiento y degradación del material y, por consiguiente, a averías que reducirían rápidamente su vida útil.



Figura 40. Sistema de lubricación y refrigeración de una multiplicadora (Fuente: [42])



El sistema de lubricación consta de una bomba que puede estar integrada o ser externa a la caja de engranajes. Recircula el aceite y lo distribuye por conductos internos, y los engranajes se lubrican por salpicadura [41]. Además, hay instalados un sistema de filtrado y sensores que monitorizan el nivel de aceite, su presión y temperatura (ver Figura 41). El sistema de refrigeración se encarga de mantener las propiedades físicas del lubricante en perfectas condiciones.



Figura 41. Sistema de filtrado de aceite (Fuente: [42])

3.1.2.3. Freno mecánico

El freno mecánico tiene como requisito mínimo actuar como freno de estacionamiento, de modo que el sistema pueda detenerse por motivos de mantenimiento [21]. Es decir, evita que el rotor gire cuando la turbina no está funcionando. Se compone de dos sistemas independientes, uno hidráulico y otro mecánico de bloqueo del rotor.

El diseño del freno está limitado por [21]:

- tensiones centrífugas en el disco,
- velocidad de fricción de la pastilla,
- disipación de energía por unidad de área de la pastilla, y
- aumento de la temperatura del disco.

Los frenos mecánicos pueden ubicarse en cualquiera de una variedad de ubicaciones en el tren de transmisión. Por ejemplo, pueden estar en el lado de baja o alta velocidad de la caja de engranajes. Si están en el lado de alta velocidad (ver Figura 42), pueden estar a ambos lados del generador [14].



Figura 42. Pinzas y disco del freno mecánico en el eje de alta velocidad (Fuente: Nordex)

Un freno en el lado de baja velocidad de la caja de engranajes debe ser capaz de ejercer un par mucho más alto que el que se aplicaría en el lado de alta velocidad. Por otro lado, si el freno está en el lado de alta velocidad, necesariamente actuará a través de la multiplicadora, posiblemente aumentando el desgaste de la misma. Además, en el caso de un fallo interno en la multiplicadora, un freno en el lado de alta velocidad podría ser incapaz de desacelerar el rotor [14].

Cuando se selecciona un freno, hay que tener en cuenta las siguientes consideraciones [14]:

- par máximo,
- tiempo requerido de aplicación, y
- absorción de energía.

Las normas recomendadas indican que un par de diseño del freno debe ser igual al par de diseño máximo de la turbina eólica. Normalmente, todo el evento de frenado, desde el inicio hasta que se detiene el rotor, es inferior a cinco segundos. En caso de frenado de emergencia, el freno debe absorber toda la energía cinética en el rotor cuando gira a su máxima velocidad posible. También debe poder absorber cualquier energía adicional que el rotor pueda adquirir durante el período de parada [14].

En tareas de mantenimiento, en las palas, a través de una pieza atornillada que se retrae hacia el disco del rotor se produce un bloqueo que puede ser eléctrico, mecánico o hidráulico (ver Figura 43). Para asegurarse de que el rotor está inactivo, los sensores liberan una señal al controlador [42].

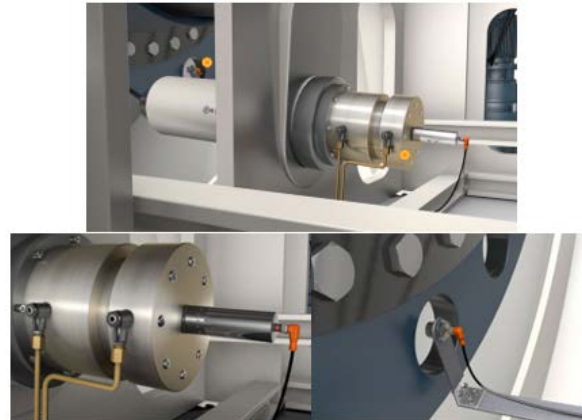


Figura 43. Sensor de bloqueo del rotor (abajo izquierda) y posición de bloqueo (abajo derecha) (Fuente: [42])

3.1.3. Góndola

La góndola (ver Figura 44) es el subsistema donde se alojan los componentes principales del sistema, a excepción del rotor. Los ensamblajes de este módulo se describen en los siguientes subapartados.

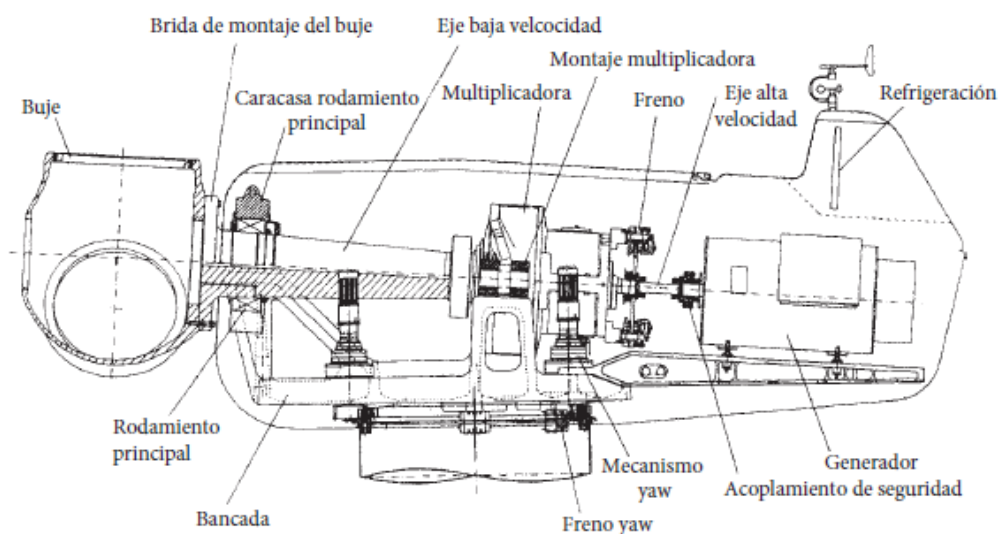


Figura 44. Disposición de una góndola (Fuente: Nordex)

3.1.3.1. Sistema yaw

El aerogenerador HAWT necesita un mecanismo yaw (ver Figura 45) para que la góndola pueda girar con respecto a la torre a través de un rodamiento y mantener el eje del rotor debidamente alineado con la dirección del viento.

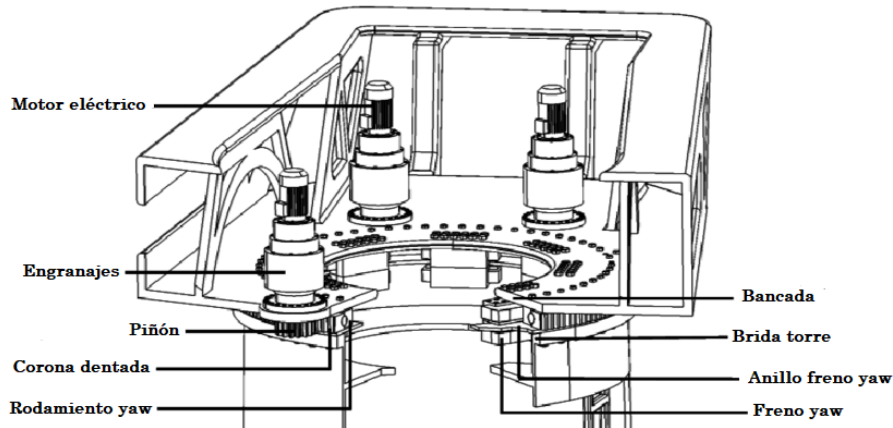


Figura 45. Componentes del sistema yaw (Fuente: [43])

El accionamiento yaw normalmente consta de un motor eléctrico con engranajes de reducción de velocidad y un piñón (ver Figura 46). La velocidad debe reducirse para que la velocidad del movimiento de guiñada sea lenta y se pueda suministrar un par adecuado desde un motor pequeño [14].



Figura 46. Motor eléctrico yaw (Fuente: [44])

Para determinar la posición de la góndola, se utilizan encoders que se instalan directamente en las unidades yaw [42], tal y como se puede ver en la Figura 47.

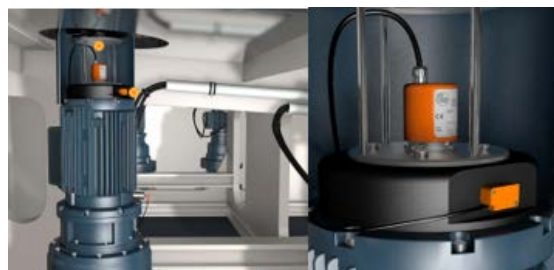


Figura 47. Encoder de un sistema yaw (Fuente: [42])

El rodamiento yaw (ver Figura 48) debe soportar el peso de la parte principal de la turbina, así como transmitir las cargas de empuje a la torre. Incluye dientes de engranaje alrededor de su circunferencia, convirtiéndolo en un engranaje toroidal / corona circular. El piñón del motor eléctrico yaw engrana

con estos dientes, de modo que puede ser conducido en cualquier dirección [42].

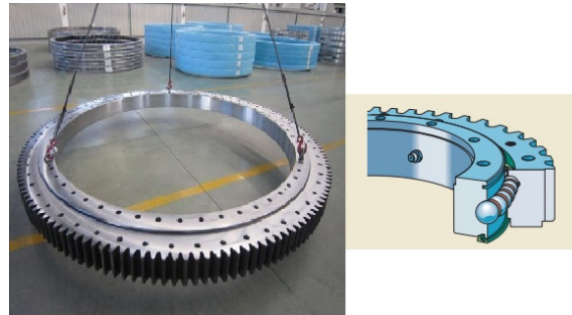


Figura 48. Corona giratoria de bolas con 4 puntos de contacto y engranaje exterior (Fuente: SKF)

Los dientes de la corona dentada pueden estar en el interior o en el exterior de la torre, dependiendo de la disposición del rodamiento, pero generalmente están ubicados en el exterior para que el engranaje no presente un peligro de seguridad en el espacio restringido disponible para el acceso de personal [21].

El freno yaw se usa para reducir los elevados ciclos de carga que sufren los engranajes de todo el mecanismo. Este sufre un desgaste rápido debido a los movimientos continuos del engranaje principal y el piñón. El freno se activa cuando la góndola no está realizando la guiñada y se libera justo antes de comenzar a moverse [42]).

El sistema de frenado consiste de un disco, unas pinzas accionadas hidráulicamente con pastillas y una unidad de potencia hidráulica. El anillo interior de la corona giratoria está atornillado al fondo del bastidor principal. El anillo exterior, por su parte, está montado en la brida superior de la torre con el disco del freno entre medias. El engranaje exterior del anillo exterior del rodamiento está acoplado a los accionamientos yaw, que son ensamblados utilizando un retén especial instalado en la bancada [45]. Una sección del sistema yaw está representada en la Figura 49.

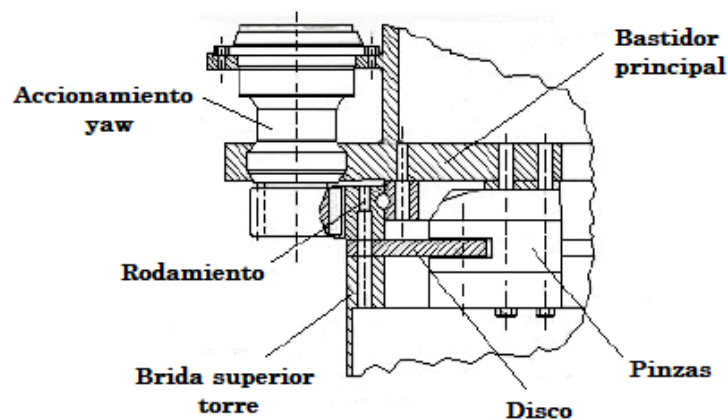


Figura 49. Vista en sección del sistema yaw (Fuente: [45])



3.1.3.2. Sistema hidráulico

El sistema hidráulico se encarga de suministrar fluidos a una presión determinada para accionar determinados equipos del aerogenerador, tales como el sistema pitch (en el caso de que el sistema sea electrohidráulico), los frenos, grúas o el sistema de bloqueo del rotor.

El ensamblaje cuenta con una unidad de potencia hidráulica central compuesta por una bomba, un motor, válvulas, filtros, un depósito y sensores de monitorización de temperatura, presión y nivel de aceite (ver Figura 50).



Figura 50. Conjunto de generación hidráulica (Fuente: [42])

Esta unidad de potencia debe satisfacer requisitos de altas demandas de trabajo, ser capaz de operar a temperaturas muy bajas y tener unas propiedades que le adquieran una alta fiabilidad operando en condiciones climáticas adversas.

En cuanto al sistema pitch, para accionar cada pala y buscar el mejor ángulo de inclinación, es necesario echar mano de dicha unidad y de unos actuadores que se encuentran en el interior del buje, como ya se puntualizó en subapartados anteriores. Los componentes que accionan los actuadores se ubican dentro de la góndola y se conectan a los que están dentro del buje mediante diferentes transmisiones. Por mencionar varios ítems que se encuentran instalados en este subensamblaje, cabe destacar: controladores de posición, accionamientos lineales, latiguillos para la conducción de los fluidos con sus correspondientes racores y casquillos, diversas conexiones y varios equipos hidráulicos asociados.

3.1.3.3. Estructura

La estructura de la góndola de un HAWT es una fuente de cargas primarias desde el eje de la turbina hasta la torre, por lo que sus consideraciones de diseño son la rigidez y la resistencia estática. Normalmente, está fabricada por una combinación de secciones de acero soldadas y atornilladas que forman una armadura o vigas cajón, con un recinto que protege los equipos y al

personal de mantenimiento [46]. Los subensamblajes que la comprenden son el bastidor principal/bancada y la cubierta/carcasa de la misma.

La bancada (ver Figura 51) tiene como funciones transferir las cargas del rotor al rodamiento yaw, el cual está atornillado a la parte superior de la torre; y proporcionar soporte a la caja de engranajes y al generador eléctrico a través de una estructura rígida que mantenga una alineación correcta entre dichos ensamblajes (ver Figura 52).

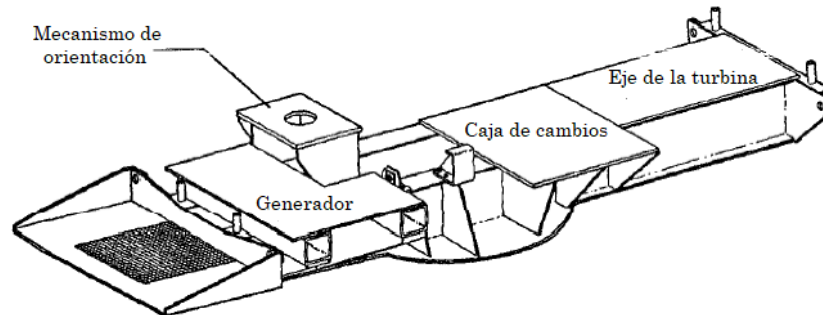


Figura 51. Bancada de un aerogenerador (Fuente: [46])



Figura 52. Estructura rígida de la bancada (en verde) (Fuente: [47])

La cubierta (ver Figura 53) proporciona protección contra la intemperie para todos los componentes mecánicos y eléctricos que se encuentran en el interior de la góndola y que podrían verse afectados por diversos fenómenos meteorológicos. Suele estar fabricada de fibra de vidrio y normalmente está unida a la bancada con el objeto de abrirla fácilmente para acceder a los elementos del interior [14].

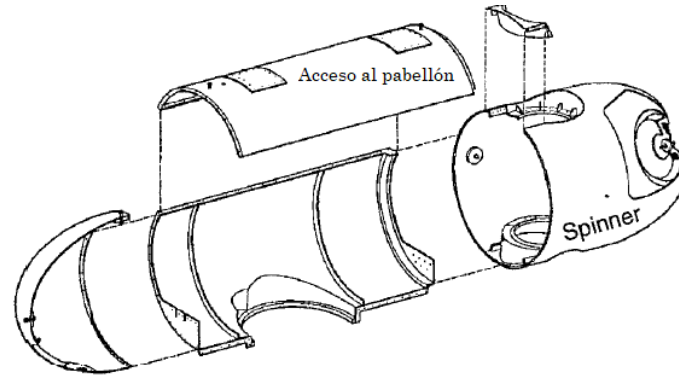


Figura 53. Cubierta protectora de la góndola (Fuente: [46])

3.1.3.4. Auxiliares

Los sistemas auxiliares se encuentran tanto en el interior como en el exterior de la góndola. Concretamente, se trata de los sensores meteorológicos para medir los parámetros del viento y los sistemas de seguridad para controlar la salud estructural del sistema y facilitar las labores de mantenimiento de los técnicos.

Para medir la velocidad del viento se usa el anemómetro y para medir su dirección, la veleta. Estos elementos se representan en la Figura 54.



Figura 54. Veleta y anemómetro de una turbina eólica (Fuente: [48])

Las señales electrónicas del anemómetro, cuando el viento consigue alcanzar 5 m/s, mandan la información al controlador electrónico del sistema y seguidamente se conecta el aerogenerador. Este se parará cuando la velocidad del viento exceda los 25 m/s. Por otro lado, las señales de la veleta son transmitidas al controlador para hacer girar la turbina con respecto al viento, a través del sistema yaw [48].

La seguridad del aerogenerador es una pieza clave para alargar su vida útil y evitar accidentes, es por ello que está equipado con varios dispositivos de protección frente a posibles incidentes.

Un componente muy importante es el sensor de vibración de emergencia (ver Figura 55), que consiste simplemente en una bola que reposa sobre un anillo y está conectada a un interruptor a través de una cadena. Si la turbina

empieza a vibrar, la bola se caerá del anillo sobre el que reposa y desconectará la turbina [49].



Figura 55. Sensor de vibración (Fuente: [49])

El sistema requiere la necesidad de disponer de un dispositivo contra incendios, anticaídas o una grúa de servicio para asistencias por parte de los profesionales (ver Figura 56). También se instalarán una malla metálica de cobertura, luces de señalización y balizamiento, y parte del sistema de protección contra rayos.



Figura 56. Sistemas auxiliares de seguridad (Fuente: Google)

3.1.4. Módulo eléctrico

El módulo eléctrico se utiliza para la operación, monitorización, control y comunicación de todo el sistema. Su misión es hacer cumplir la función principal del aerogenerador, producir electricidad.

Los sistemas de potencia eléctrica incluyen la generación de energía en la propia turbina, la transferencia de propiedades energéticas a la tensión del generador, la transformación a alta tensión, la interconexión con líneas eléctricas, la distribución, la transmisión y el uso final por parte del consumidor [14]. Las áreas implicadas en el módulo eléctrico, y que son



importantes para el diseño, instalación y operación de los aerogeneradores, se resumen en la Tabla 1.

Generación de energía	Generadores Convertidores electrónicos de potencia	Almacenamiento	Baterías Rectificadores Inversores
Interconexión y distribución	Cables de alimentación Subestación de control Disyuntores Transformadores Calidad de la energía	Protección contra rayos	Puesta a tierra Pararrayos Seguridad
Control	Sensores Controlador Motores yaw o pitch Solenoides	Objetivo final	Alumbrado Calefacción Motores
Monitorización	Medición y registro de datos Análisis de datos		

Tabla 1. Ejemplos de ámbito eléctrico en la energía eólica (Fuente: [14])

Los ensamblajes de este subsistema se describen en los siguientes subapartados.

3.1.4.1. Generador eléctrico

El generador convierte la energía mecánica del rotor en energía eléctrica. El sistema puede estar equipado con una gran variedad de generadores trifásicos, pero la elección del idóneo para cada diseño viene marcada por numerosos factores. Los criterios de rendimiento específico del aerogenerador determinan qué debe cumplir el sistema de producción de electricidad para conectarse a la red eléctrica de forma segura y efectiva [28].

Hoy en día, la demanda de corriente eléctrica compatible con la red se puede satisfacer conectando convertidores de frecuencia, incluso si el generador suministra corriente alterna (AC) de frecuencia variable o corriente continua (DC) [50].

Los diferentes tipos de generadores que se pueden instalar en un aerogenerador se nombran a continuación [28]:

- ❖ Generadores síncronos: las corrientes de devanado del rotor se suministran directamente desde el marco estacionario a través de un contacto giratorio.
 - Generador de rotor bobinado / Wound Rotor Generator (WRSG);
 - Generador de imanes permanentes / Permanent Magnet Generator (PMSG).



- ❖ Generadores asíncronos o de inducción: las corrientes del rotor se inducen en los devanados del rotor mediante una combinación de la variación temporal de las corrientes del estator y el movimiento relativo del rotor con respecto al estator.
 - Generador de inducción de jaula de ardilla / Squirrel Cage Induction Generator (SCIG);
 - Generador de inducción de rotor bobinado / Wound Rotor Induction Generator (WRIG):
 - Generador de inducción OptiSlip / OptiSlip Induction Generator (OSIG);
 - Generador de inducción doblemente alimentado / Doubly-fed induction generator (DFIG).

- ❖ Otros tipos:
 - Generador de alto voltaje / High-Voltage Generator (HVG);
 - Generador de reluctancia conmutada / Switched Reluctance Generator (SRG);
 - Generador de flujo transversal / Transverse Flux Generator (TFG).

El generador que va a ser descrito en este documento es el DFIG, ya que es uno de los diseños más usados actualmente en aerogeneradores de $\geq 1,5$ MW, debido a su bajo coste de capital y su rendimiento energético. Es utilizado por empresas como Vestas, Nordex, NEG Micon o Siemens-Gamesa.

En primer lugar, el “*generador asíncrono*” tiene como ventajas su robustez, simplicidad mecánica y su bajo precio si es producido en grandes series. Un inconveniente es que el estator necesita una corriente de magnetización reactiva. Al no contener imanes permanentes y no excitarse por separado, el rotor tiene que recibir su corriente excitadora de otra fuente y consume energía reactiva. La potencia reactiva puede ser suministrada por la red o por un sistema electrónico de potencia [50].

En el caso de la excitación de corriente alterna, el campo magnético creado gira a una velocidad sincrónica, determinada conjuntamente por el número de polos en el devanado y la frecuencia de la corriente [28]. Si el rotor gira a una velocidad que excede la velocidad sincrónica, se induce un campo eléctrico entre el rotor y el campo giratorio del estator mediante un movimiento relativo (deslizamiento) que provoca una corriente en los devanados del rotor.

La interacción del campo magnético asociado al rotor con el campo del estator da como resultado que el par actúe sobre el primero [50].

El “DFIG” (ver Figura 57) consiste en un “WRIG” con el devanado del estator directamente conectado a la red trifásica de frecuencia constante y con el devanado del rotor alimentado a través de un convertidor de frecuencia, típicamente basado en dos convertidores de fuente de tensión (VSC: Voltage Source Converter) AC/DC reversibles unidos por un bus de DC. El término "doblemente alimentado" se refiere al hecho de que el voltaje en el estator se aplica desde la red y el convertidor de potencia induce el voltaje en el rotor [26].



Figura 57. Generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) (Fuente: VEM Motors)

La configuración este tipo de generador, dependiendo del control de velocidad y de potencia que utiliza el sistema, se esquematiza en la Figura 58.

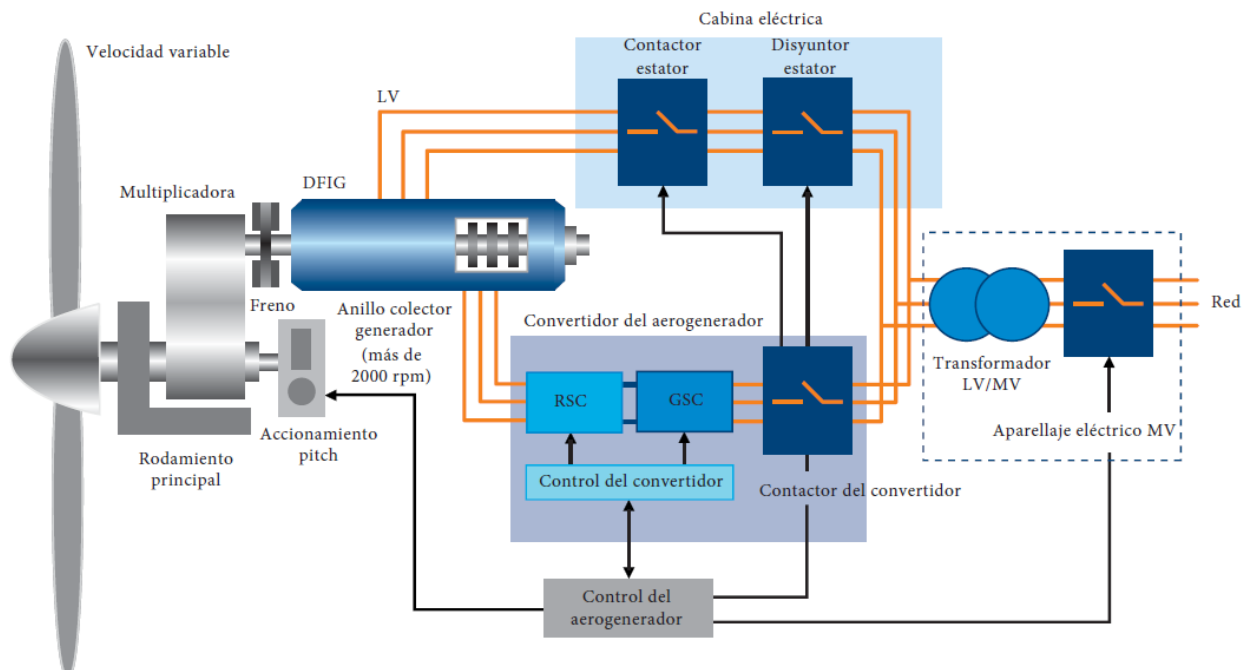


Figura 58. Configuración DFIG (velocidad variable con convertidor de frecuencia back-to-back). (Fuente: ABB)

El convertidor AC/DC/AC se divide en dos partes: el lado del rotor (RSC: Rotor Side Converter) y el lado de la red (GSC: Grid Side Converter), como se puede ver en la Figura 59. El devanado del rotor trifásico está conectado al RSC mediante anillos colectores y escobillas, y el GSC está conectado a los devanados del estator que son directamente conectados a la red.

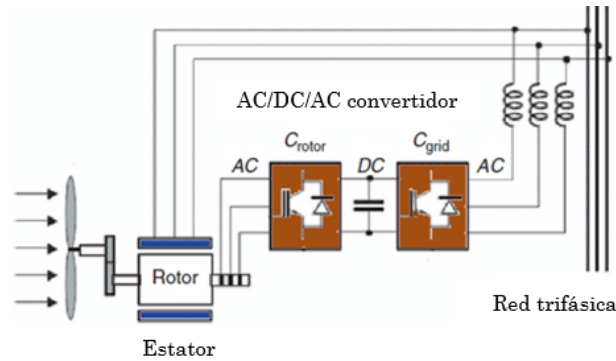


Figura 59. Esquema del generador DFIG (Fuente: [28])

El generador tiene dos modalidades de funcionamiento, subsíncrono o supersíncrono. A continuación, se presentan las diferencias entre uno y otro.

- ❖ Modo subsíncrono (rango de carga parcial): la velocidad del rotor es menor que la velocidad de sincronismo (la máquina funciona como motor). El estator alimenta toda la potencia eléctrica generada a la red. El deslizamiento es negativo y la potencia que llega al rotor es negativa, que es alimentada desde el convertidor al rotor a través de los anillos colectores del generador.
- ❖ Modo supersíncrono (rango de carga nominal): la velocidad del rotor es mayor que la velocidad sincrónica (la máquina funciona como generador). El deslizamiento es positivo y la potencia total consta de los componentes alimentados por el estator más la potencia de deslizamiento, que se alimenta desde el rotor a la red a través del convertidor.

El DFIG tiene varias ventajas. Posee la capacidad de controlar la potencia reactiva y desacoplar el control de potencia activa y reactiva mediante el control independiente de la corriente de excitación del rotor. No necesariamente debe ser magnetizado desde la red eléctrica, también puede ser magnetizado desde el circuito del rotor. También es capaz de generar potencia reactiva que puede ser entregada al estator por el convertidor del lado de la red. Un inconveniente es la inevitable necesidad de disponer de anillos colectores [50].

Los componentes estructurales y mecánicos como la carcasa, el rotor y los rodamientos delantero y trasero del generador eléctrico que figuran en la clasificación del sistema se representan en la Figura 60.

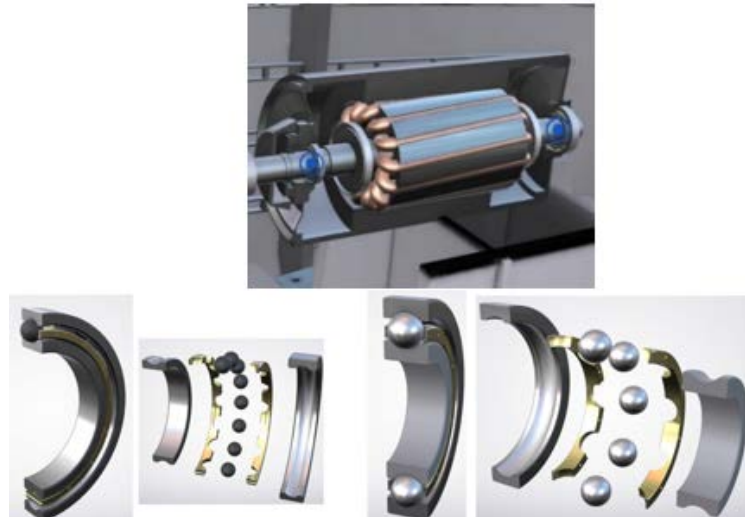


Figura 60. Componentes de un generador (arriba) y rodamientos de bolas delantero (abajo izquierda) y trasero (abajo derecha) (Fuente: SKF)

En vista de optimizar su vida útil, peso, tamaño, costes y mantenimiento, el generador está dotado de sistemas de refrigeración y lubricación al igual que ocurre en la caja de engranajes.

La retroalimentación precisa de las revoluciones por minuto del eje del generador se mide a través de un encoder y la temperatura se monitoriza con un sensor (ver Figura 61).



Figura 61. Encoder (izquierda) y sensor de temperatura (derecha) de un generador (Fuente: [42])

3.1.4.2. Convertidor de frecuencia

El convertidor de frecuencia más utilizado actualmente es el “convertidor back-to-back” (ver Figura 62), como ya se indicó en la definición del tipo de generador eléctrico y su configuración. Es un convertidor de potencia bidireccional que consta de dos convertidores VSC modulados por ancho de pulso (PWM: Pulse-Width Modulated) convencionales (ver Figura 63) [51]. Se basan en semiconductores de potencia IGBT (ver Figura 64) y están equipados con una herramienta de servicio de aplicaciones web que permite el monitoreo y el control remoto [52].

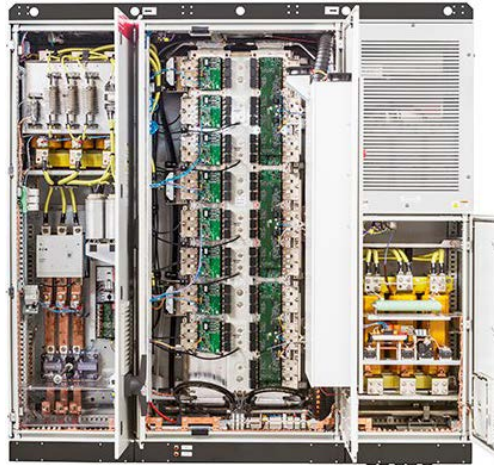


Figura 62. Convertidor de potencia back-to-back de un generador DFIG (Fuente: Ingeteam)

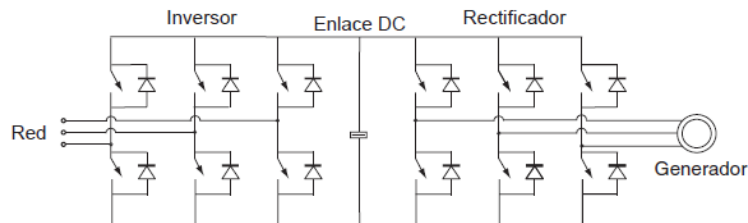


Figura 63. Estructura del convertidor de frecuencia back-to-back (Fuente: [51])

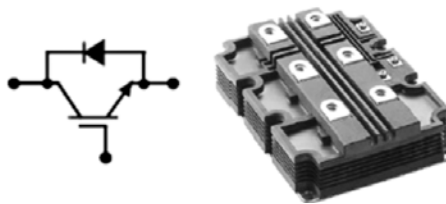


Figura 64. Módulo IGBT (Fuente: ABB)

3.1.4.3. Sistema eléctrico de potencia

El sistema eléctrico de potencia incluye el emplazamiento de generación de energía, consumidores de electricidad y las redes de transmisión y distribución que conectan las instalaciones de producción y consumo. A su vez, se encarga de que todas las medidas de los parámetros eléctricos, mecánicos y aerodinámicos se mantengan dentro de los niveles de operación definidos en las especificaciones técnicas del aerogenerador.

Se puede clasificar en dos categorías principales:

- 1) la turbina incluyendo el transformador de media tensión (MV); y
- 2) el sistema de conexión y la subestación marina hasta el punto de entrega a la red eléctrica (se describirá en el siguiente apartado).

El generador eléctrico opera a bajo de voltaje (LV), concretamente a 690 V. El parque eólico utiliza una red eléctrica interna que funciona a 33 kV o 66 kV,

dependiendo de la configuración instalada. Este impedimento hace necesaria la instalación de un transformador que eleve la baja tensión del generador a la media tensión que deber circular a lo largo del parque eólico. El transformador MV (ver Figura 65) puede estar situado en el interior de la góndola, en la torre o en una estructura próxima al aerogenerador.

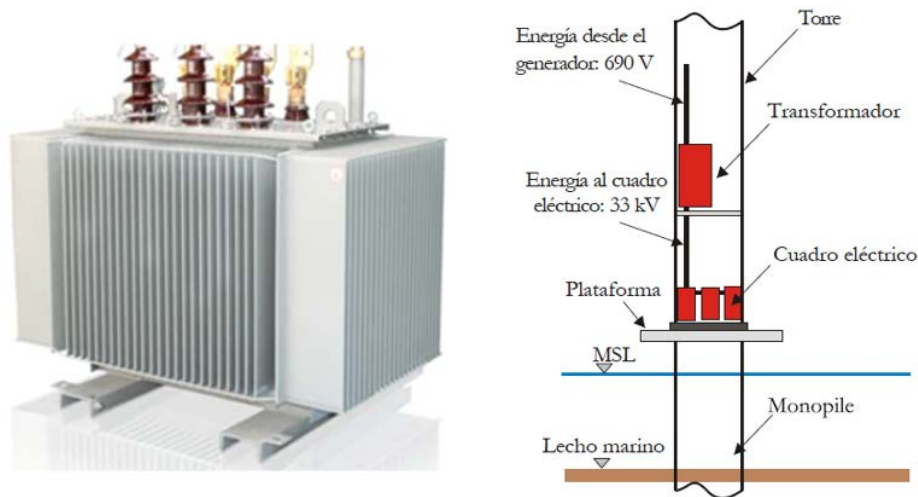


Figura 65. Transformador MV (izquierda) y su emplazamiento en la torre (derecha) (Fuente: [53])

La existencia de este componente conlleva el montaje de un cuadro eléctrico (ver Figura 66) que está basado en una colección centralizada de disyuntores, fusibles e interruptores (dispositivos de protección de circuitos) que sirven para proteger, controlar y aislar los equipos eléctricos. El efecto de contar con este aparellaje es la consecución de una mayor disponibilidad, un mantenimiento más eficiente y un menor tiempo de inactividad.



Figura 66. Cuadro eléctrico MV (Fuente: ABB)

Los cables de MV que transfieren la corriente son altamente flexibles, permitiendo a la góndola girar sin que se enrollen y sufran tensiones indebidas. Deben ser diseñados y fabricados con un aislamiento especial y cubiertos por un material que sea capaz de resistir temperaturas extremas. La energía producida de cada turbina individual se evacúa a una subestación offshore del parque eólico por medio de los cables submarinos inter-array. Estos, por razones de seguridad, están enterrados a una profundidad

considerable en el lecho marino. En la Figura 67 se puede observar un ejemplo de este tipo de cables y la disposición que presentan en el fondo del mar.

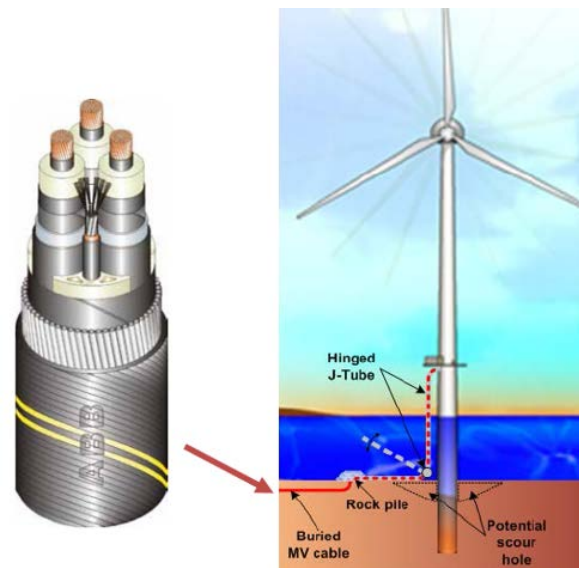


Figura 67. Cable de tres hilos con fibras ópticas, cubierta de plomo y armadura de alambre (izquierda), y conexión al fondo marino (derecha) (Fuente: ABB y [54])

3.1.4.4. Sistema de control y comunicación

El sistema de control de una turbina eólica se utiliza para controlar y monitorizar los subsistemas y para garantizar la vida útil de los componentes, su fiabilidad y hacer cumplir con los requisitos de rendimiento funcional [33]. Consta de sensores, actuadores y un sistema hardware y software que procesa las señales de entrada de los sensores y genera señales de salida para los actuadores. El sistema que procesa las entradas para generar salidas generalmente consiste en una computadora o un controlador basado en un microprocesador que realiza las funciones de control necesarias para operar la turbina, complementada por un sistema de seguridad cableado altamente fiable. Este, debe ser capaz de anular al controlador normal para llevar a la turbina a un estado seguro si ocurre un problema grave [21].

Los sistemas de control generalmente se dividen, funcionalmente si no físicamente, en tres partes separadas [14]:

- 1) un controlador que controla numerosas turbinas en un parque eólico,
- 2) un controlador de supervisión para cada turbina individual, y
- 3) controladores dinámicos separados para los diversos subsistemas de cada turbina.

Estos tres niveles operan jerárquicamente con lazos de control entrelazados (ver Figura 68) [14].

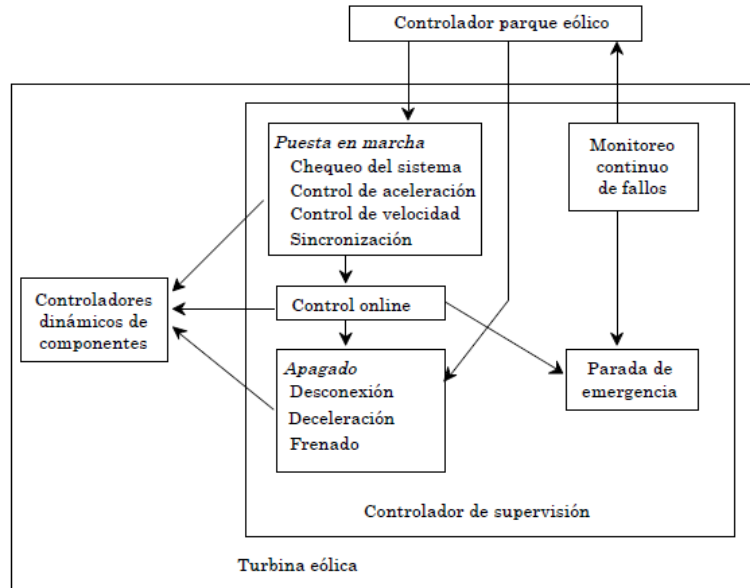


Figura 68. Lazos de control del sistema (Fuente: [14])

El controlador del parque eólico es el denominado “sistema de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA)” (ver Figura 69), que proporciona la red de comunicación y el protocolo para el flujo de información entre todos los componentes de la planta eólica. El software sabe todo lo que sucede en el parque eólico: cuánto produce cada turbina, su temperatura dentro y fuera, la dirección del viento y si necesita servicio o reparación [33].

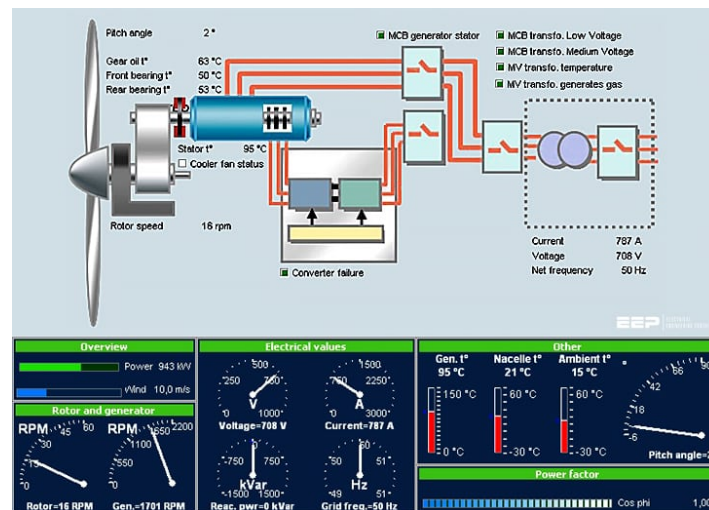


Figura 69. Diseño de SCADA para control remoto y operación de plantas eólicas (Fuente: [55])

La mayoría de las señales y alarmas SCADA provienen del controlador del aerogenerador, que generalmente es un controlador lógico programable (PLC) que garantiza que la turbina eólica permanezca dentro de su envolvente de operación segura y proporciona entradas de control a los controladores dinámicos [9]. Estos últimos, se utilizan para ajustar el pitch de las palas y

reducir el par del tren de transmisión, controlar el flujo de potencia en un convertidor electrónico de potencia o controlar la posición de un actuador [14].

Por último, la turbina también cuenta con un sistema de monitoreo basado en condición (CMS: Condition Monitoring Systems), cuyo propósito es monitorizar subensamblajes mediante el diagnóstico y pronóstico de fallos, realizar un mantenimiento basado en condición, programar acciones de mantenimiento previsible y mejorar la disponibilidad. El CMS es independiente del sistema de control y seguridad del aerogenerador, y está gestionado por un sistema experto o un operador. El proceso de interconexión y comunicación del módulo de control se esquematiza en la Figura 70.

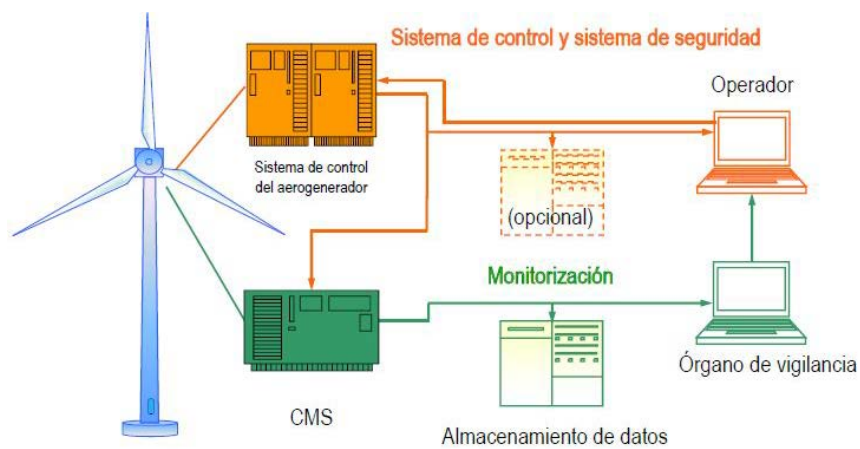


Figura 70. Flujo de control y comunicación de un aerogenerador (Fuente: IEC)

3.1.4.5. Sistema eléctrico auxiliar

El sistema eléctrico auxiliar se divide en servicios eléctricos y el sistema de protección contra rayos.

Los servicios eléctricos son el conjunto de medios y componentes auxiliares útiles para el almacenamiento, generación y transporte de energía. La Figura 48 representa varios de los mecanismos para controlar, proteger y asegurar el correcto estado del aerogenerador y la red eléctrica.



Figura 71. Diferentes servicios eléctricos del sistema (Fuente: Google)

El estándar “IEC 61400-24 Protección contra rayos” [56] unifica todas las singularidades de este sistema. A continuación, en los siguientes párrafos, se comenta cómo se disponen estos equipos en la turbina eólica.

Generalmente, los fallos más comunes se dan en los sistemas eléctricos y de control, mientras que el daño en las palas repercute en costes de reparación más altos, pérdida de disponibilidad de la turbina y, por lo tanto, reducción de los ingresos del parque eólico [57].

El método de protección de las palas no es suficiente para proteger los componentes eléctricos y electrónicos. La solución es dividir el sistema en zonas de protección contra rayos (LZS: Lightning Protection Zones) dependiendo de si es posible la fijación directa de los rayos y la magnitud de la corriente y, por consiguiente, del campo electromagnético esperado en cada zona (ver Figura 72) [56].

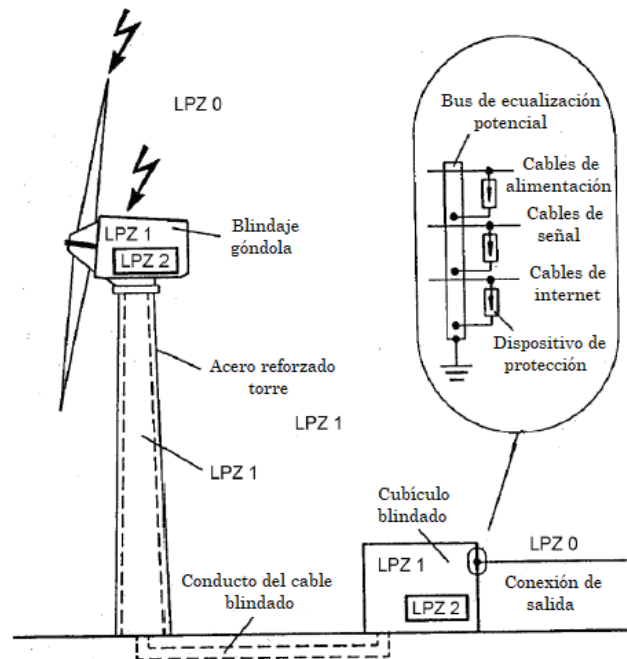


Figura 72. Concepto de sistema de protección contra rayos (Fuente: [26])

El sistema de energía eólica completo está situado en LPZ0. La góndola blindada, la torre de acero reforzado y el conducto de cable forman LPZ1. El sistema de control eléctrico está situado en el LPZ2 blindado electromagnéticamente. Al pasar de una zona de protección contra rayos a otra, los dispositivos de protección deben estar conectados entre los cables y el bus de equalización de potencial [26].

3.1.5. Estructura de soporte

La estructura de soporte de un aerogenerador offshore tiene como función mantener su posición en el lugar correcto. Debe construirse para soportar las

cargas originadas por las corrientes marinas, las olas y el viento. El coste de este subsistema asciende al 25% del coste total de la turbina eólica [33].

Por lo general, la estructura de soporte se divide en dos partes principales: la torre y la cimentación (ver Figura 73). La torre normalmente consta de dos o tres secciones y a menudo se instala a la misma vez que la góndola y el rotor. La cimentación se refiere a la estructura de soporte de la turbina, excluyendo la torre. Se encuentra esencialmente debajo y sobre el nivel del agua, y su función es dirigir las cargas de la estructura de soporte hacia el fondo marino [33].

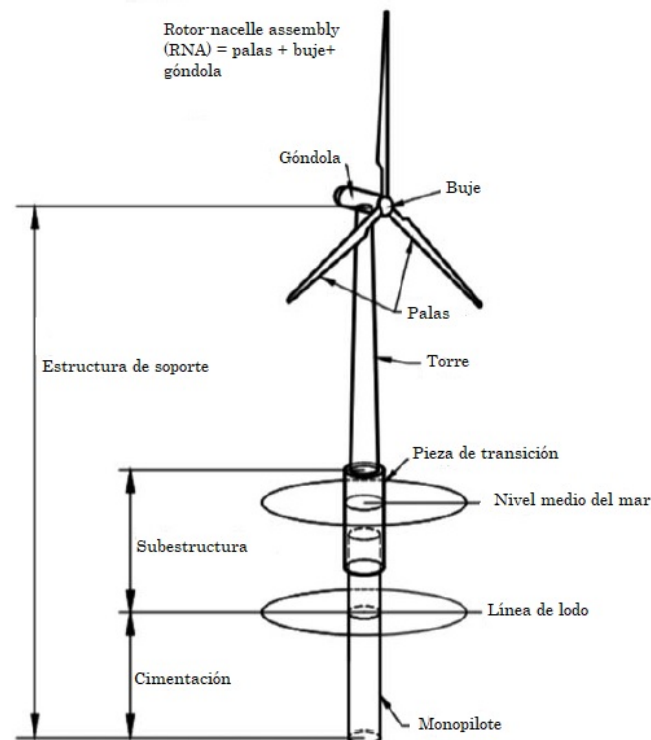


Figura 73. Estructura de soporte de un aerogenerador (Fuente: [33])

3.1.5.1. Torre

La torre (ver Figura 74) es una estructura de acero tubular, fabricada en secciones de 20-30 m con bridas en cada uno de los extremos y unidas con pernos "in situ", que soporta la góndola y le proporciona acceso a la misma. Alberga equipos eléctricos y de control, y ofrece refugio y almacenamiento para equipos de seguridad. La estructura suele estar galvanizada o pintada para protegerla de la corrosión.



Figura 74. Secciones de torres de turbinas eólicas (Fuente: Google)

Las dimensiones de la estructura de la torre (por ejemplo, altura, diámetro, espesores y forma de la base) se pueden ajustar dentro de los límites para obtener la frecuencia fundamental deseada del sistema, con el fin de minimizar cualquier respuesta estructural-dinámica a cargas inestables del rotor [46]. Normalmente es, al menos, tan alta como el diámetro del rotor. En general, la altura de la torre no debe ser inferior a 24 m porque la velocidad del viento es más baja y más turbulenta cerca del suelo [14].

La torre debe tener un acceso seguro a la góndola para inspección o mantenimiento, por lo que debe contar con una infraestructura de componentes en el interior de la misma, tales como la puerta, la escalera, el ascensor, plataformas, luces, cables, etc. (ver Figura 75).

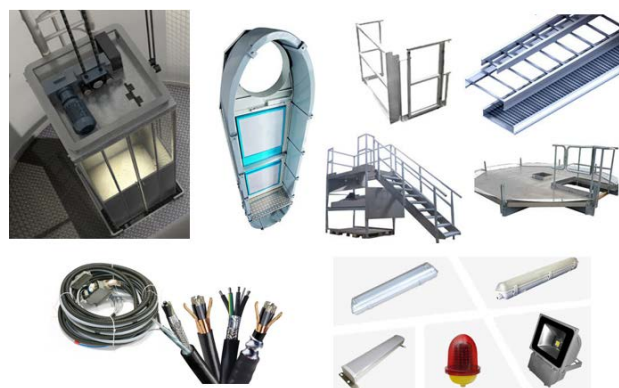


Figura 75. Ascensor interior de una torre y varios equipos (Fuente: [58])

3.1.5.2. Cimentación

El tipo de cimentación más usado frecuentemente es el “monopilote” (ver Figura 76). Es esencialmente un pilote (3-7 m de diámetro), fabricado con placas de acero que se laminan y se sueldan para formar una sección cilíndrica, conducido al fondo del mar con martillos hidráulicos que tienen una profundidad de penetración típica de 25-40 m [5]. La pieza de transición (tubo de acero), encima de la cual se coloca la torre, está conectada al pilote.

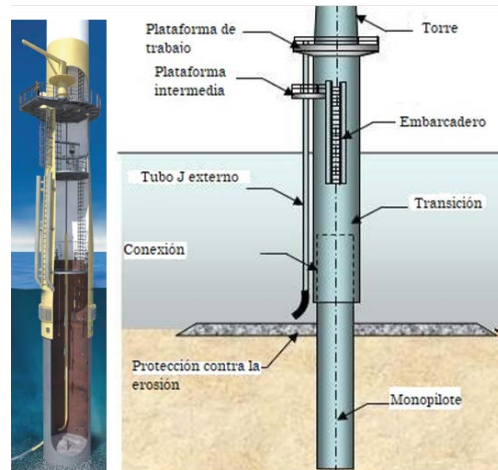


Figura 76. Componentes de un monopilote (Fuente: [59] y [60])

Las corrientes de agua que fluyen alrededor del pilote pueden, a través de la erosión, crear una depresión en el fondo marino alrededor de la base, conocida como socavación. Para solventar este problema, el pilote cuenta con una protección que consiste en la colocación de una capa de ‘filtro’ de piedras pequeñas alrededor del mismo, añadiendo también una capa de piedras más grandes. Las primeras mantienen la arena alrededor del pilote en su lugar y las últimas mantienen la capa de filtro en su emplazamiento [33].

El manejo y el posicionamiento de esta cimentación requiere el uso de embarcaciones flotantes o jack-up que deben estar equipadas con grandes grúas, un conjunto de martillos y equipos de perforación (ver Figura 77) [33].

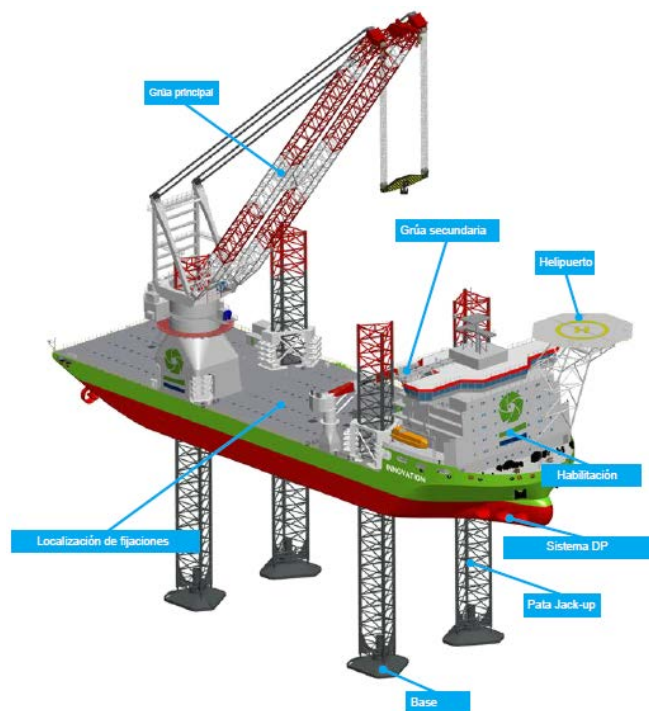


Figura 77. Buque de instalación de aerogeneradores offshore (Fuente: [17])

3.2. Parque eólico

El parque eólico consiste en la infraestructura operacional formada por los aerogeneradores, el sistema de recogida de cables, la subestación offshore, la estación meteorológica y la transmisión a tierra que hace posible la generación de energía que posteriormente se distribuye por la red eléctrica convencional. La Figura 78 muestra un esquema típico de este tipo de planta de energía.

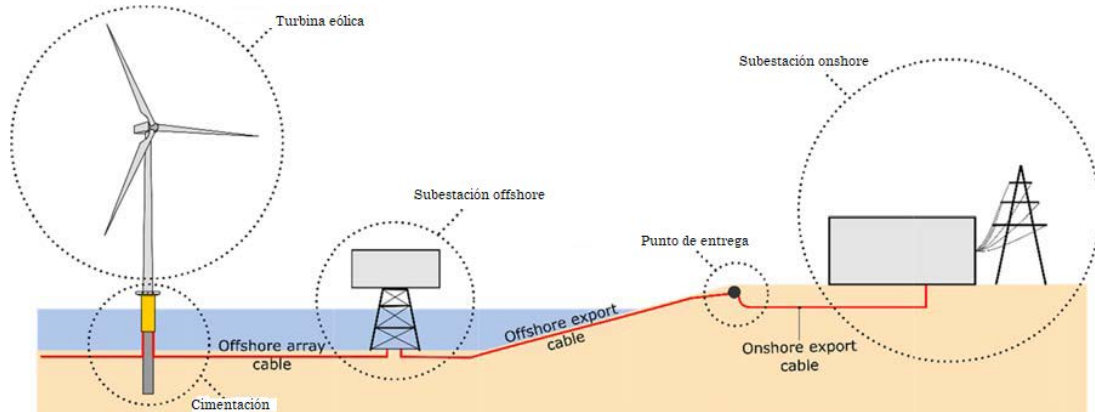


Figura 78. Descripción general de un parque eólico (Fuente: [5])

La turbina eólica, la cimentación y el cable inter-array MV han sido descritos en el apartado anterior. Por lo tanto, la integración de estos con la subestación offshore y el tipo de transmisión utilizada hasta alcanzar el punto de tierra y la subestación onshore es lo que se va a describir a continuación.

3.2.1. Transmisión de energía

La transmisión eléctrica de energía a tierra más utilizada normalmente es la HVAC (High Voltage Alternating Current), aunque la tendencia es utilizar la HVDC (High Voltage Direct Current). En el presente trabajo se va explicar la primera de ellas.

Un sistema de transmisión HVAC (ver Figura 79) consta de los siguientes componentes principales: un sistema colector de AC en el interior del parque eólico; la subestación offshore; cables submarinos HVAC a tierra; cables y subestación onshore [50]. En los casos en que la distancia a la costa se incrementa, se pueden añadir compensadores estáticos de potencia reactiva (VSCs) tanto en alta mar como en tierra.

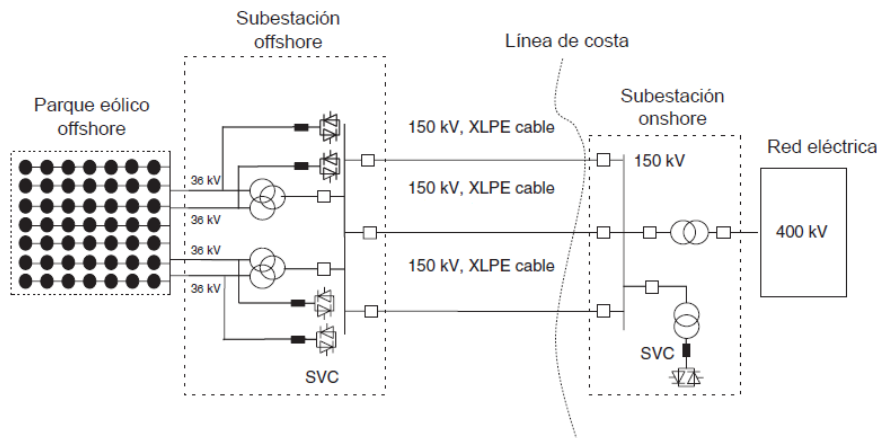
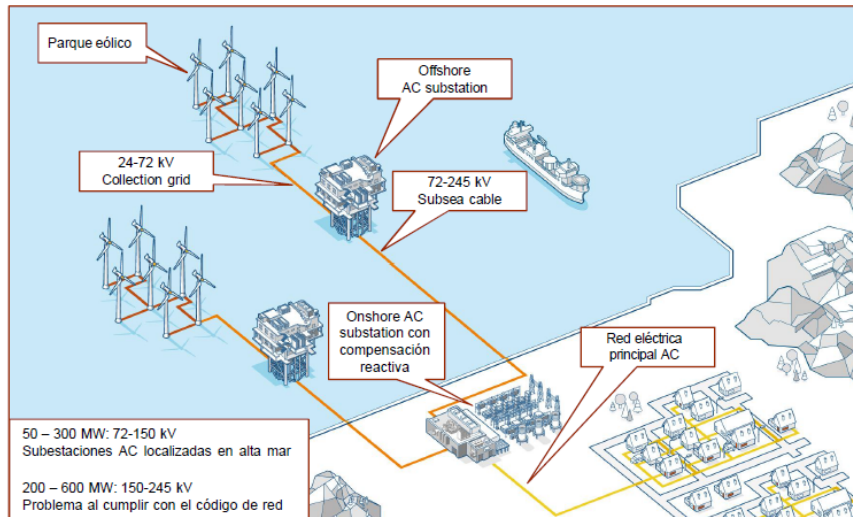


Figura 79. Configuración básica de un parque eólico de 600 MW con una solución de corriente alterna de alto voltaje (HVAC) (Fuente: ABB, [61] y [62])

3.2.2. Subestación offshore

La subestación offshore se utiliza para reducir las pérdidas eléctricas antes de la exportación de energía a tierra. Esto se hace aumentando el voltaje y, en algunos casos, convirtiendo AC a DC. También contiene equipos para administrar el consumo de energía reactiva del sistema eléctrico, incluidos los efectos capacitivos de los cables de exportación (ver Figura 80) [17].



Figura 80. Cables de exportación XLPE (Fuente: Google)

Una disposición típica de esta estructura se representa en la Figura 81 y consta de las siguientes instalaciones [50]:

- ❖ Cuadro eléctrico 36 kV (MV): se puede localizar en la subestación o en el interior de la torre de la turbina, como ya se indicó;
- ❖ cables de importación inter-array MV provenientes del aerogenerador;
- ❖ transformador de 36/150 kV;
- ❖ cuadro eléctrico 150 kV;
- ❖ cables salientes de exportación HV;
- ❖ un sistema de control e instrumentación, así como una unidad de comunicación;
- ❖ un generador diésel de emergencia;
- ❖ equipos de extinción de incendios de agua de mar;
- ❖ personal e instalaciones de servicio;
- ❖ un helipuerto;
- ❖ una grúa sobre orugas; y
- ❖ un bote MOB (Man Overboard Boat).

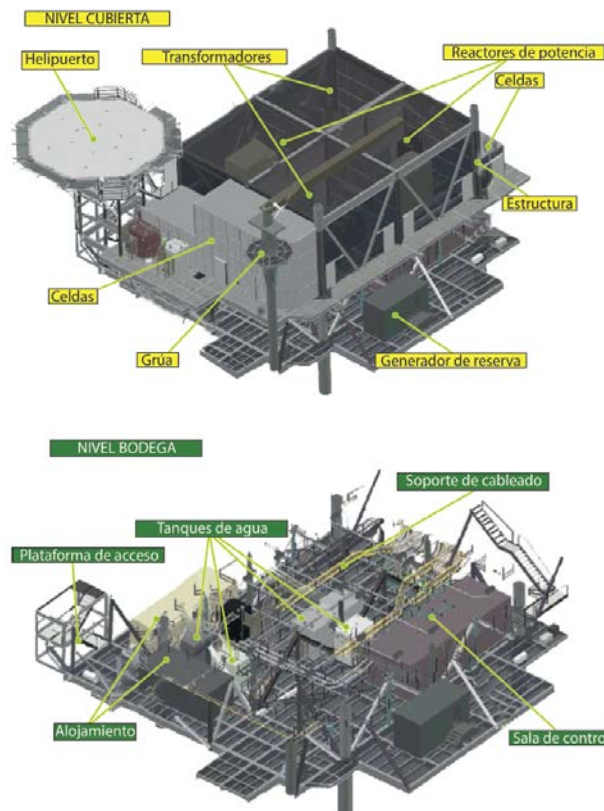


Figura 81. Ejemplo de subestación offshore (Fuente: [23])



3.2.3. Estación meteorológica

Finalmente, la estación meteorológica se encarga de recopilar y predecir datos meteorológicos para la operación del parque. Las actividades de mantenimiento y otras tareas se planifican en base a previsiones específicas del emplazamiento, tales como la velocidad del viento, oleaje, presión atmosférica, precipitaciones, visibilidad y temperatura [23].



4. ANÁLISIS DE CRITICIDAD, EFECTOS Y MODOS DE FALLO (FMECA)



4. Análisis de Criticidad, Efectos y Modos de Fallo (FMECA)

4.1. Introducción

La norma española UNE-EN 60812:2006 - Técnicas de análisis de la fiabilidad de sistemas – Procedimiento de Análisis de los Modos de Fallo y de sus Efectos (AMFE), (Failure Modes and Effect Analysis “FMEA”, traducido al inglés) [63], proporciona una guía detallada sobre cómo aplicar este método a un sistema. Asimismo, las consideraciones cualitativas descritas en el AMFE serán aplicadas en el AMFEC (Análisis de Modos de Fallo, Efectos y Criticidad), (Failure Modes, Effects, and Criticality Analysis “FMECA”, traducido al inglés).

Cuando se realiza un FMECA, es de vital importancia tener claro una gran cantidad de conceptos, que están definidos y se pueden consultar en la norma española “UNE-EN 13306:2001 – Terminología de Mantenimiento” [64]. El documento elaborado por IMCA “Guidance on Failure Modes & Effects Analysis (FMEAs)” [65], también proporciona una metodología y un glosario de términos muy bien explicados (ver “Appendix 1: Definitions of terms used in the FMEA process”). Por otra parte, Marvin Rousand explica en su libro “Risk assesment: Theory, methods and applications” [66] la forma de realizar un FMECA a través de una descripción secuencial del análisis, dividiendo el proceso en una serie de etapas.

El AMFE es un procedimiento sistemático de análisis de un sistema para identificar los modos de fallo potenciales, sus causas y sus efectos en el funcionamiento del sistema (funcionamiento del bloque jerárquicamente superior y de todo el sistema o de un proceso) [63]. Fue una de las primeras técnicas sistemáticas para el análisis de fallo de sistemas militares, desarrollada por analistas de fiabilidad a finales de la década de 1940 [66].

El AMFEC es una extensión del AMFE que incluye medios para categorizar la severidad de los modos de fallo y permitir establecer el orden de prioridad de las contramedidas. Para ello se combinan la medida de severidad y la frecuencia de ocurrencia para producir una métrica denominada criticidad [63].

4.2. Objetivos y utilidad del FMECA

El FMECA se usa principalmente para identificar y analizar los posibles fallos de un sistema antes de que ocurran, con la intención de eliminarlos o minimizar el riesgo asociado a ellos, de forma que se cumplan unos requisitos concretos de fiabilidad, seguridad y calidad. También se puede utilizar para evaluar y optimizar los planes de mantenimiento.



Los objetivos de esta técnica son los siguientes:

- ❖ Identificar los modos de fallo de los componentes del sistema y evaluar sus efectos en los distintos niveles de su jerarquía funcional.
- ❖ Determinar las causas de los diferentes modos de fallo.
- ❖ Determinar la criticidad de los diversos modos de fallo.
- ❖ Determinar la frecuencia o probabilidad de ocurrencia de cada causa de fallo.
- ❖ Describir cómo se pueden detectar los modos de fallo propuestos.
- ❖ Evaluar el riesgo asociado a cada modo de fallo y desarrollar un plan de acciones que atenúen el peligro.

4.3. Ventajas y limitaciones del FMECA

Los beneficios y aplicaciones son:

- ✓ Evitar sobrecostos mediante la identificación prematura de defectos de diseño.
- ✓ Proporciona un análisis completo del hardware.
- ✓ Es un proceso sistemático, flexible y exhaustivo, y compatible con herramientas de software eficientes.
- ✓ Identifica modos de fallo que pueden alterar las funciones requeridas de un sistema.
- ✓ Muestra problemas que afectan a los requisitos reglamentarios del producto.
- ✓ Establece la necesidad de recurrir a métodos de diseño que mejoren la fiabilidad del producto a través de una evaluación de los factores que influyen en la misma.

Las deficiencias son:

- ✗ Requiere de la definición de una estructura jerárquica por parte de los analistas antes del comienzo del análisis.
- ✗ Puede ser un método tedioso y laborioso para sistemas complejos debido a la gran cantidad de información que hay que examinar.
- ✗ Pérdida de tiempo y dinero al evaluar fallos que no tienen consecuencias significativas en el nivel global del sistema.
- ✗ Gran cantidad de trabajo para sistemas con un alto grado de redundancia.
- ✗ Incapacidad de ofrecer una buena medida del sistema global y una mejora en el diseño.



4.4. Descripción genérica del método

El FMECA es una técnica simple que tradicionalmente ha presentado muchas formas de resolución y generalmente lo ejecuta un equipo compuesto por personal de diseño y mantenimiento cuya experiencia incluye todos los factores a considerar en el análisis. La técnica es efectiva para la ingeniería de la fiabilidad, pero en determinadas ocasiones también se utiliza en el análisis de riesgos.

El análisis, normalmente, se lleva a cabo mediante la revisión de tantos componentes, ensamblajes y subsistemas como sea posible para identificar los modos de fallo, las causas y los efectos de tales fallos [66]. Los resultados analíticos obtenidos se ingresan en una hoja de trabajo específica.

4.4.1. Etapas principales

El procedimiento consta de cuatro etapas principales, tal y como se puede observar en el esquema de la Figura 82.

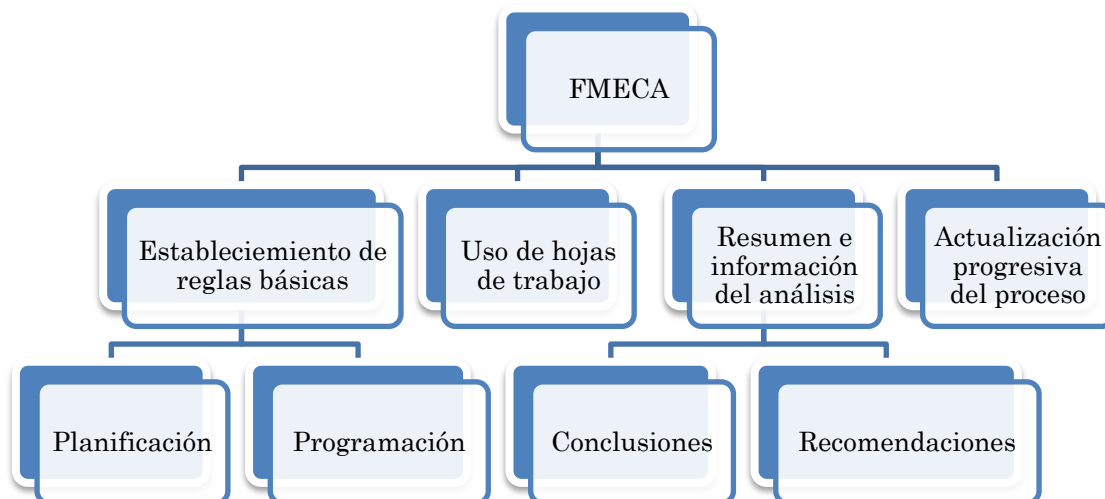


Figura 82. Etapas principales del FMECA (Fuente: [63])

4.4.2. Estructura del sistema

La estructura del sistema en un FMECA se compone de las siguientes fases:

1. Información requerida de la estructura del sistema:
 - ❖ Relación de elementos del sistema con sus características, prestaciones y funciones.
 - ❖ Diagramas funcionales con los elementos críticos.
 - ❖ Nivel de redundancia.
 - ❖ Posición e importancia del sistema dentro de la instalación global.
 - ❖ Entradas y salidas del sistema.



- ❖ Los cambios en la estructura del sistema para los distintos modos operativos.

2. Límites del sistema para el análisis:

- ❖ El límite del sistema se define a partir de la relación física y funcional con su entorno, es decir, con otros sistemas con los que interactúa. Se deben definir explícitamente los sistemas y componentes que están dentro de los límites y excluir los que no lo están.

3. Niveles de análisis:

- ❖ Es importante determinar el nivel de subdivisión del sistema que se usará para el análisis. Los niveles de subdivisión los fijará el equipo en función de los resultados deseados y de la disponibilidad de información. Un ejemplo se muestra en la Figura 83.

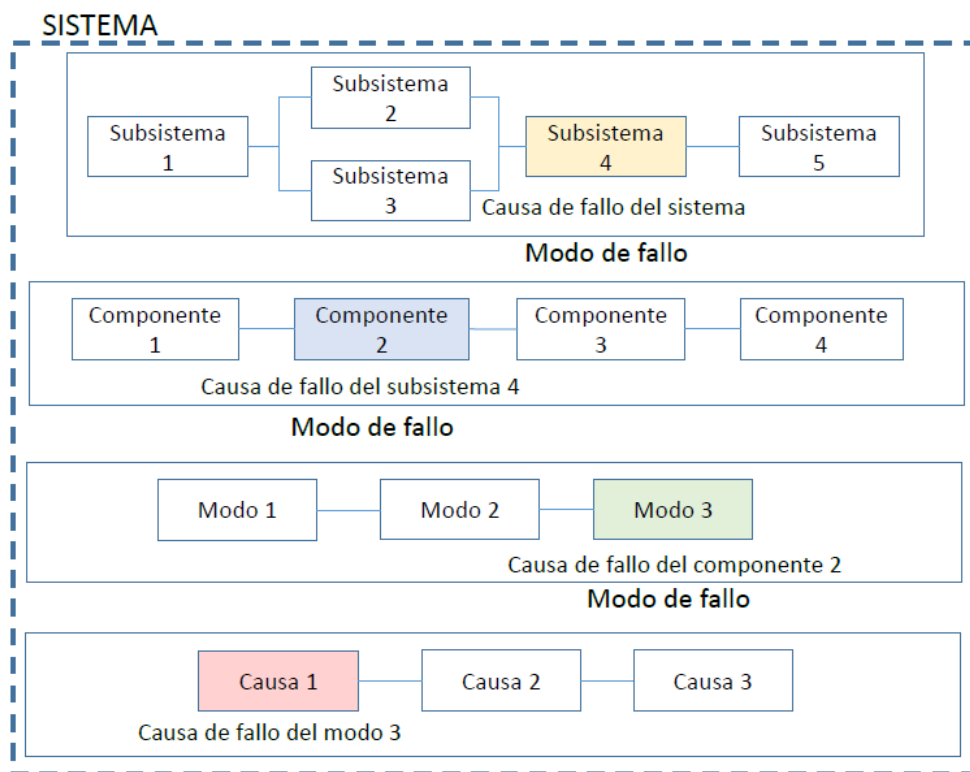


Figura 83. Relación entre los modos de fallo y sus efectos en una jerarquía de sistema (Fuente: [63])

4. Operación del sistema:

- ❖ Debe especificarse cada condición de funcionamiento del sistema, así como los cambios de configuración y componentes en las diversas fases operativas. Deben definirse las funciones exigibles



al sistema de forma que se comprendan claramente los criterios de éxito o de fallo.

4.4.3. Determinación del modo de fallo

La clave para evaluar el correcto funcionamiento del sistema se basa en la identificación de los elementos críticos responsables de la pérdida de las funciones definidas.

Los procedimientos para identificar los modos de fallo son más eficaces si previamente se ha preparado una lista de modos de fallo de datos históricos, teniendo en cuenta:

- ❖ la utilidad del sistema;
- ❖ el elemento concreto;
- ❖ el modo de funcionamiento;
- ❖ las especificaciones técnicas y operativas; y
- ❖ los esfuerzos operativos y ambientales.

4.4.4. Efectos de los fallos

Un efecto de fallo es la consecuencia de un modo de fallo referido a la pérdida de una función o estado de un sistema. Se deben evaluar las consecuencias desde el nivel más bajo al más alto.

- a) Efecto local: se refiere a los efectos sobre el elemento o componente del sistema considerado. El propósito de identificar los efectos locales es fundamental para definir las acciones correctoras recomendadas.
- b) Efecto global: cuando se identifican los efectos finales, se define y evalúa el impacto de un posible fallo en el nivel más alto del sistema mediante el análisis de todos los niveles intermedios.

4.4.5. Causas de fallo

- ❖ Deben identificarse y describirse las causas más probables de fallo para cada modo de fallo potencial.
- ❖ Un modo de fallo puede tener varias causas de fallo.
- ❖ La identificación y descripción de las causas de fallo deben basarse en los efectos de los modos de fallo.
- ❖ Cuanto mayor es la importancia de las consecuencias de los efectos de los modos de fallo, mayor debe ser la precisión con las que se analizan las causas de fallo y el tiempo que se emplea para ello.
- ❖ Para identificar las causas del fallo puede ser necesario consultar datos históricos de averías. En caso de no existir, se debe pedir opinión a un experto.



4.4.6. Métodos de detección

- ❖ Se debe determinar para cada modo de fallo la forma con la que se detecta y los medios por los que el usuario o el técnico de mantenimiento son conscientes del mismo.
- ❖ La detección del modo de fallo puede llevarse a cabo por un procedimiento automático o mediante la inspección durante las acciones preventivas de mantenimiento.

4.4.7. Clasificación de la severidad

La severidad es una valoración de la importancia del efecto del modo de fallo en el funcionamiento del elemento. Se deben considerar diversos factores como:

- ❖ efectos sobre usuarios o sobre el medio ambiente como resultado del fallo;
- ❖ funcionalidad del sistema o proceso;
- ❖ requisitos contractuales impuestos por el cliente;
- ❖ requisitos legales; y
- ❖ requisitos relacionados con una garantía.

La tabla de severidad debe ajustarse a la instalación estudiada.

4.4.8. Frecuencia o probabilidad de ocurrencia

- ❖ Debe determinarse la frecuencia o probabilidad de ocurrencia de cada modo de fallo para evaluar adecuadamente la criticidad del efecto del mismo.
- ❖ Para determinar la probabilidad de ocurrencia, además de conocer la tasa de fallo del elemento, es muy importante conocer su perfil operativo.
- ❖ La probabilidad de ocurrencia de los modos de fallo puede estimarse a partir de:
 - datos de ensayo de la vida del componente;
 - bases de datos disponibles (por ejemplo, OREDA);
 - datos históricos; y
 - estimaciones de usuarios o datos de equipos similares.

La tabla de frecuencia de ocurrencia debe ajustarse al sistema estudiado.

4.4.9. Determinación de la tasa de fallo

Si se dispone de tasas de fallo de elementos semejantes que han trabajado en condiciones ambientales y operativas parecidas, puede utilizarse directamente en el FMECA la tasa de fallo (λ).



Si se tienen que calcular las tasas de fallo de modos de fallo para diferentes condiciones ambientales u operativas, en general se cumple:

$$\lambda_i = \lambda_j \cdot \alpha_i \cdot \beta_i$$

donde,

λ_i = Tasa de fallo para un modo de fallo i.

λ_j = Tasa de fallo del elemento j.

α_i = Probabilidad de que el elemento tenga el modo de fallo i.

β_i = Probabilidad condicionada del efecto de fallo cuando se produce el modo de fallo i.

Para casos complejos donde se tiene en cuenta el tiempo de funcionamiento (t_j) y todos los modos de fallo de un elemento, se define un valor de criticidad del modo de fallo (C_i).

$$C_i = \lambda_i \cdot t_j \quad \longrightarrow \quad C_i = \lambda_j \cdot \alpha_i \cdot \beta_i \cdot t_j$$

La probabilidad de ocurrencia del modo de fallo para un tiempo t_j se determina como:

$$P_i = 1 - e^{-C_i}$$

El valor de criticidad del elemento j para todos los m modos de fallo es:

$$C_j = \sum_1^m \lambda_j \cdot \alpha_i \cdot \beta_i \cdot t_j$$

NOTA: el valor de criticidad no debe asociarse con el término criticidad.

4.4.10. Riesgo (R) y número de prioridad del riesgo (NPR)

El riesgo (R) se evalúa mediante una medida subjetiva de la severidad (S) del efecto y una estimación de la probabilidad esperada de ocurrencia (O) durante un periodo determinado de tiempo.

$$R = S \cdot O$$

La criticidad puede representarse con una matriz (ver Figura 84). No existe una definición universal de criticidad, sino que es necesario que el analista la defina y se acepte por parte del proyecto o programa.



Los límites entre baja, media y alta criticidad se definen también por el analista en función de los requisitos del proyecto o programa.

Cuando el producto final del análisis es una matriz de criticidad, esta puede representarse a partir de las severidades asignadas y de la frecuencia de ocurrencia de las causas de fallo.

		SEVERIDAD			
		Catastófico	Importante	Marginal	Insignificante
OCURENCIA	Alto	4	4	3	2
	Medio	4	4	3	2
	Bajo	4	4	3	2
	Muy Bajo	4	3	3	2
	Remoto	3	2	2	1

Criterios establecidos por el analista

- Categoría 4: INACEPTABLE
- Categoría 3: NO DESEABLE
- Categoría 2: ACEPTABLE
- Categoría 1: INTRACESDENTE

Figura 84. Matriz de criticidad (Fuente: [63])

El número de prioridad de riesgo (NPR) se utiliza para obtener un valor numérico que permita ordenar los modos de fallo según su criticidad. Se halla mediante el producto de los siguientes factores:

$$NPR = S \cdot O \cdot D$$

La detectabilidad (D) valora si los modos de fallo pueden predecirse utilizando algún parámetro de medida, prueba, inspección visual, etc. Este valor se valora de forma inversa a la severidad y a la frecuencia de ocurrencia. La tabla de detectabilidad debe ajustarse al equipo estudiado.

Una matriz de criticidad donde se represente el valor NPR frente a la severidad permite establecer la prioridad de las acciones encaminadas a eliminar o atenuar los efectos de ciertos modos de fallo.

Si hay modos/causas de fallo con NPR similares o idénticos, los modos de fallo que se considerarán en primer lugar serán los que tengan valor alto de severidad.

La revisión de los NPR requiere cautela y buen juicio. Una buena práctica requeriría de una revisión completa de los valores S/O/D antes de formarse una opinión y emprender las medidas correctoras.

4.4.11. Informe del análisis

El informe debe incluir un resumen, un registro detallado del análisis, diagramas de bloque o funcionales que definan la estructura del sistema.



Es conveniente incluir una tabla con los efectos de los fallos finales, los modos de fallo asociados a cada uno y, si se conoce la información, la frecuencia de ocurrencia.

Además, debería contener:

- ❖ los modos de fallo que producen efectos importantes;
- ❖ recomendaciones a tener en cuenta por los diseñadores, fabricantes, responsables de mantenimiento y usuarios;
- ❖ los fallos de causa común (FCC) deben relacionarse para ser tenidos en cuenta y poder analizarlos de forma individual (fallos por interferencias, errores humanos, etc.); y
- ❖ relación con los posibles errores humanos, así como los sistemas diseñados para evitarlos y contener sus posibles fallos (especialmente por mala operación).

4.4.12. Hoja de trabajo

La hoja de trabajo recoge los detalles del análisis en una tabla. Aunque existe un modelo normalizado, puede diseñarse una hoja de trabajo específica adaptada a los requisitos del proyecto.

La cabecera de la hoja de trabajo debe recoger la siguiente información:

- ❖ sistema, referido al elemento para el cual se identifican los efectos finales;
- ❖ modos de operación supuestos para el análisis;
- ❖ elemento (subsistema, ensamblaje, componente) que se analiza en la hoja de trabajo; y
- ❖ nivel de revisión, fecha, nombre del analista coordinador y otros miembros.

Las entradas de la hoja son: funciones, modos de fallo codificados, efecto local, efecto final, valoración de la severidad, causas de fallo, probabilidad de ocurrencia, métodos de detección, detectabilidad, comentarios, etc.



5. FMECA DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE



5. FMECA de un aerogenerador offshore

5.1. Generalidades

En el presente capítulo, se tomará como referencia la norma citada en el capítulo anterior y se elaborará el FMECA de un aerogenerador offshore, teniendo en cuenta todos los factores que diferencian este sistema con respecto a los demás en lo referente a su actividad y a la configuración alternativa de maquinaria que ofrece. La información de artículos, informes, libros y otras normas, mencionadas en las referencias del documento, también será útil y servirá de apoyo para trabajar con las hojas de trabajo adjuntadas al final del proceso, tratando de conseguir un nivel de detalle avanzado en la evaluación y análisis de todo el sistema.

La meta es alcanzar un resultado que muestre las distintas hipótesis tomadas a lo largo del procedimiento, mediante el uso de datos recogidos en el sector eólico offshore, oil & gas y de la industria del mantenimiento naval, ya que muchos de los componentes serán similares a los utilizados en esas empresas debido a la interacción y relación que tiene este sistema en esos entornos. La etapa posterior se basaría en marcar las pautas para reducir la probabilidad de fallo de todos los componentes desarrollando un plan de mantenimiento eficaz.

La estructura y las métricas utilizadas en la norma serán modificadas con el objetivo de establecer una metodología más apropiada para las turbinas eólicas. Los pasos necesarios para realizar la evaluación, que serán reflejados en la hoja de trabajo creada para esta máquina, siguen la siguiente secuencia:

- A. Conocer las características y el funcionamiento del sistema.
- B. Definir los límites del sistema.
- C. Definir las condiciones operativas y ambientales.
- D. Determinar las funciones principales y secundarias del sistema.
- E. Determinar los modos de fallo y sus efectos.
- F. Definir la tabla de severidad.
- G. Valorar la severidad de cada modo de fallo en función de sus efectos.
- H. Determinar las causas de fallo.
- I. Definir la tabla de probabilidad de ocurrencia.
- J. Valorar la probabilidad de ocurrencia de cada causa de fallo.
- K. Determinar los métodos de detección.
- L. Definir la tabla de detectabilidad.
- M. Valorar la detectabilidad de cada causa de fallo.
- N. Obtener los valores del NPR.
- O. Proponer acciones correctoras y de mejora.

P. Presentación de resultados

5.2. Características y funcionamiento del sistema

La primera etapa en el procedimiento FMECA es obtener una comprensión integral del sistema y de sus ensamblajes principales. En el caso que nos atañe, el sistema objeto de estudio es el aerogenerador offshore, cuyas características se han explicado en los Capítulos 2 y 3.

El Anexo 1 proporciona toda la información sobre los elementos del aerogenerador y es el pilar fundamental para extraer los ítems necesarios para realizar el método. La Figura 85 muestra la estructura jerárquica de la turbina eólica hasta nivel ensamblaje.

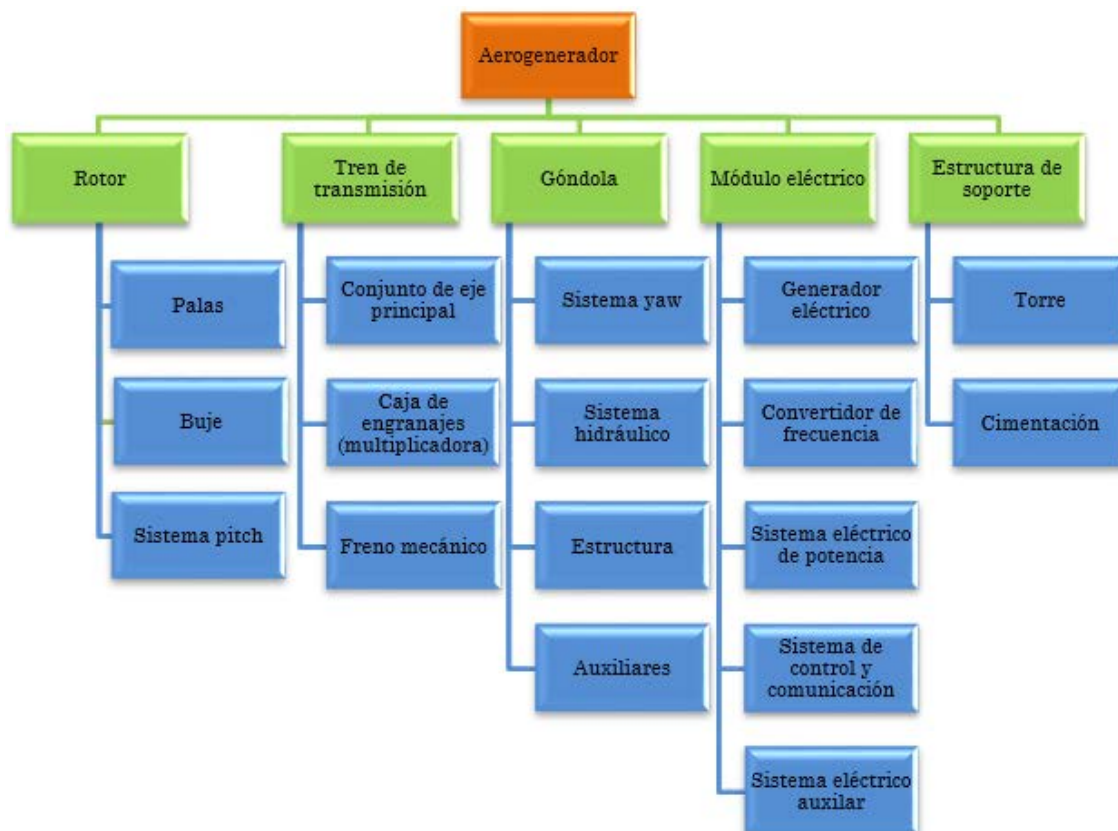


Figura 85. Estructura jerárquica del aerogenerador

5.3. Definición de los límites del sistema

El sistema está acotado en una interfaz que incluye componentes hardware – estructurales, eléctricos, mecánicos, térmicos e hidráulicos – y componentes software. Todos ellos establecen una relación e interconexión con la finalidad de conseguir el objetivo primordial del dispositivo, la generación de energía eléctrica.

El aerogenerador está formado por el conjunto del rotor, góndola, tren de transmisión, módulo eléctrico y estructura de soporte. Los elementos de estos subsistemas generan y transmiten electricidad desde que el rotor captura la energía del viento hasta que el generador produce energía eléctrica de baja tensión y el transformador la convierte a media tensión.

El proceso de generación de energía se centra exclusivamente en el aerogenerador, obviando los procesos de transmisión y distribución eléctrica de potencia llevados a cabo por los cables submarinos inter-array, la subestación offshore, los cables submarinos de exportación y la subestación onshore. En este caso, la infraestructura operacional del parque eólico ha sido explicada en este trabajo para obtener una visión global del funcionamiento de la planta eólica, pero no va a ser analizada en este método. En la Figura 73 se representa el proceso de conversión de energía mecánica a energía eléctrica y se establecen los límites que constituyen el entorno de operación del sistema.

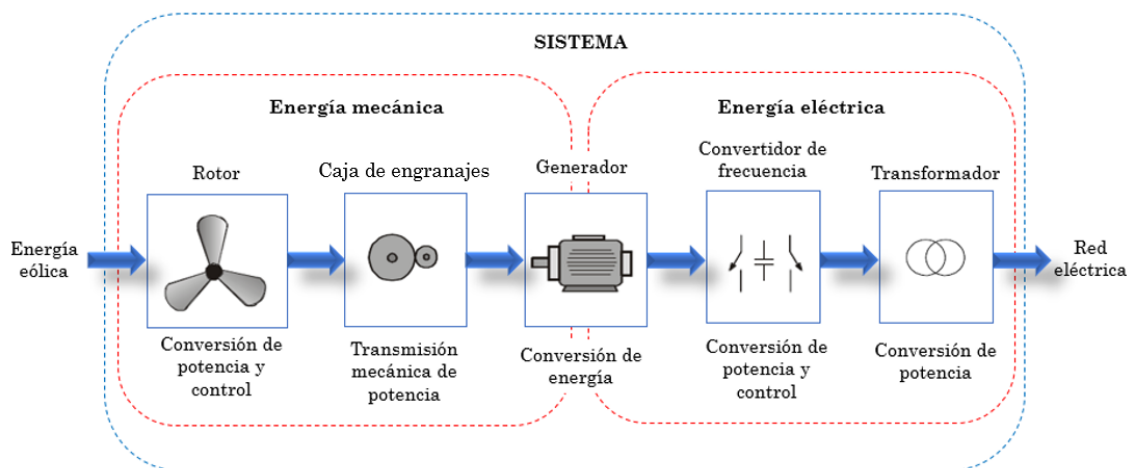


Figura 86. Interfaz física y funcional del sistema

5.4. Definición de las condiciones operativas y ambientales

El aerogenerador se encuentra inmerso en un contexto operacional caracterizado por factores concernientes al entorno de operación, utilidad y capacidad de producción de energía. La definición de este marco operativo incluye una descripción general de cómo el activo debe ser utilizado y los criterios de desempeño relacionados con el rendimiento, seguridad e impacto medioambiental.

En primer lugar, suponemos que el sistema ha sido fabricado correctamente y está habilitado para ejecutar su cometido. Para ello, ha sido objeto de un minucioso proceso de diseño, test y operación regido por los estándares IEC (ver Tabla 2). El diseño ha considerado la minimización de efectos adversos



producidos por el ruido, la apariencia visual, daños en aves e interferencias electromagnéticas. El producto ha sido certificado para garantizar que su construcción e instalación han cumplido con unos requisitos definidos, por ejemplo: códigos, normas y calidad.

Source/Number	Title
IEC WT01	IEC System for Conformity Testing and Certification of Wind Turbines Rules and Procedures
IEC 61400-1	Wind Turbines – Part 1: Design Requirements, edition 2
IEC 61400-2	Wind Turbines – Part 2: Safety Requirements for Small Wind Turbines
IEC 61400-3	Wind Turbines – Part 3: Design Requirements for Offshore Wind Turbines
ISO/IEC 81400-4	Wind Turbines – Part 4: Gearboxes for Turbines from 40 kW to 2 MW
IEC 61400-11 TS	Wind Turbines – Part 11: Acoustic Emission Measurement Techniques
IEC 61400-12	Wind Turbines – Part 12: Power Performance Measurements of Electricity Producing Wind Turbines
IEC 61400-13 TS	Wind Turbines – Part 13: Measurement of Mechanical Loads
IEC 61400-14	Wind Turbines – Part 14: Declaration of Apparent Sound Power Levels and Tonality Value of Wind Turbines
IEC 61400-21	Wind Turbines – Part 21: Power Quality Measurements
IEC 61400-22 TS	Wind Turbines – Part 22: Conformity Testing and Certification of Wind Turbines
IEC 61400-23 TS	Wind Turbines – Part 23: Full-scale Structural Testing of Rotor Blades
IEC 61400-24 TR	Wind Turbines – Part 24: Lightning Protection
IEC 61400-25	Wind Turbines – Part 25: Communications for Monitoring and Control of Wind Turbines

Tabla 2. Normas IEC relacionadas con aerogeneradores (en inglés) (Fuente: [14])

En segundo lugar, el sistema va a interactuar en un entorno gobernado por condiciones medioambientales definidas en el documento de certificación del aerogenerador por parte de IECRE (IEC System for Certification to Standards Relating to Equipment for Use in Renewable Energy Applications) y representadas en la Figura 87. Dichas condiciones son las siguientes:

- ❖ Rango de temperatura: -10 °C a 20 °C. Fuera de estas temperaturas, la turbina se detiene y ciertas reseñas pueden ser necesarias.
- ❖ Humedad relativa del aire: 100%.
- ❖ Densidad del aire: 1,225 kg/m³.
- ❖ Intensidad de radiación solar: 1000 W/ m².
- ❖ Rayos: la turbina eólica lleva instalado un sistema de protección contra rayos, diseñado acorde a IEC 61400-24.
- ❖ Corrosión: protección estructural externa en base a ISO 12944.
- ❖ Otras condiciones climáticas de diseño (viento, turbulencia, profundidad, cargas de oleaje, salinidad y otros fenómenos meteorológicos) deben estar reflejadas en IEC 61400-3.

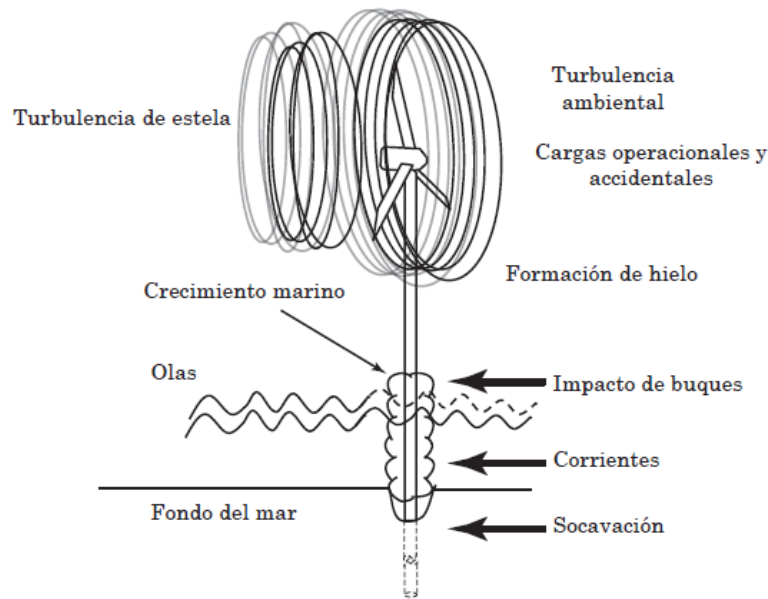


Figura 87. Impactos ambientales en los aerogeneradores offshore (Fuente: [67])

En tercer lugar, el modo operacional del aerogenerador se extrae de la curva de potencia representada en la Figura 88. La curva tiene tres puntos clave referentes a la escala de velocidad del viento [15]:

- ❖ Velocidad de conexión: velocidad mínima a la que el dispositivo entregará potencia útil.
- ❖ Velocidad nominal: velocidad a la que se obtiene la potencia nominal (generalmente la potencia máxima de salida del generador eléctrico).
- ❖ Velocidad de desconexión: velocidad máxima a la que se permite que la turbina entregue energía (generalmente limitada por cargas y restricciones de seguridad).

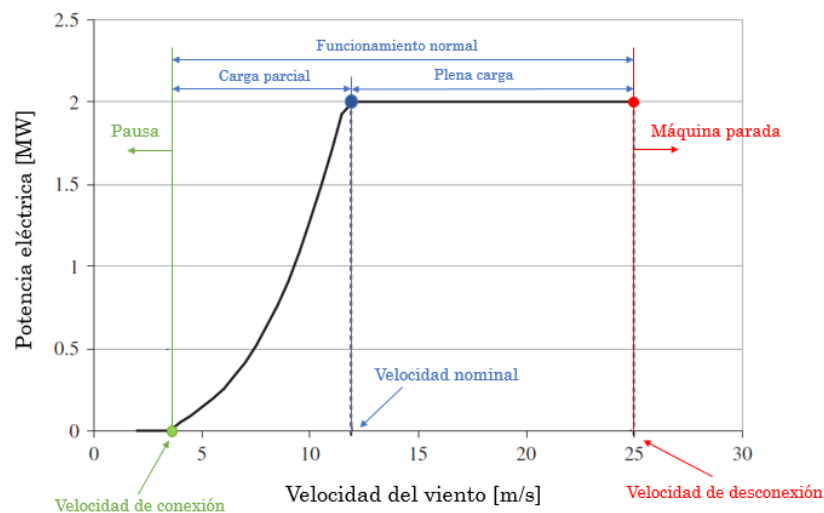


Figura 88. Curva de potencia para una turbina eólica de 2 MW (Fuente: [15] y [68])



La función principal del sistema se determina cuando este opera en funcionamiento normal, es decir, estando conectado a la red eléctrica y generando potencia en todo momento (24 h/día, 365 días/año). Este modo operativo cumple con los siguientes requerimientos [69]:

- ❖ extrae la máxima energía del viento;
- ❖ mantiene la turbina en modo de funcionamiento seguro (potencia, velocidad y par bajo sus límites); y
- ❖ minimiza las cargas mecánicas en el tren de transmisión.

El funcionamiento normal tiene dos áreas de operación, tal y como se distingue en la imagen superior. Se trata de régimen a carga parcial y régimen a plena carga. En el primero, la potencia que se genera es inferior a la potencia nominal y, en el segundo, la potencia generada es igual a la nominal.

En cuarto lugar, los modos operacionales que forman parte de las etapas de operación y mantenimiento a lo largo de la vida útil del sistema, y que son diferentes al elegido anteriormente, no tienen el propósito de ser estudiadas en el FMECA. Estas fases incluyen la puesta en marcha, el apagado, transporte y logística, limpieza de equipos y descontaminación, y tareas de mantenimiento.

En quinto lugar, la estrategia de mantenimiento es un punto desfavorable a la hora de la toma de decisiones. Es necesario hacer un esfuerzo para conseguir la mayor cantidad de información del estado de los componentes del sistema y del estratégico contexto operacional en el que este se sitúa. Por lo tanto, el enfoque propuesto en ese entorno se compone de dos fases:

- i. Mantenimiento preventivo periódico: acción de mantenimiento realizada para mantener un activo en una condición operativa satisfactoria a través de inspecciones periódicas, lubricación, calibración, reemplazos y revisiones [70].
- ii. Mantenimiento basado en condición reactivo: la acción de mantenimiento se realiza dependiendo del estado actual de los activos. Esta información es extraída de las alarmas online basadas en las estimaciones del estado de los componentes del aerogenerador en función de los datos proporcionados por el sistema SCADA y que se correlacionan con los modos de fallo [71].

En sexto lugar, consideramos que si se da el caso en el que la instalación sufre una parada, los técnicos cuentan con las herramientas y repuestos necesarios para reemplazar los equipos de manera que repercuta lo menos posible en la

disponibilidad y rendimiento del sistema. Además, se supone que el manual de instalación y mantenimiento está bien elaborado, que las condiciones climáticas para realizar las labores de reparación son las idóneas y que la logística que entraña la disposición de este sistema en alta mar reúne unas condiciones perfectas de planificación y ejecución.

Por último, la Figura 89 representa un esquema que engloba todos los factores implicados en el contexto de O&M de la turbina eólica.

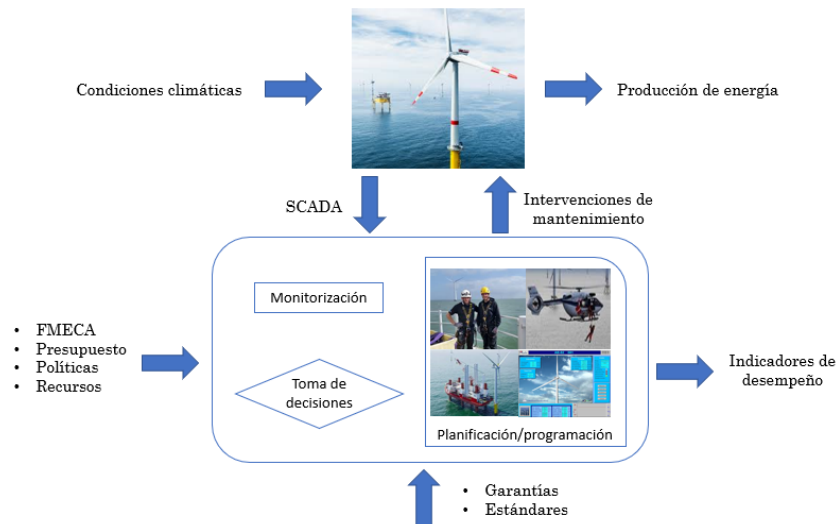


Figura 89. Contexto operativo del sistema (Fuente: adaptado de [71])

5.5. Definición de la función principal y secundaria del sistema

La función principal del sistema es convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica dentro de un límite de velocidad del viento definido (velocidad de conexión y velocidad de desconexión).

Los fallos funcionales relacionados con la función principal son los siguientes:

1. Pérdida completa de la capacidad de conversión de energía.
2. Pérdida parcial de la capacidad de conversión de energía.
3. Pérdida de la calidad de la energía eléctrica producida.

La función secundaria del sistema es aumentar el voltaje de la energía producida por el generador eléctrico. En este caso, el fallo funcional sería: no se aumenta el voltaje de la electricidad producida.

5.6. Modos de fallo, efectos de fallo y causas de fallo

Los términos “fallo funcional, modo de fallo, efecto de fallo, causa de fallo y mecanismos de fallo” se usan de manera diferente en varios estándares. Este hecho puede generar algún tipo de confusión. Normalmente, el fallo funcional y el modo de fallo se usan indistintamente, pero en algunas reglamentaciones



el modo de fallo significa lo mismo que el efecto de fallo. Además, en algunas descripciones de métodos RCM, la causa de fallo y los mecanismos de fallo son los mismos [72].

Los modos de fallo son las diferentes formas en las que un componente puede fallar, es decir, los eventos que causan un fallo funcional de la función principal o secundaria del sistema.

Los efectos de fallo son la consecuencia de un modo de fallo en lo que concierne al funcionamiento del equipo. Se dividen en dos tipos:

- ❖ efecto local: se refiere al efecto del modo de fallo sobre el ensamblaje, subensamblaje o componente considerado. Normalmente se asociará a la “Función (ensamblaje)” de la hoja de trabajo; y
- ❖ efecto final: se refiere al impacto que tiene el modo de fallo en la función principal del sistema, realizando un análisis previo de los estados intermedios en los que están involucrados los niveles subsistema, ensamblaje, subensamblaje y componente.

Las causas de fallo se definen como mecanismos que conducen a la ocurrencia de un modo de fallo.

La determinación de los modos de fallo y sus causas implica un problema relacionado con la multitud de información que se puede generar. La idea es adecuar y acotar la definición de estos fallos tomando como referencia modos de fallo y causas de fallo genéricas (ver Tabla 3), ya sea añadiendo nuevos, o bien, modificando los establecidos siempre y cuando sean coherentes y estén vinculados con el componente analizado. Además, es importante resaltar que ambos tipos de fallo se pueden combinar en algunos casos, aunque esto pueda sembrar alguna duda o incongruencia a lo largo del proceso.

Modos de fallo	Causas de fallo
Fallo estructural	Diseño defectuoso
Fallo mecánico	Material defectuoso
Fallo eléctrico	Instalación incorrecta
Fallo de control o software	Mantenimiento incorrecto
Fallo de aislamiento	Software defectuoso
Fallo térmico	Corrosión
Ataque mecánico	Desalineación
Fallo del rodamiento	Fatiga de bajo ciclo
Fractura o fallo de material	Fatiga de alto ciclo
Fallo de sello	Desgaste mecánico
Contaminación	Falta de lubricación
Bloqueo	Sobrecarga térmica
	Sobrecarga eléctrica
	Incidente climático
	Incidente en la red

Tabla 3. Modos de fallo y causas de fallo comunes de un aerogenerador offshore (Fuente: [9])



5.7. Métodos de detección

Se trata de los métodos o actividades por los cuales se descubre un fallo. En la Tabla 4 se identifican nueve categorías de métodos de detección. Las diversas técnicas aplicables al aerogenerador se expresan en la columna “Métodos de detección” de la hoja de trabajo del FMECA en función de las causas de fallo.

Notación	Descripción	Actividad
Mantenimiento periódico	Fallo descubierto durante el servicio preventivo, reemplazo o revisión de un ítem al ejecutar el programa de mantenimiento preventivo	Actividades programadas
Prueba funcional	Fallo descubierto al activar una función prevista y comparar la respuesta con un estándar predefinido. Este es un método típico para detectar fallos ocultos	
Inspección	Fallo descubierto durante la inspección planificada, por ejemplo: inspección visual, pruebas no destructivas	
Monitoreo periódico de la condición	Fallos revelados durante un monitoreo planificado y programado de un modo de fallo predefinido, ya sea manual o automáticamente, por ejemplo: termografía, medición de vibraciones, análisis de aceite, muestreo	
Monitoreo continuo de la condición	Fallos revelados durante un monitoreo continuo de la condición de un modo de fallo predefinido	Monitoreo continuo
Interferencia de producción	Fallo descubierto por alteración de la producción, reducción, etc.	
Observación casual	Observación casual durante los controles de rutina o casuales del operador, principalmente por los sentidos (ruido, olor, humo, fugas, apariencia, etc.)	Acontecimientos casuales
Mantenimiento correctivo	Fallo observado durante el mantenimiento correctivo	
Bajo demanda	Fallo descubierto durante un intento bajo demanda de activar una unidad de equipo (por ejemplo, el accionamiento del sistema pitch no funciona, fallo en los parámetros de medida del anemómetro y sistema de control pitch, etc.)	
Otros	Otro método de observación y/o combinación de varios métodos	Otros

Tabla 4. Métodos de detección (Fuente: [73])

El monitoreo de la condición (CM) implica el uso de equipos y/o algoritmos específicos para monitorear la condición del equipo con respecto a los modos de fallo predefinidos. Se puede dividir de la siguiente manera [73]:

- 1) monitoreo periódico: incluye técnicas como las que se definen en la Tabla 5; y
- 2) monitoreo continuo: vigilancia instrumental continua de los parámetros del proceso y el estado del equipo, por ejemplo: temperatura, presión, flujo, RPM, para detectar condiciones de funcionamiento anormales.

Técnicas comunes					
Análisis de vibraciones (AV)	Análisis de aceite (AC)	Medición de deformación (MD)	Medidas eléctricas (ME)	Método de impulsos de choque (SPM)	Termografía (TE)

Tabla 5. Técnicas de sistemas de monitoreo de condición periódico

Por otro lado, la inspección se puede llevar a cabo mediante las técnicas plasmadas en la Tabla 6.

Técnicas no destructivas (END)						
Inspección visual (IV)	Inspección radiográfica rayos X (IR)	Emisión acústica (EA)	Ultrasonidos (US)	Líquidos penetrantes (LP)	Partículas magnéticas (PM)	Corrientes de Eddy (CE)

Tabla 6. Pruebas no destructivas de inspección

En la Figura 90 se delimitan las zonas del sistema donde se aplica esta tecnología.

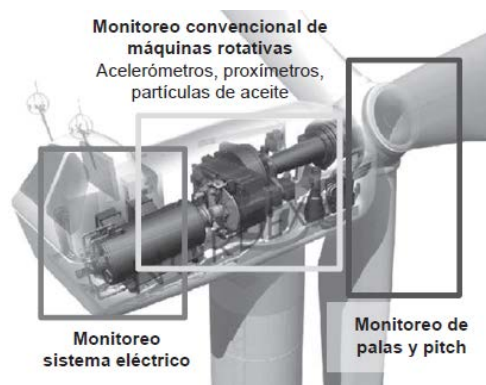


Figura 90. Disposición de las tres áreas de monitoreo de condición dentro de la góndola de una turbina eólica (Fuente: [9])

La decisión de la selección de una técnica u otra se basa en un modelo representado en el flujograma de la Figura 91. El proceso se divide en tres etapas principales [72]:

- 1) Análisis y selección de equipos críticos.
- 2) Análisis y mapeo de métodos de monitoreo de la condición.
- 3) Evaluación y toma de decisiones.

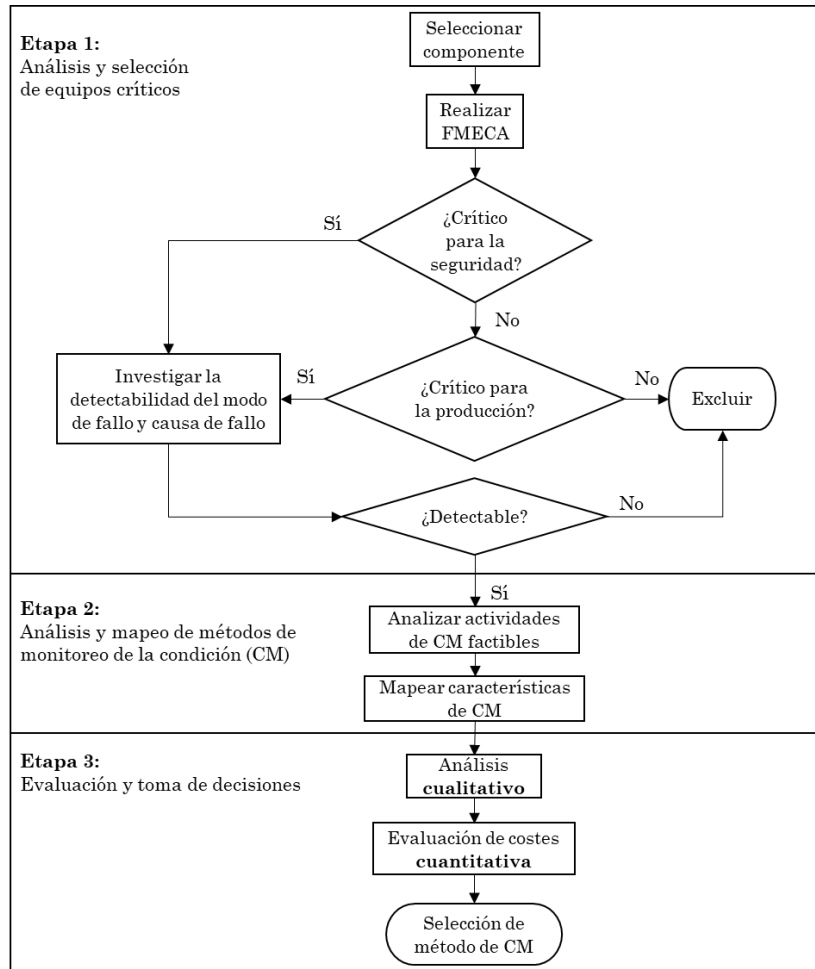


Figura 91. Proceso de evaluación para la implementación del método de monitoreo de condición (Fuente: [72])

5.8. NPR y tablas de severidad, ocurrencia y detectabilidad

El procedimiento FMECA asigna un valor numérico a cada riesgo asociado con la causa de un fallo mediante el número de prioridad de riesgo (NPR) que, como ya se comentó, se calcula multiplicando las siguientes métricas:

$$NPR = Severidad \times Ocurrencia \times Detectabilidad$$

La mayoría de los elementos de riesgo de un diseño pueden ser abordados si nos orientamos por unos valores elevados de NPR.

La severidad alude a la magnitud del efecto final de un modo de fallo del sistema. Cuanto más grave sea la consecuencia, mayor será el valor de severidad asignado al efecto.

La ocurrencia se refiere a la frecuencia con la que es probable que ocurra una causa de fallo, descrita de manera cualitativa, es decir, no en la forma de un período de tiempo, sino en términos tales como remoto u ocasional.



La detectabilidad se refiere a la probabilidad de detectar una causa de fallo antes de que este ocurra.

El FMECA convencional utiliza una escala numérica de valoración de la severidad, ocurrencia y detectabilidad típicamente en un rango de 1 a 10. Esta calificación puede variar dependiendo del estándar aplicado. Sin embargo, lo que sí tienen en común todas las normas es que un valor alto representa una puntuación baja, por ejemplo: catastróficamente grave, ocurrencia muy regular o imposible de detectar.

En el caso de la turbina eólica offshore, las categorías y criterios de los parámetros definidos al principio del subapartado son modificados con tal ajustarnos a unas cifras más apropiadas para este sistema, como se muestra en las Tablas 7, 8 y 9, respectivamente.

Categoría	Severidad	Criterios
1	Menor	La electricidad puede ser generada, pero se requiere una reparación urgente
2	Media	Reducción de la capacidad de generar electricidad
3	Crítica	Pérdida de capacidad para generar electricidad
4	Catastrófica	Daño importante en la turbina como instalación capital

Tabla 7. Escala de clasificación de la severidad del fallo de un aerogenerador

Categoría	Ocurrencia	Criterios
1	Improbable	La probabilidad de ocurrencia de un fallo es menor que 0,001
2	Remota	La probabilidad de ocurrencia de un fallo es mayor que 0,001 pero menor que 0,01
3	Ocasional	La probabilidad de ocurrencia de fallo es mayor que 0,01 pero menor que 0,10
4	Frecuente	La probabilidad de ocurrencia de un fallo es mayor que 0,10

Tabla 8. Escala de clasificación de la probabilidad de ocurrencia del fallo de un aerogenerador

Categoría	Detectabilidad	Criterios
1	Casi segura	Hay dispositivos que detectan el fallo de manera automática
2	Alta	Las técnicas de monitoreo de condición periódico casi siempre detectarán el fallo
3	Moderada	Los fallos se detectan de forma periódica y programada con equipos de medida a través de un operador
4	Baja	No hay sistemas de monitorización conocidos disponibles para detectar el fallo

Tabla 9. Escala de clasificación de la detectabilidad del fallo de un aerogenerador



La severidad puede estar relacionada con $MTTR=1/\mu$ y la ocurrencia con $\lambda=1/MTBF$. Las ponderaciones de los distintos modos de fallo y sus causas se realizarán tomando como referencia equipos y componentes que han operado en condiciones similares al sistema evaluado. Principalmente, la información se va a extraer de OREDA, el libro de Trevor M. Letcher “Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines” [5] y del apartado “1.3. Fiabilidad de aerogeneradores” del Capítulo 1, donde se citan numerosas referencias bibliográficas de estudios relacionados con la fiabilidad de aerogeneradores y se aportan gráficos útiles para calificar las métricas que nos interesan.

Los números de la columna “Categoría” de las Tablas 7 a 9 manifiestan que el mínimo valor de NPR para cualquier causa de fallo es 1 y el máximo es 64. Los principios dispuestos a lo largo de este capítulo se comentan, a modo de resumen, seguidamente [9]:

- ❖ El sistema a estudiar se desglosa en subsistemas, ensamblajes, subensamblajes y componentes.
- ❖ A continuación, para cada subsistema, ensamblaje, subensamblaje y/o componente, se deben determinar todos los modos de fallo posibles.
- ❖ Las causas de fallo de cada modo de fallo deben determinarse para cada subsistema, ensamblaje, subensamblaje y/o componente.
- ❖ Se debe asignar un nivel de criticidad a los efectos de fallo de cada modo de fallo, y a cada causa de fallo se le debe asignar un nivel de ocurrencia y detectabilidad.
- ❖ Los niveles de criticidad, ocurrencia y detectabilidad se multiplican para producir el NPR.

Por último, las hojas de trabajo del FMECA se representan en las siguientes páginas.



SISTEMA: aerogenerador HAWT a barlovento, 3 palas, sistema pitch y velocidad variable, con caja de engranajes y generador eléctrico doblemente alimentado (DFIG)													
FUNCIÓN PRINCIPAL: convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica dentro de un límite de velocidad del viento definido (velocidad de conexión y velocidad de desconexión)													
Fallo funcional 1: pérdida completa de la capacidad de conversión de energía													
Subsistema	Ensamblaje	Función (ensamblaje)	Modo de fallo	Efecto del fallo		Severidad	Causas de fallo	Ocurrencia	Métodos de detección	Detectabilidad	NPR	Comentarios/acciones de mejora	
				Efecto local	Efecto final								
Rotor	Palas	Convertir la fuerza del viento en el par requerido para generar energía útil	1.1. Pala/s fracturada/s	Vibración y ruido. (Rotor gira desequilibrado)	Imposibilidad de captar energía cinética del viento y generar electricidad. (Aerogenerador inoperativo)	4	Impacto de un rayo	3	Inspección del sistema de protección contra rayos	4	48		
							Agrietamiento y rotura por fatiga del material <u>NOTA:</u> el agrietamiento se inicia por fatiga. Es la primera señal, la última es la fractura frágil	2	CM periódico (AV, MD). Inspección (EA). Inspección visual	2	16	Medidas en el interior de la góndola podrían ser detectadas, quizás antes del fallo	
			1.2. Fatiga	Grietas importantes en palas. Vibración y ruido	Pérdida de rendimiento aerodinámico y, como consecuencia, eléctrico. (Aerogenerador inoperativo)	3	Cargas cíclicas	3	CM periódico (MD). Inspección visual	3	27	Análisis de vibraciones referido a las palas	
			1.3. Agrietamiento por sobreesfuerzos	Grietas importantes en palas. Deformaciones. Vibración y ruido	Pérdida de rendimiento aerodinámico y, como consecuencia, eléctrico. (Aerogenerador inoperativo)	3	Delaminación	2	CM periódico (MD). Inspección (EA). Inspección visual	2	12		
												Desunión de la matriz de resina	1
Concentración de tensiones locales	3	CM periódico (MD).											



								Inspección (EA). Inspección visual				
			1.4. Holgura en la unión pala-buje	Aflojamiento importante de las palas y el buje. Vibración. (Rotor gira desequilibrado)	Pérdida de rendimiento aerodinámico y, como consecuencia, eléctrico. (Aerogenerador inoperativo)	2	Brida de acoplamiento dañada (por ejemplo, agrietada)	2	Inspección visual	4	16	Análisis de vibraciones referido a las palas
							Aflojado o rotura de tuercas y tornillos	1	Inspección apriete tornillería. Inspección (US, PM) Mantenimiento periódico	3	6	Análisis de vibraciones referido a las palas. Reemplazar tornillos y tuercas si superan su tiempo de vida estimado
							Montaje incorrecto	1	Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. Observación casual	4	8	Programa de control de calidad durante el montaje. Incluye la inspección visual
	Buje	Transmitir y soportar las cargas generadas por las palas	1.5. Holgura en la unión buje-eje principal	Aflojamiento importante del buje y el plato de acoplamiento del eje principal. Vibración. (Rotor gira desequilibrado)	Aerogenerador inoperativo	2	Plato de acoplamiento dañado (por ejemplo, agrietado por fatiga)	2	CM periódico (AV). Inspección (US, LP). Inspección visual	2	8	Medidas en el interior de la góndola lo detectarían
							Montaje incorrecto	1	Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. Observación casual	4	8	
							Corrosión	4	CM periódico (AV). Inspección (IV, US). CM continuo	2	16	
							Aflojado o rotura de tuercas y tornillos	1	CM periódico (AV). Inspección (US, PM).	2	4	Medidas en el interior de la góndola lo detectarían



									Inspección apriete tornillería			
Tren de transmisión	Conjunto de eje principal	Soportar el rotor y transferir parte de su carga al bastidor principal de la góndola	1.6. Fallo del rodamiento principal	El rodamiento no soporta las cargas del rotor y se produce un accidente	No se transmite el par mecánico para generar energía eléctrica	3	Lubricación insuficiente	1	CM periódico (AV). CM continuo	1	3	
							Sobrecalentamiento	2	CM periódico (AV, TE). CM continuo	1	6	
							Vibración excesiva	4	CM periódico (AV, SPM). CM continuo	1	12	
							Desgaste y envejecimiento	2	Mantenimiento periódico o correctivo	3	18	Reemplazar el rodamiento principal al final de su ciclo de vida
							Corrosión	4	CM periódico (AV). Inspección (IV, US). CM continuo	1	12	
							Error de diseño	1	Prueba funcional. Mantenimiento periódico	4	12	
							Fallo de mantenimiento	1	Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. Observación casual	3	9	
			1.7. Vibración excesiva del rodamiento principal	Aparición de cargas dinámicas no deseadas. Inestabilidad y ruido	Reducción en el rendimiento eléctrico	2	Pitting y grietas de pistas, jaula y rodillos	4	CM periódico (AV, SPM). Inspección (IV, IR, EA, US). CM continuo	1	8	
			Fatiga y desgaste de pistas, jaula y rodillos	3	Mantenimiento periódico o correctivo	3	18	Reemplazar componentes del rodamiento principal si presentan anomalías				
			Desequilibrio mecánico del rotor	2	CM periódico (AV). CM continuo	1	4					



						Desalineación de pistas interior y exterior	1	CM periódico (AV, SPM). Inspección (IV, EA)	2	4	
						Pérdida de integridad estructural	1	CM periódico (AV). CM continuo	1	2	
						Desgaste normal de la carcasa	1	Mantenimiento periódico o correctivo	3	6	Reemplazar la carcasa al final de su ciclo de vida
						Montaje incorrecto	1	Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. Observación casual	4	8	
		1.8. Sobrecalentamiento del rodamiento principal	Aumento de fricción en las superficies del rodamiento	Disminución relativa de la velocidad del conjunto del eje principal del sistema. Se altera la conversión de energía	2	Lubricación inadecuada	2	CM periódico (AV). CM continuo	1	4	
						Cargas y velocidades excesivas	2	CM periódico (AV). CM continuo	1	4	
						Abrasión y corrosión debido a partículas contaminantes	4	CM periódico (AV). Inspección (IV, US). CM continuo	1	8	
		1.9. Fallo de lubricación del rodamiento principal	Desgaste excesivo de anillos, rodillos y jaula dando lugar a sobrecalentamiento	Fallo en el tren de transmisión y pérdida de conversión de energía	3	Exceso o falta de grasa	1	Mantenimiento periódico	3	9	
						Lubricante deteriorado debido a una excesiva temperatura de operación	1	Mantenimiento periódico	3	9	Reemplazar la grasa del rodamiento principal
						Suciedad y partículas contaminantes	3	Mantenimiento periódico. CM continuo	1	9	Limpieza de partes contaminadas
						Rotura del sello	1	Mantenimiento periódico o correctivo	3	9	Reemplazar el sello
		1.10. Bloqueo del rodamiento-eje principal	Rotura del eje principal y elementos del rodamiento	Accidente en el tren de transmisión y	3	Falta de lubricación	1	CM periódico (AV). CM continuo	1	3	



					colapso estructural del sistema		Error de instalación	1	Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. Observación casual	4	12	
							Presencia de residuos contaminantes	3	Mantenimiento periódico. CM continuo	1	9	
							Expansión térmica del eje principal	1	CM periódico (AV, TE). CM continuo	1	3	
							Deflexión del eje principal	1	CM periódico (AV). CM continuo	1	3	
			1.11. Fallo del eje principal	Agrietamiento en el eje, dando lugar a su fractura. Carga excesiva en el eje-rodamiento principal	Colapso total del sistema	4	Error de mantenimiento	1	Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. Observación casual	4	8	
							Deformación elástica bajo carga	1	CM periódico (AV). CM continuo	1	4	
							Expansión térmica	1	CM periódico (AV, TE). CM continuo	1	4	
							Desgaste	2	Mantenimiento periódico o correctivo	3	8	
							Desalineación	2	CM periódico (AV). CM continuo	1	8	
							Vibración	4	CM periódico (AV). CM continuo	1	16	
							Corrosión	4	CM periódico (AV). Inspección (IV, US). CM continuo	1	16	



			1.12. Fallo del acoplamiento	Altos niveles de tensión que conducen a un rápido deterioro de los componentes del acoplamiento y desgaste del eje de alta velocidad	La transmisión de energía mecánica en el generador se detiene y no se produce potencia eléctrica	3	Desalineación del eje de alta velocidad	1	CM periódico (AV). CM continuo	1	3	
							Pernos rotos o sueltos	1	CM periódico (AV). Inspección (US, PM). Inspección visual	2	6	Comprobar el estado de los pernos y sustituirlos, según estado
							Par de funcionamiento excesivo	2	CM periódico (AV). CM continuo	1	6	
							Error de mantenimiento	1	Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. Observación casual	4	12	
			1.13. Activación prematura del freno mecánico	El conjunto de eje principal se bloquea	El tren de transmisión se deteriora y el sistema se apaga	3	Demasiada pretensión en las pinzas	1	Mantenimiento periódico o correctivo	2	6	
							Desgaste excesivo en las pastillas	1	Mantenimiento periódico o correctivo	2	6	
							Fallo del sistema hidráulico	2	CM continuo	1	6	
	Caja de engranajes	Transformar la velocidad de rotación lenta del eje de baja velocidad a una velocidad más elevada en el eje de alta velocidad, requerida para impulsar el generador eléctrico	1.14. Fallo generalizado	Rotura de los componentes de la caja de engranajes. Imposibilidad de transmitir la potencia mecánica requerida por el eje de alta velocidad	No se produce la conversión de energía eólica a energía eléctrica debido al fallo de transmisión de potencia mecánica	4	Desgaste excesivo de los rodamientos	2	Mantenimiento periódico o correctivo	3	24	Sustitución de rodamientos
							Pitting de los dientes de los engranajes	4	CM periódico (AV, AC). Inspección (IV, EA). CM continuo	1	16	
							Inestabilidad térmica	2	CM periódico (AV). CM continuo	1	8	
							Vibración torsional y lateral	2	CM periódico (AV). CM continuo	1	8	
							Cargas inesperadas	1	CM periódico (AV).	1	4	



							CM continuo					
						Fallo en el sistema de lubricación	2	CM periódico (AV, AC). CM continuo	1	8		
						Corrosión debido al ingreso de agua	3	CM periódico (AV, AC). Inspección (IV, US). CM continuo	1	12		
						Error de fabricación	1	Prueba funcional. Mantenimiento periódico	4	16		
						Suciedad y contaminación	3	Mantenimiento periódico. CM continuo	1	12	Limpieza de partes contaminadas	
			1.15. Fallo en los dientes de los engranajes	Formación de cavidades y mordeduras en los engranajes de la caja de engranajes	Reducción de la eficiencia mecánica y eléctrica	2	Vibración y choques	4	CM periódico (AV). CM continuo	1	8	
						Fatiga	2	Inspección (IV, IR, EA, US, LP, PM). Mantenimiento periódico o correctivo	2	8	Sustituir engranajes si hay un desgaste excesivo	
						Pitting	4	CM periódico (AV, AC). Inspección (IV, US). CM continuo	1	8		
						Excentricidad en los engranajes	2	CM periódico (AV). CM continuo	2	8		
			1.16. Fallo del sistema de lubricación	Pérdida de presión, sobrecalentamiento y daños en la caja de engranajes	No se produce energía mecánica	3	Bloqueo en la bomba	1	Mantenimiento periódico. Prueba funcional. Observación casual	3	9	
						Obstrucción de los filtros	1	Mantenimiento periódico.	3	9		



							Observación casual					
						Fugas internas o externas	1	Mantenimiento periódico. Observación casual	3	9		
						Deterioro del lubricante	2	Mantenimiento periódico o correctivo	4	24	Sustituir el lubricante	
						Acumulación de partículas contaminantes en el lubricante	4	CM periódico (AC). CM continuo	1	12		
						Pérdida de lubricante	2	Mantenimiento periódico. CM continuo	1	6		
						Rotura del sello de la bomba	1	Mantenimiento periódico o correctivo	3	9	Sustitución del sello de la bomba	
						Fallo de refrigeración del lubricante	2	CM periódico (AV, AC). CM continuo	2	12		
			1.17. Desalineación de los ejes	Vibración y desgaste de la caja de engranajes	Alteración en el proceso de conversión de energía	3	Error de ajuste en el mantenimiento	1	Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. Observación casual	3	9	
							Deformación elástica bajo carga	1	CM periódico (AV). CM continuo	1	3	
							Expansión térmica de componentes	1	CM periódico (AV). CM continuo	1	3	
			1.18. Fallo en los rodamientos	Incapacidad de aguantar las cargas producidas en la caja de engranajes	Avería del tren de transmisión y del aerogenerador	3	Fuerza excesiva en el montaje	1	Mantenimiento periódico. Prueba funcional. Observación casual	3	9	
							Vibración y sobrecarga	4	CM periódico (AV). CM continuo	1	12	



						Fatiga y agrietamiento de rodillos, pistas y jaula	2	CM periódico (AV, SPM). Inspección (IV, IR, EA, US). CM continuo	1	6	
						Suciedad	3	Mantenimiento periódico. CM continuo	1	12	
						Falta de lubricación	2	CM periódico (AC). CM continuo	1	6	
			1.19. Inestabilidad térmica	Sobrecalentamiento y fricción en los componentes	No se aumenta la velocidad en el eje de alta velocidad y no se genera energía eléctrica	Alta velocidad de operación	2	CM continuo	1	4	
						Fallo en la bomba del sistema de refrigeración	2	Mantenimiento periódico. Interferencia de producción. Observación casual	3	12	
						Calor externo excesivo	3	CM continuo	1	6	
			1.20. Vibración torsional y lateral	Desequilibrio y fractura de componentes	El sistema pierde la capacidad de generar energía	Pérdida de rigidez e inercia de los componentes	2	CM periódico (AV). CM continuo	1	6	
						Interacción entre elementos de apoyo y la montura de la caja de engranajes	1	Mantenimiento periódico. Interferencia de producción. Observación casual	3	9	
						Engranajes dañados	3	Mantenimiento periódico o correctivo	3	27	
						Desalineación de ejes	2	CM periódico (AV). CM continuo	1	6	
Módulo eléctrico	Generador	Convertir la energía mecánica en energía eléctrica	1.21. Fallo generalizado	Ruido y gran coste de reparación del generador	No se genera energía eléctrica	Fractura del eje y/o el rotor	2	Mantenimiento periódico. Interferencia de producción. Observación casual	4	32	Reparar eje y/o rotor
						Rotura de la laminación del rotor y el estator	2	Mantenimiento periódico.	3	24	Reparar la laminación del rotor y el estator



							Interferencia de producción. Observación casual					
						Fallo de los rodamientos delantero y trasero	1	CM periódico (AV, AC, SPM, TE). Inspección (IV, EA). CM continuo	1	4		
						Fallo del encoder	2	CM continuo	1	8	Sustituir encoder	
						Fallo de aislamiento eléctrico	3	CM continuo	1	12	Revisar componentes eléctricos	
						Vibración torsional y lateral	1	CM periódico (AV). CM continuo	1	4		
			1.22. Fallo de los rodamientos delantero y trasero	Alta vibración del sistema y generación excesiva de calor en el generador	Apagado del sistema	3	Lubricación inapropiada	1	CM periódico (AV, AC). CM continuo	1	3	
						Montaje incorrecto	1	Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. Observación casual	4	12		
						Desalineación del eje	2	CM periódico (AV). CM continuo	1	6		
						Desgaste de bolas, pistas y jaula	2	Mantenimiento periódico o correctivo	3	18	Sustitución de los rodamientos	
						Corrosión	4	CM periódico (AV). Inspección (IV, US). CM continuo	1	12		
			1.23. Sobrecalentamiento	Daño en los devanados del estator y el rotor	El generador no produce electricidad. Fallo en el sistema	3	Ventilador de refrigeración dañado	2	Mantenimiento periódico. Observación casual	3	18	
						Sobrecarga	3	CM periódico (AV).	1	9		



							CM continuo				
						Baja magnetización	3	CM periódico (ME, TE). CM continuo	1	9	
						Alta temperatura en los alrededores	2	CM periódico (AV, TE). CM continuo	1	6	
						Desequilibrio en el voltaje	3	CM periódico (ME). CM continuo	1	9	
			1.24. Desalineación del eje	No se transmite movimiento en el generador	Se apaga el sistema	3	Desgaste y envejecimiento	2	CM periódico (AV, TE). CM continuo	1	6
							Error de mantenimiento	1	Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. Observación casual	4	12
							Corrosión	4	CM periódico (AV). Inspección (IV, US). CM continuo	1	12
							Fatiga en los rodamientos	2	CM periódico (AV, AC, SPM, TE). Inspección (IV, EA). CM continuo	2	12
			1.25. Fallo eléctrico en el estator	No se produce corriente eléctrica dando lugar a un fallo estructural en el generador	No se genera electricidad en el sistema	3	Excentricidad	2	CM periódico (AV, ME). CM continuo	2	12
							Fallo a tierra	1	CM periódico (ME). CM continuo	1	3
							Calor excesivo dentro de devanados / núcleo de hierro	3	CM periódico (ME, TE). CM continuo	1	9
							Bloqueo en los conductos de refrigeración	2	Mantenimiento periódico.	3	18



								Interferencia de producción. Observación casual				
							Acumulación de sustancias extrañas en la superficie del generador	4	Mantenimiento periódico. CM continuo	1	12	
							Desgaste normal	2	Mantenimiento periódico o correctivo	3	18	Sustituir componentes si el desgaste es excesivo
			1.26. Fallo eléctrico en el rotor	Reconstrucción del rotor del generador	El sistema no alcanza la etapa de conversión de energía eléctrica	3	Excentricidad	2	CM periódico (AV, ME). CM continuo	2	12	
							Desgaste o rotura de escobillas y anillos colectores	3	Mantenimiento periódico o correctivo	3	27	Reemplazar escobillas y anillos colectores
							Estrés térmico	3	CM periódico (ME, TE). CM continuo	1	9	
							Exceso de velocidad	2	CM periódico (AV, ME). CM continuo	1	6	
							Contaminación y suciedad	3	Mantenimiento periódico. CM continuo	1	9	
							Desequilibrio	3	CM periódico (AV, ME). CM continuo	1	9	
							Fallo de aislamiento	1	CM periódico (ME, TE). CM continuo	1	3	
Góndola	Auxiliares	Medir parámetros del viento y proporcionar seguridad a la estructura de la góndola	1.27. Fallo del anemómetro y la veleta	Incapacidad de medir la velocidad del viento y su dirección. Reparar o sustituir	El sistema no cuenta con dos parámetros esenciales para poder producir electricidad	1	Acumulación de hielo	2	Mantenimiento periódico	3	6	
							Convulsión	2	CM continuo	1	2	
							Desviación de la calibración	2	CM continuo	1	2	
							Daño por impacto	2	Interferencia de la producción	4	8	
Estructura de soporte	Torre	Soportar la góndola y	1.28. Fallo estructural			4	Agrietamiento	2	CM periódico (AV, MD).	2	16	



		proporcionar abrigo a equipos del módulo eléctrico	Pérdida de integridad estructural y posterior colapso	Accidente catastrófico en el sistema			Inspección (EA). Inspección visual					
						Corrosión	4	CM periódico (AV). Inspección (IV, US). CM continuo	1	16		
						Pandeo	2	CM periódico (AV).	2	16		
						Sobrecargas	3	CM continuo	1	12		
						Vibración	3	CM periódico (AV).	2	24		
						Efectos climáticos y condiciones extremas de viento	1	Interferencia de producción. Observación casual	4	16		
						Fallo en la protección contra rayos	2	Mantenimiento periódico. Observación casual	3	24		
			1.29. Pandeo	Inestabilidad elástica y exceso de tensión en la torre	El sistema puede ver afectado el proceso de conversión de energía	2	Tuercas y tornillos aflojados en la brida de unión de la góndola	2	Inspección apriete tornillería. Inspección (US, PM). Mantenimiento periódico	2	8	Análisis de vibraciones referido a la torre. Reemplazar tornillos y tuercas si superan su tiempo de vida estimado
						Error de posicionamiento/instalación	1	Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. Observación casual	4	8		
						Error de diseño del material	1	Prueba funcional. Mantenimiento periódico	4	8		
						Error en la conexión con la cimentación	1	Mantenimiento periódico.	4	8		



								Interferencia en la producción. Observación casual			
						Desequilibrio torre-góndola	1	CM periódico (AV). CM continuo	1	2	
Cimentación (monopilote)	Proporcionar soporte a la turbina eólica transfiriendo las cargas desde la torre al lecho marino	1.30. Fatiga	Daño estructural progresivo y crecimiento de grietas	Incapacidad de soportar las cargas de la torre y la góndola, causando un accidente en el aerogenerador	2	Subestimación de las cargas en el ambiente marino	1	Prueba funcional. Interferencia de producción	4	8	
						Condiciones ambientales y operativas extremas	1	Interferencia de producción	4	8	
						Inicio temprano de grietas y crecimiento / propagación de grietas mediante carga cíclica (acústica)	2	CM periódico (AV). Inspección visual	2	8	
						Daño de la protección contra la socavación y aumento de la profundidad debido a la erosión	2	CM periódico (AV). Inspección visual	2	8	
		1.31. Corrosión excesiva	Deterioro de la estructura	Desgaste del aerogenerador	2	Protección catódica insuficiente	2	Inspección visual	3	12	
		1.32. Deformación, pandeo y desplazamiento de acero	Inestabilidad estructural y rotura de la cimentación	Movimientos peligrosos en el sistema, causando un incidente inesperado	3	Sobreestimación de la capacidad del suelo y rotación del pilote	1	Prueba funcional. Interferencia de producción	4	12	
						Subestimación de las condiciones ambientales y operativas	1	Interferencia de producción	4	12	
						Formación de grietas	2	CM periódico (AV). Inspección visual	1	6	
						Desplazamiento de material en la protección contra la socavación	2	CM periódico (AV). Inspección visual	1	6	
		1.33. Fallo de conexión entre la			4	Pérdida de material (volumen de lechada insuficiente)	2	Mantenimiento periódico	3	24	



			pieza de transición y el pilote	La subestructura de la cimentación sufre una fractura	Colapso y accidente del aerogenerador		Cargas y desplazamientos excesivos (cambio en la dinámica de fuerzas)	3	Interferencia de producción	4	48	
							Ingreso de agua en material poroso (fallo en el sello)	2	Mantenimiento periódico o correctivo	3	24	Sustituir sello
							Deslizamiento de la lechada contra el acero	2	CM periódico (AV). Inspección visual	1	8	
							Desunión/falta de contacto entre el acero y la lechada	1	CM periódico (AV). Inspección visual	1	4	
							Ambiente térmico inadecuado durante el proceso de instalación/curado de la lechada	1	Interferencia de producción. Observación casual	4	16	
							Excentricidad durante la instalación	1	Mantenimiento periódico. Observación casual	3	12	
			1.34. Fallo en la conexión atornillada	Inestabilidad en la cimentación y la torre	Operación errática del sistema	3	Fuerza de pretensión mal especificada	1	Prueba funcional. Mantenimiento periódico	4	12	
							Aflojamiento de los tornillos	2	CM periódico (AV). Inspección visual. Mantenimiento periódico	2	12	
							Alta humedad y ambiente corrosivo	3	CM continuo	1	9	

Tabla 10. FMECA 1 (función principal y fallo funcional 1)



SISTEMA: aerogenerador HAWT a barlovento, 3 palas, sistema pitch y velocidad variable, con caja de engranajes y generador eléctrico doblemente alimentado (DFIG)												
FUNCIÓN PRINCIPAL: convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica dentro de un límite de velocidad del viento definido (velocidad de conexión y velocidad de desconexión)												
Fallo funcional 2: pérdida parcial de la capacidad de conversión de energía												
Subsistema	Ensamblaje	Función (ensamblaje)	Modo de fallo	Efecto del fallo		Severidad	Causas de fallo	Ocurrencia	Métodos de detección	Detectabilidad	NPR	Comentarios/acciones de mejora
				Efecto local	Efecto final							
Rotor	Palas	Convertir la fuerza del viento en el par requerido para generar energía útil	2.1. Grietas	Deformación de las palas. Pérdida de resistencia estructural	Reducción del rendimiento aerodinámico del rotor y, por consiguiente, del sistema	2	Cargas cíclicas permanentes	3	CM periódico (MD). Inspección visual	2	12	Análisis de vibraciones referido a las palas
							Aplicación de adhesivo incorrecta (falta, inclusión, porosidad)	1	CM periódico (MD).	2	4	
							Delaminación entre capas	2	CM periódico (MD). Inspección (EA). Inspección visual	2	8	
			2.2. Deterioro de la rigidez de la estructura raíz	Desarrollo de grietas en la pala	Alteración en la eficiencia del sistema	2	Fatiga y delaminación	2	CM periódico (MD). Inspección (EA). Inspección visual	2	8	
							Deficiencia del material	1	Prueba funcional. Mantenimiento periódico	4	8	
			2.3. Desequilibrio aerodinámico	El sistema pitch no orienta bien la pala y la eficiencia se reduce	No se genera el par necesario para convertir la energía	3	Error de diseño	1	Prueba funcional. Mantenimiento periódico	4	12	
							Desajuste de las palas	2	CM continuo	1	6	Análisis de vibraciones referido a las palas
			2.4. Acumulación de suciedad y hielo	Fricción y desgaste de las palas		1	Falta de pintura y recubrimiento	1	Inspección visual	4	4	Limpieza de las palas



					El sistema no capta la energía cinética del viento suficiente		Residuos en los alrededores	2	Inspección visual	4	8	
							Deterioro de accesorios debido a los efectos del clima	2	Inspección visual	4	8	
		2.5. Amortiguamiento	Inestabilidad, ruido y vibración en las palas	Pérdida de rendimiento aerodinámico y rigidez estructural	2	Error de fabricación	1	Prueba funcional. Mantenimiento periódico	4	8		
Sistema pitch (hidráulico)	Ajustar el ángulo de inclinación de las palas para controlar la potencia de salida de la turbina, minimizar las cargas y arrancar / detener la turbina según sea necesario	2.6. Fallo de los sensores de los actuadores	No se detecta la posición del actuador y no se conoce el ángulo pitch	Incapacidad de monitorizar el sistema pitch. Reducción de la eficiencia en la turbina	3	Mala calibración	2	Mantenimiento periódico. Inspección visual	3	18		
						Control inestable (funcionamiento anormal)	2	CM continuo	1	6		
		2.7. Fuga interna/ externa de los actuadores	Flujo insuficiente o sobrepresión en los actuadores	No se regula la velocidad del rotor y no se extrae la máxima potencia nominal	3	Partículas contaminantes y suciedad en el tanque hidráulico	4	CM continuo	1	12		
						Corrosión por agua en fluido	3	CM continuo	3	27		
						Bloqueo de la bomba	1	Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. Observación casual	3	9		
						Error de ajuste en la conexión (racores, latiguillos y casquillos)	1	Mantenimiento periódico. Inspección visual	3	9		
						Alta presión del actuador	2	CM continuo	1	6		
						Alta viscosidad del fluido	2	CM continuo	1	6		
		2.8. Fallo de la válvula proporcional	El actuador es incapaz de ajustar el ángulo pitch	Imposibilidad de maximizar la eficiencia aerodinámica y, por lo tanto, eléctrica	2	Exceso de calor generado	3	CM continuo	1	6		
						Funcionamiento anormal del solenoide	1	Mantenimiento periódico. Inspección visual	3	6		



						Condiciones ambientales inesperadas	2	Interferencia de producción	4	16		
			2.9. Fallo del controlador pitch	El sistema pitch no recibe las señales necesarias para ejecutar el control del ángulo pitch	Incapacidad de monitorizar el sistema pitch. Reducción de la eficiencia en la turbina	3	Error de diseño	1	Prueba funcional. Mantenimiento periódico	4	12	
							Error de mantenimiento	1	Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. Observación casual	4	12	
							Daño del cable de señal eléctrica	4	CM continuo	1	12	
							Errores eléctricos E/S	4	CM continuo	1	12	
Tren de transmisión	Conjunto de eje principal	Soportar el rotor y transferir parte de su carga al bastidor principal de la góndola	2.10. Desalineación del eje principal	Vibración e inestabilidad en el conjunto de eje principal	Operación intermitente	2	Corrosión por agua en fluido	3	CM continuo	1	6	Medición de vibración en relación con el ángulo pitch y la posición del rotor
							Bloqueo de la bomba	2	Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. Observación casual	3	12	
							Error de ajuste	1	Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. Observación casual	4	8	
Góndola	Sistema yaw	Orientar la góndola hacia la dirección del viento durante la operación	2.11. Fallo en el movimiento yaw	La góndola no se orienta en la dirección del viento	El rotor de la turbina se atasca en una posición y pierde energía cinética. (Operación errática)	3	Fallo del motor yaw	2	CM continuo	1	6	Variación en los parámetros de la veleta y dirección del viento. Se podría detectar por una observación casual en una revisión general del sistema
							Fallo del rodamiento yaw	2	CM continuo	1	6	
							Activación prematura del freno yaw	1	CM continuo	1	3	
							Desgaste de los dientes del engranaje del piñón yaw o del engranaje principal	3	CM continuo	1	9	



			2.12. Movimiento yaw muy lento	La góndola gira lentamente en busca de la dirección idónea del viento	Operación intermitente	2	Desalineación del piñón yaw y el engranaje principal	4	CM continuo	1	12	Variación en los parámetros de la veleta y dirección del viento
			2.13. Movimiento yaw muy rápido	La góndola gira excesivamente rápido	Operación errática	2	Fallo en la reducción del accionamiento yaw	2	CM continuo	1	4	
							Fricción insuficiente del freno yaw	2	Mantenimiento periódico o correctivo	3	12	
			2.14. Error de alineación yaw	La góndola no se orienta en la dirección requerida	Operación errática	1	Fallo del encoder yaw	3	CM continuo	1	3	
	Auxiliares	Medir parámetros del viento y proporcionar seguridad a la estructura de la góndola	2.15. Inexactitud en los datos del anemómetro	La góndola no se puede orientar respecto a la dirección del viento	El aerogenerador no puede trabajar a la máxima potencia disponible	1	Nivel de señal reducido	3	CM continuo	1	3	
							Desajuste por impedancia	3	CM continuo	1	3	
							Error de conversión A/D	3	CM continuo	1	3	
							Ruido	3	CM continuo	1	3	
			2.16. Fallo del anemómetro	La góndola no se puede orientar respecto a la dirección del viento	El aerogenerador no puede trabajar a la máxima potencia disponible	2	Corrosión	3	CM continuo	1	6	
							Exceso de vibración	3	CM periódico (AV). CM continuo	1	6	
Módulo eléctrico	Sistema de control y comunicación	Supervisar y controlar equipos locales, almacenar datos y gestionar las instalaciones de la turbina	2.17. Desviación de parámetros: no linealidad / sesgo de sensores	La sensibilidad del sensor no es constante en el rango medido.	Operación inexacta de la turbina que conduce a un bajo rendimiento	2	Error de fabricación: componentes del sensor de calidad inferior	1	Prueba funcional. Mantenimiento periódico	4	8	
							Error de instalación: presencia de contaminantes o humedad dentro de los componentes del sensor	2	Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. Observación casual	4	16	
			2.18. Pérdida de parte del paquete de datos del cable de red	Control y comunicación interrumpidos	Funcionamiento inexacto o retardado de la turbina que conduce a un bajo rendimiento	1	Error de instalación - Jitter debido a la vibración en contacto flojo	2	Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción.	3	6	



							Observación casual			
		2.19. Acceso no autorizado (software)	Pérdida de la capacidad de control	Pérdida de retroalimentación de control, lo que lleva a la turbina inoperable	3	Error del operador	2	Interferencia en la producción. Observación casual	3	12
		2.20. Operación retrasada (software)	Rendimiento reducido del controlador	Funcionamiento inexacto o retardado de la turbina que conduce a un bajo rendimiento	1	Error de diseño: falta de recursos debido a una ingeniería de software inadecuada	1	Prueba funcional. Mantenimiento periódico	4	4
		2.21. Operación engañosa (hardware)	Respuesta / comportamiento inesperado	Funcionamiento inexacto o retardado de la turbina que conduce a un bajo rendimiento	1	Error de diseño - ingeniería de software inadecuada	1	Prueba funcional. Mantenimiento periódico	4	4
		2.22. Componentes de la cadena de seguridad no funcionan bajo demanda	El fallo no puede ser localizado	Daños en varios componentes eléctricos, sobrecalentamiento, fuego o incluso explosión	3	Error de fabricación: componente de calidad inferior que conduce a la pérdida de continuidad	1	Prueba funcional. Mantenimiento periódico	4	12
						Error de instalación	2	Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción	3	18
		2.23. Deficiencia estructural - fallo de componentes (CMS)	Pérdida total de la capacidad del sensor para medir	Pérdida de retroalimentación de control, que conduce a bajo rendimiento o turbina inoperable	3	Error de fabricación: componentes del sensor de calidad inferior	1	Prueba funcional. Mantenimiento periódico	4	12
		2.24. Adquisición de datos hardware no funcionan bajo demandab (CMS)	Pérdida total o parcial de la capacidad del sensor para medir	Pérdida de retroalimentación de control, que conduce a bajo rendimiento o turbina inoperable	2	Error de fabricación: componente electrónico o software de calidad inferior que provoca el fallo en la transmisión o recepción de datos	1	Prueba funcional. Mantenimiento periódico	4	8



			2.25. Sobrecalentamiento en la cabina de control de potencia	Pérdida de control y retroalimentación	Turbina inoperable	3	Error de instalación - mala refrigeración	2	Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción	3	18	
			2.26. Interferencia de señal en la cabina de control de potencia	Pérdida de control y retroalimentación	Turbina inoperable	3	Error de instalación: mala gestión del cableado / conexión	2	Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción	3	18	
			2.27. Sobrecalentamiento en la interfaz del bus de comunicación	Pérdida de control y retroalimentación	Turbina inoperable	2	Error de instalación - mala refrigeración	2	Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción	2	8	
			2.28. Interferencia de señal en la interfaz del bus de comunicación	Pérdida de control y retroalimentación	Turbina inoperable	2	Error de instalación: mala gestión del cableado / conexión	3	Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción	2	12	

Tabla 11. FMECA 2 (función principal y fallo funcional 2)



SISTEMA: aerogenerador HAWT a barlovento, 3 palas, sistema pitch y velocidad variable, con caja de engranajes y generador eléctrico doblemente alimentado (DFIG)												
FUNCIÓN PRINCIPAL: convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica dentro de un límite de velocidad del viento definido (velocidad de conexión y velocidad de desconexión)												
Fallo funcional 3: pérdida de la calidad de la energía eléctrica producida												
Subsistema	Ensamblaje	Función (ensamblaje)	Modo de fallo	Efecto del fallo		Severidad	Causas de fallo	Ocurrencia	Métodos de detección	Detectabilidad	NPR	Comentarios/acciones de mejora
				Efecto local	Efecto final							
Módulo eléctrico	Convertidor de frecuencia	Desacoplar la frecuencia eléctrica de la red de la frecuencia mecánica del rotor, permitiendo el funcionamiento a velocidad variable del aerogenerador	3.1. Sobrecarga eléctrica al extraer corriente por encima de su nivel nominal (cortocircuito)	La energía eólica no puede convertirse en energía útil	El convertidor no funcionará y la energía eléctrica no se transmitirá al transformador	3	Sobrecorriente eléctrica	3	CM periódico (ME, TE). CM continuo	1	9	
							Insuficiente aislamiento	4	CM periódico (ME, TE).	2	24	
							Errores de fabricación/microchips contaminados/mala soldadura	1	Prueba funcional. Mantenimiento periódico	2	6	
							Error de mantenimiento	1	Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción. Observación casual	4	12	
			3.2. Fallo del módulo IGBT (RSC y GSC)	Aparición de armónicos y parpadeo en las propiedades de la energía generada	La energía generada no cumple los requisitos de calidad estipulados	3	Exceso de temperatura	3	CM periódico (ME, TE). CM continuo	1	9	
							Fallo eléctrico, cortocircuito	3	Mantenimiento periódico	3	27	
							Fallo de material, corrosión electroquímica	3	CM periódico (ME, TE).	2	18	
			3.3. Fallo en el enlace DC	Imposibilidad de regular las fluctuaciones de potencia	Inestabilidad en el voltaje de la energía producida	2	Fallo en el comportamiento del condensador	3	CM periódico (ME, TE). CM continuo	1	6	
							Bajo voltaje de línea de alimentación	3	CM periódico (ME, TE). CM continuo	1	6	
							Mala conexión	1	Mantenimiento periódico. Interferencia en la producción.	3	6	



								Observación casual				
			3.4. Refrigeración insuficiente (ventiladores)	Fallo en los componentes de electrónica de potencia	Pérdida de propiedades energéticas de la electricidad	3	Sobrecalentamiento	2	CM periódico (ME, TE). CM continuo	1	6	
							Fallo eléctrico aleatorio	3	Mantenimiento periódico	3	27	

Tabla 12. FMECA 3 (función principal y fallo funcional 3)



SISTEMA: aerogenerador HAWT a barlovento, 3 palas, sistema pitch y velocidad variable, con caja de engranajes y generador eléctrico doblemente alimentado (DFIG)														
FUNCIÓN SECUNDARIA: aumentar el voltaje de la energía producida por el generador eléctrico														
Fallo funcional 4: no se eleva el voltaje de la electricidad producida														
Subsistema	Ensamblaje	Subensamblaje	Componente	Función (componente)	Modo de fallo	Efecto del fallo		Severidad	Causas de fallo	Ocurrencia	Métodos de detección	Detectabilidad	NPR	Comentarios/acciones de mejora
						Efecto local	Efecto final							
Módulo eléctrico	Sistema eléctrico de potencia	Circuito de potencia	Transformador MV	Elevar la baja tensión del generador eléctrico (≈ 690 V) a media tensión (33 kV)	4.1. Pérdida de aislamiento en el devanado primario y secundario	No se produce el cambio de voltaje. Efectos significativos en el transformador	El transformador no transferirá la energía eléctrica a la red	3	Fallo eléctrico, fallo a tierra o de aislamiento	4	Mantenimiento periódico	4	48	
									Impacto de un rayo	3	Inspección del sistema de protección contra rayos	4	36	
									Degradación del aislamiento debido a problemas de calidad de fabricación / instalación	1	Mantenimiento periódico. Inspección visual	3	9	
					4.2. Integridad estructural comprometida para mantener el núcleo en su lugar	Deterioro en los componentes del transformador. Sobrecalentamiento	Pérdidas energéticas severas	3	Fallo de material, sobrecarga local que causa fatiga	3	CM periódico (ME, TE).	2	18	
									Capacidad insuficiente para hacer frente a cargas estáticas y dinámicas	2	CM periódico (ME, TE). CM continuo	1	6	
									Fabricación fuera de tolerancia	1	Prueba funcional. Mantenimiento periódico	4	12	



					4.3. Sobrecalentamiento del sistema de refrigeración	Fallo en el transformador	No se aumenta el voltaje que requiere el sistema de recolección de energía	3	Mala lubricación de bujes del ventilador	3	Mantenimiento periódico	3	27	
									Fallo eléctrico aleatorio	3	Mantenimiento periódico	3	27	
					4.4. Fallo del tanque	Generación de grietas o filtraciones en las paredes del tanque	El transformador no aumenta el voltaje de la energía producida	1	Fallo de material, sobrecarga y rotura	2	CM periódico (ME, TE).	2	4	
									Alta humedad	2	CM periódico (ME, TE). CM continuo	1	2	
									Estrés ambiental	3	CM periódico (ME, TE). CM continuo	1	3	
									Deterioro del aceite	2	CM periódico (AC). CM continuo	1	2	
	Sistema eléctrico de potencia	Circuito de potencia	Cuadro eléctrico MV	Proteger, controlar y aislar los equipos eléctricos del transformador MV	4.5. Fallo de los disyuntores, fusibles y relés de protección	Inutilización del transformador	Interrupción en el proceso de conversión de voltaje	3	Circuito sobrecargado	3	CM periódico (ME, TE). CM continuo	1	9	
									Fallo eléctrico, cortocircuito	4	Mantenimiento periódico	3	36	

Tabla 13. FMECA 4 (función secundaria y fallo funcional 4)



5.9. Presentación de resultados

Las tablas FMECA rellenas anteriormente puede que no arrojen la suficiente claridad en los resultados. El objetivo de este apartado es ilustrar gráficamente los datos obtenidos y comprender cuáles son los modos de fallo y causas de fallo más convencionales en el aerogenerador offshore, dependiendo de las funciones y fallos funcionales del sistema.

En primer lugar, se representan los distintos modos de fallo de cada subsistema y ensamblaje de cada tabla, en función del valor de severidad asociado a los mismos.

❖ FMECA 1 (función principal y fallo funcional 1):

- Subsistema: rotor
- Ensamblaje: palas y buje

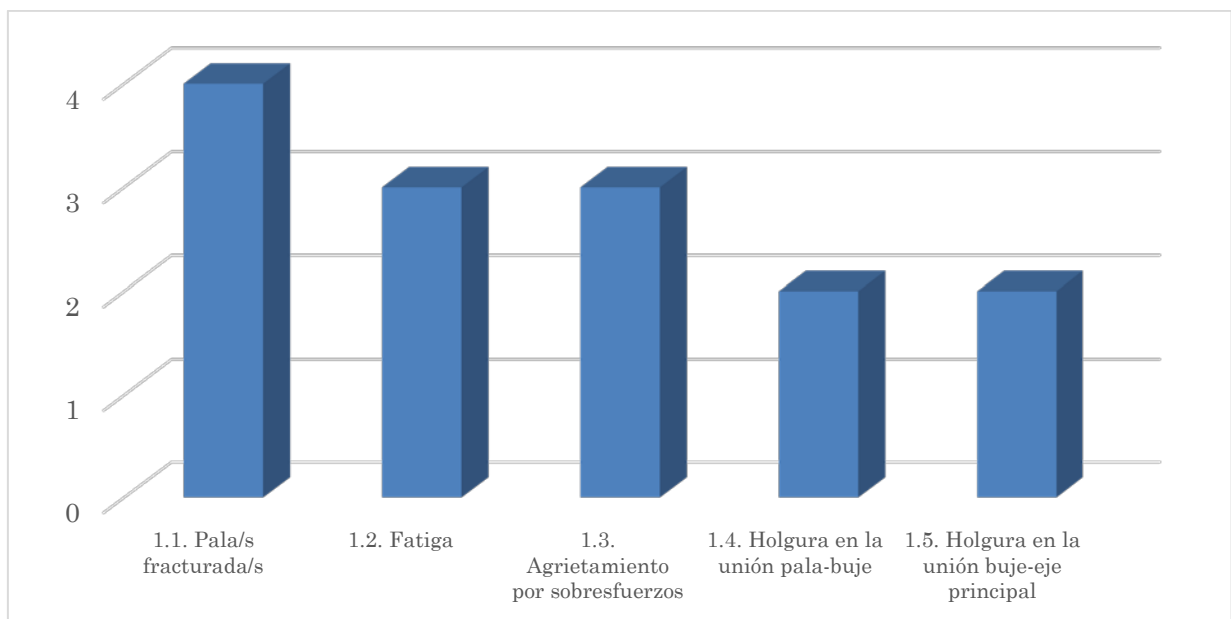


Figura 92. Severidad de los modos de fallo de las palas y el buje



- Subsistema: tren de transmisión
- Ensamblaje: conjunto de eje principal

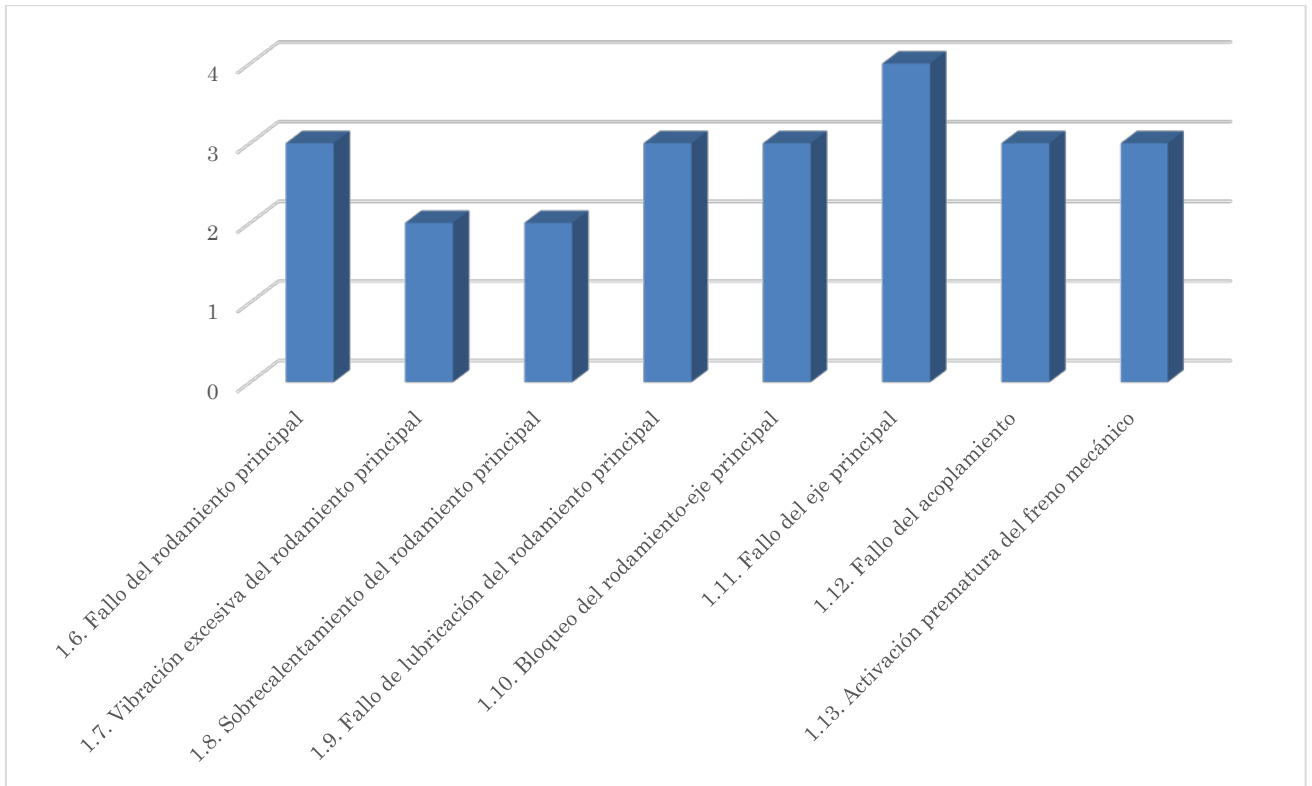


Figura 93. Severidad de los modos de fallo del conjunto de eje principal

- Subsistema: tren de transmisión
- Ensamblaje: caja de engranajes

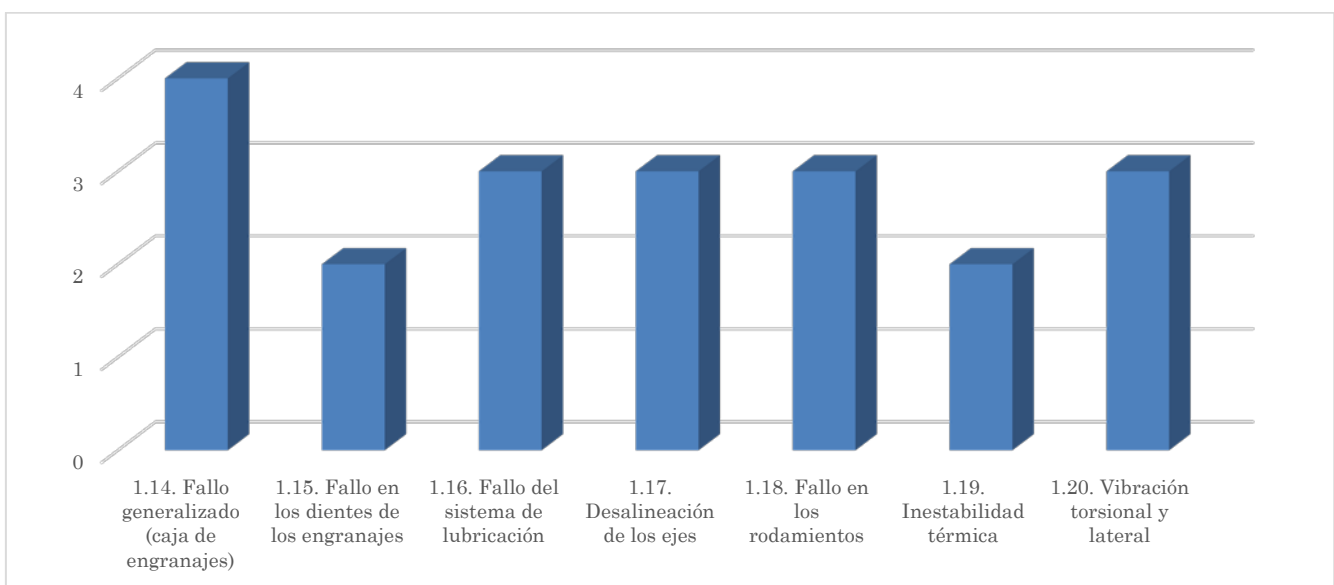


Figura 94. Severidad de los modos de fallo de la caja de engranajes



- Subsistema: módulo eléctrico
- Ensamblaje: generador

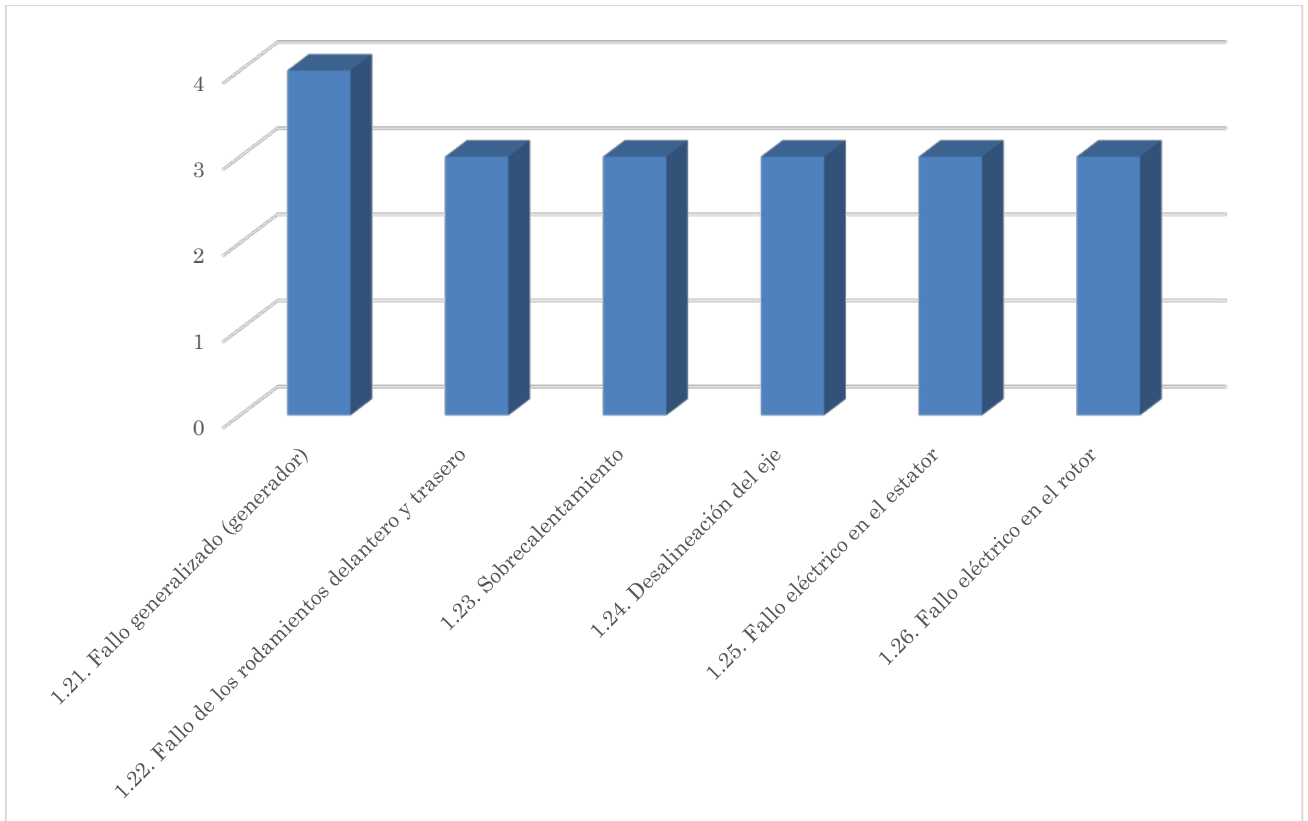


Figura 95. Severidad de los modos de fallo del generador

- Subsistema: góndola
- Ensamblaje: auxiliares

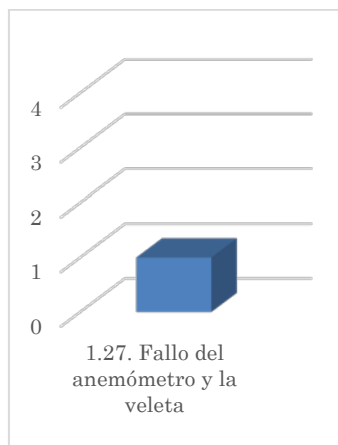


Figura 96. Severidad del modo de fallo de los auxiliares de la góndola



- Subsistema: estructura de soporte
- Ensamblaje: torre

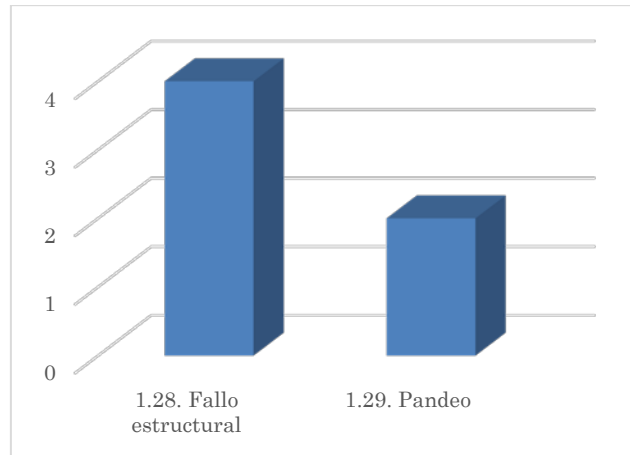


Figura 97. Severidad de los modos de fallo de la torre

- Subsistema: estructura de soporte
- Ensamblaje: cimentación

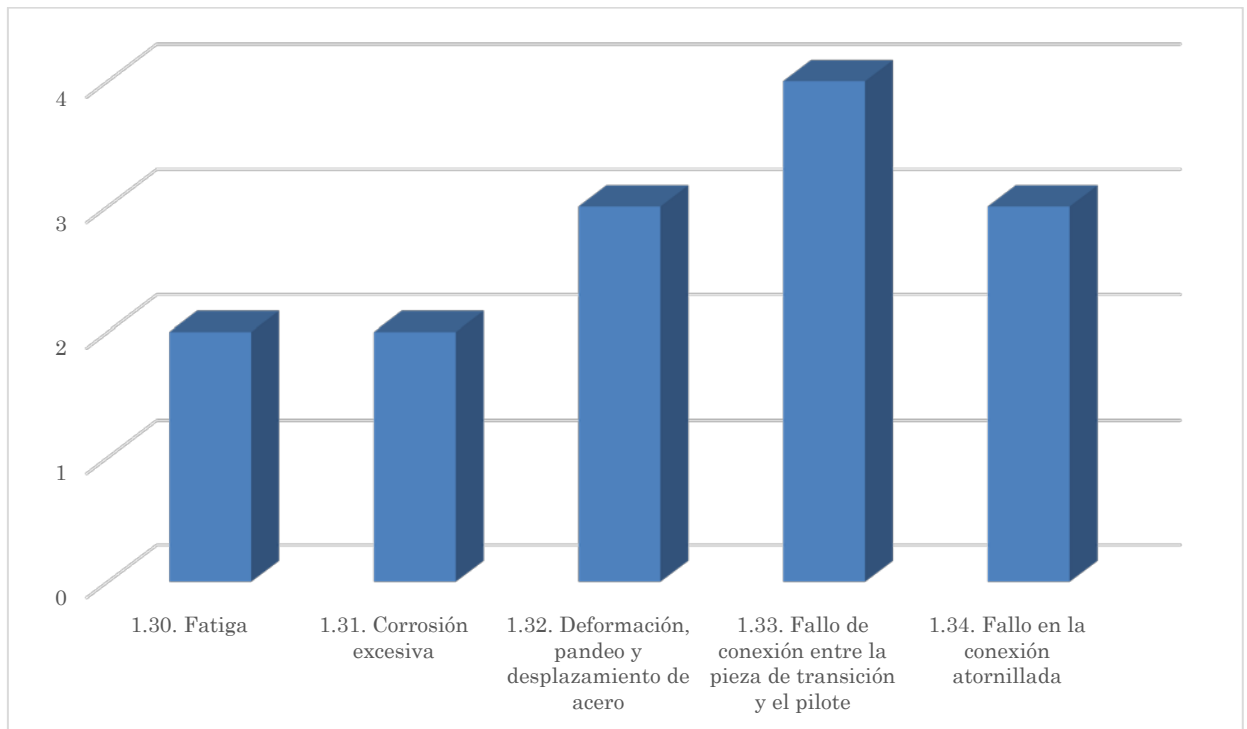


Figura 98. Severidad de los modos de fallo de la cimentación



❖ FMECA 2 (función principal y fallo funcional 2):

- Subsistema: rotor
- Ensamblaje: palas

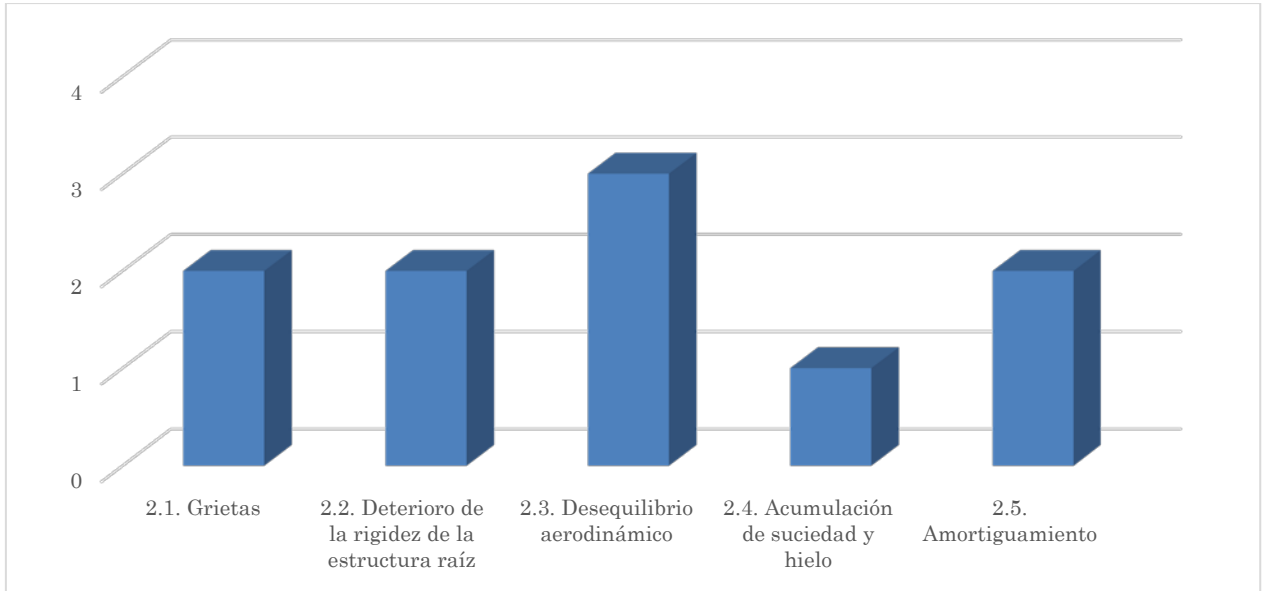


Figura 99. Severidad de los modos de fallo de las palas

- Subsistema: rotor
- Ensamblaje: sistema pitch (hidráulico)

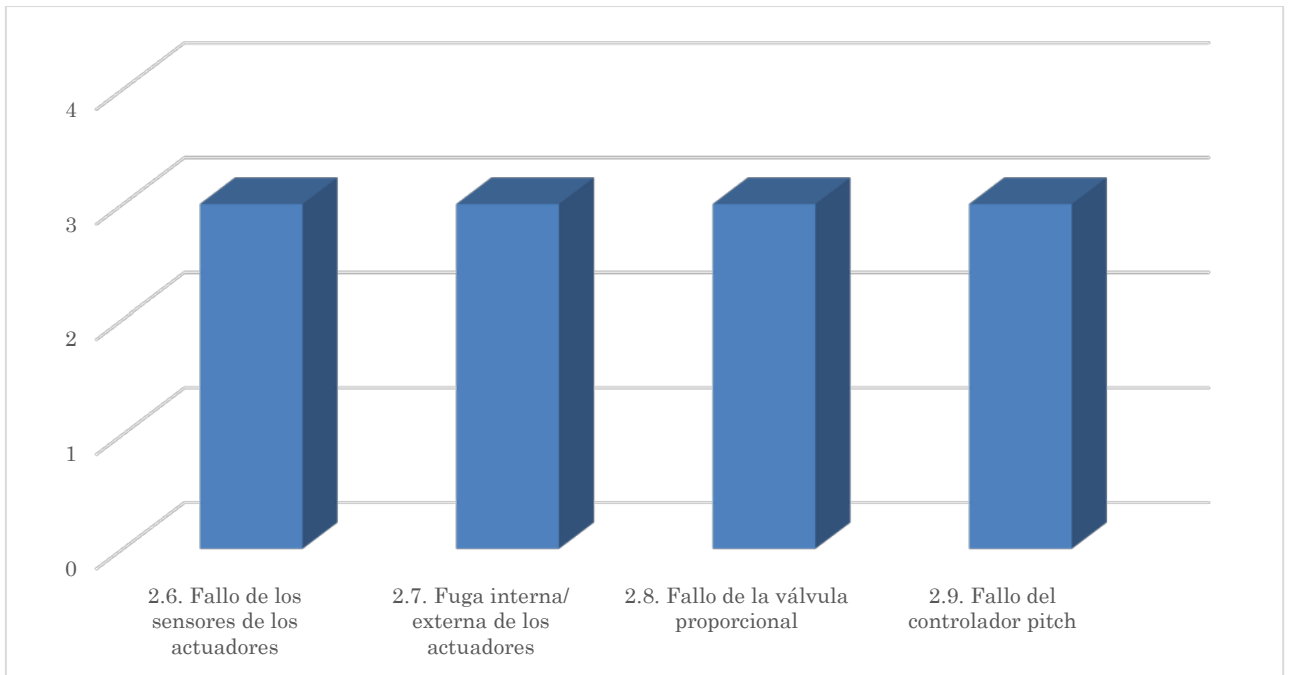


Figura 100. Severidad de los modos de fallo del sistema pitch (hidráulico)

- Subsistema: tren de transmisión
- Ensamblaje: conjunto de eje principal

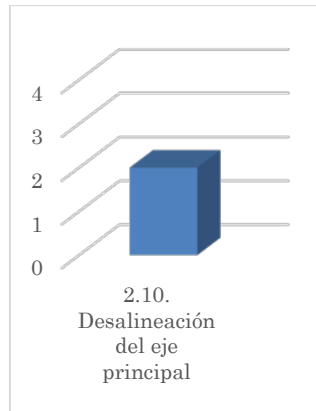


Figura 101. Severidad del modo de fallo del conjunto de eje principal

- Subsistema: góndola
- Ensamblaje: sistema yaw

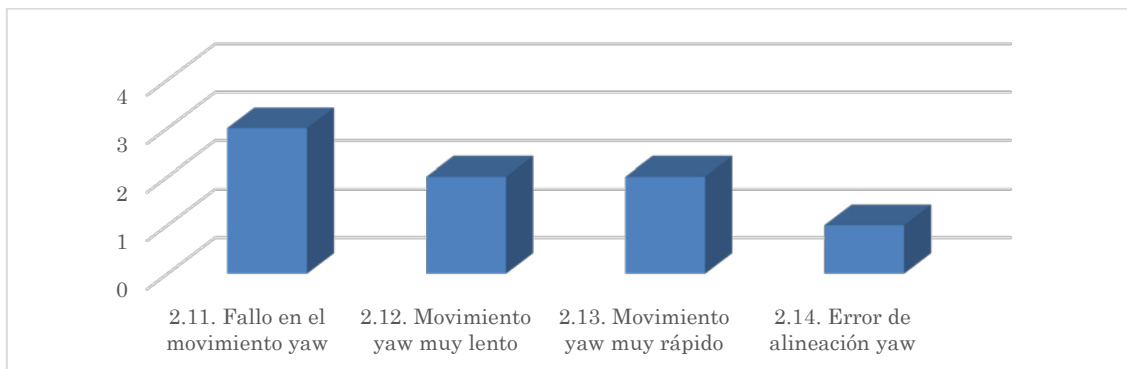


Figura 102. Severidad de los modos de fallo del sistema yaw

- Subsistema: góndola
- Ensamblaje: auxiliares

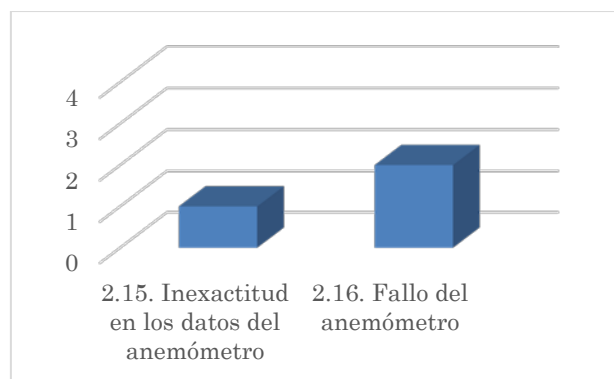


Figura 103. Severidad de los modos de fallo de los auxiliares de la góndola



- Subsistema: módulo eléctrico
- Ensamblaje: sistema de control y comunicación

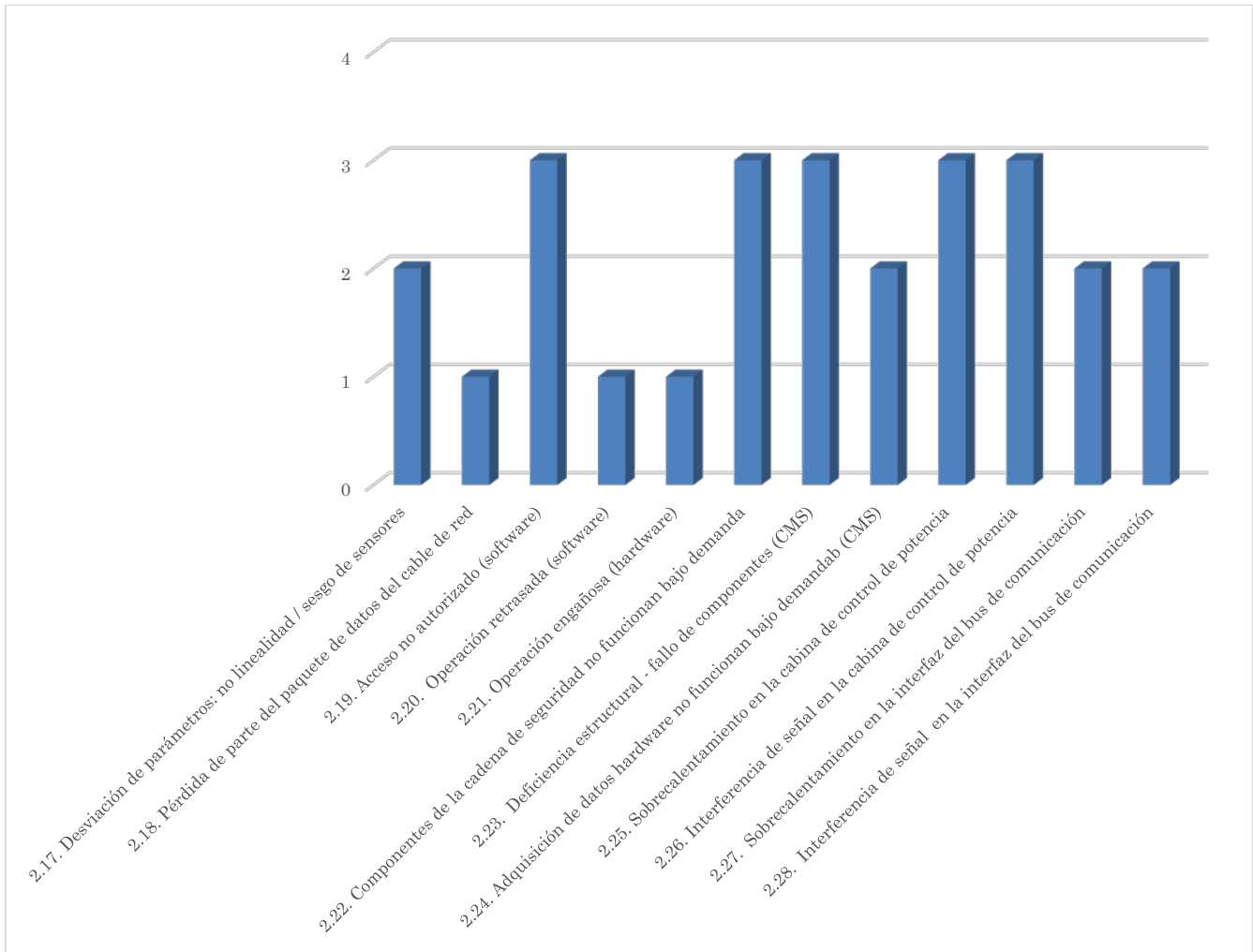


Figura 104. Severidad de los modos de fallo del sistema de control y comunicación



❖ FMECA 3 (función principal y fallo funcional 3):

- Subsistema: módulo eléctrico
- Ensamblaje: convertidor de frecuencia

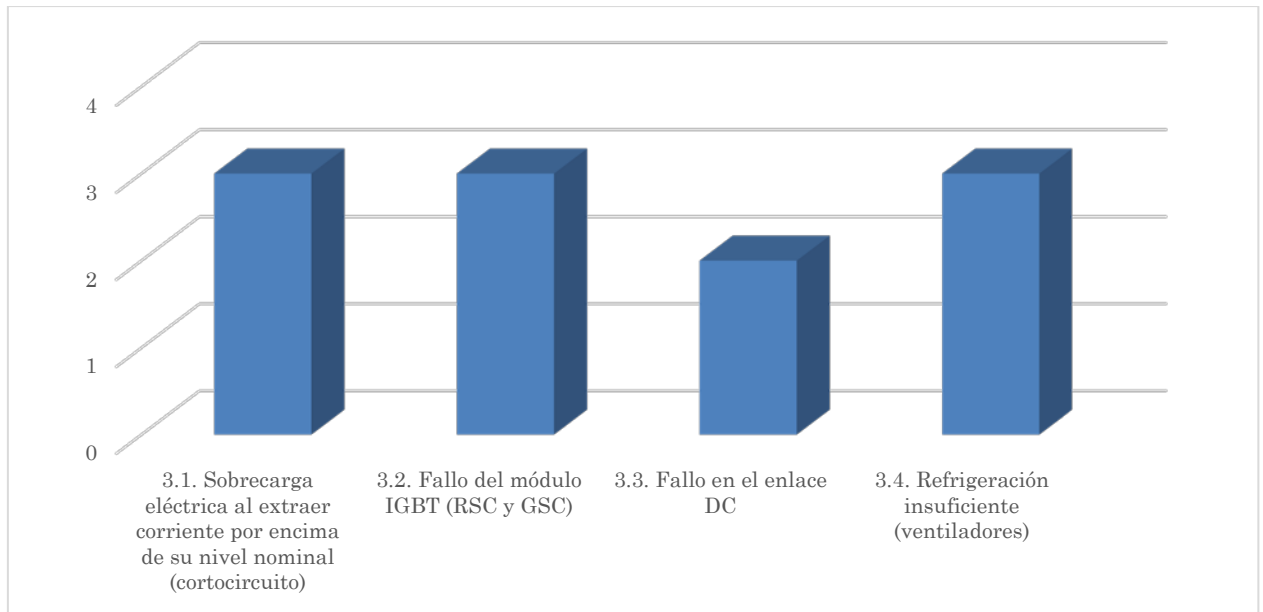


Figura 105. Severidad de los modos de fallo del convertidor de frecuencia

❖ FMECA 4 (función secundaria y fallo funcional 4):

- Subsistema: módulo eléctrico
- Ensamblaje: sistema eléctrico de potencia

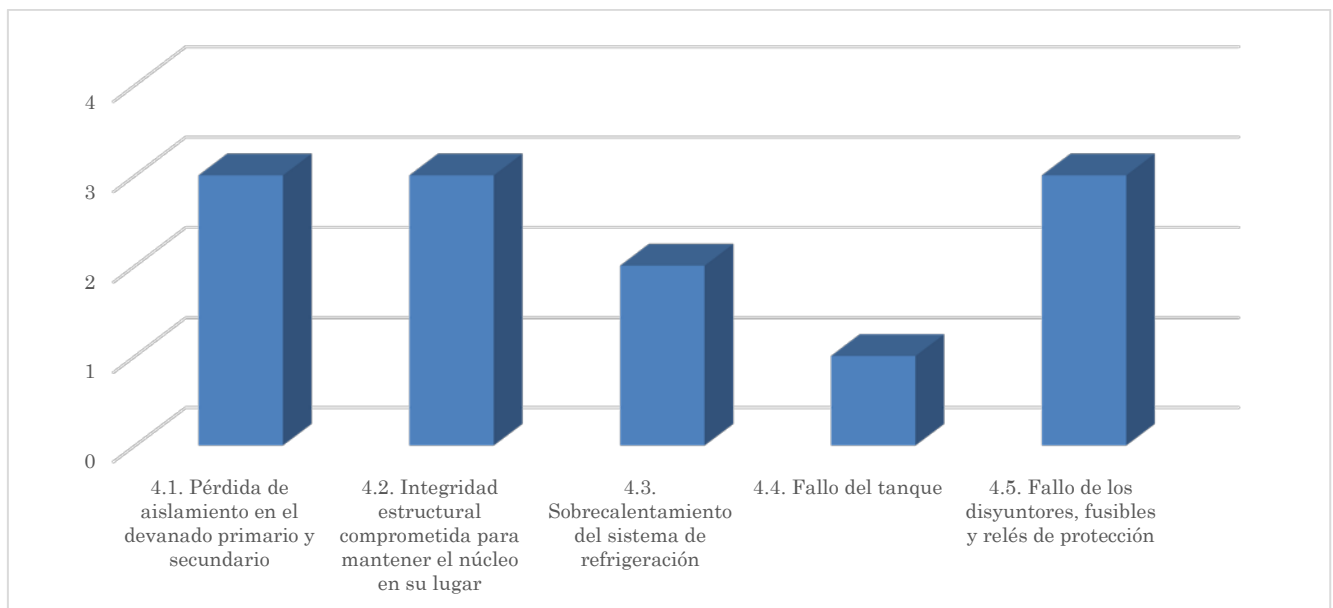


Figura 106. Severidad de los modos de fallo del sistema eléctrico de potencia (transformador MV y cuadro eléctrico)



En segundo y último lugar, se muestran las gráficas con las métricas “Severidad”, “Ocurrencia” y “Detectabilidad” de las distintas causas de fallo de cada modo de fallo de los diferentes subsistemas y ensamblajes de cada tabla, en función del NPR asociado a dichos fallos.

El NPR nos proporciona un valor relacionado con la criticidad de los fallos producidos en la turbina eólica y su evaluación cuantitativa se define en la Tabla 14.

Criticidad	NPR
Alta	44-64
Media	22-43
Baja	0-21

Tabla 14. Evaluación de la criticidad en función del NPR

❖ FMECA 1 (función principal y fallo funcional 1):

- Subsistema: rotor
- Ensamblaje: palas y buje

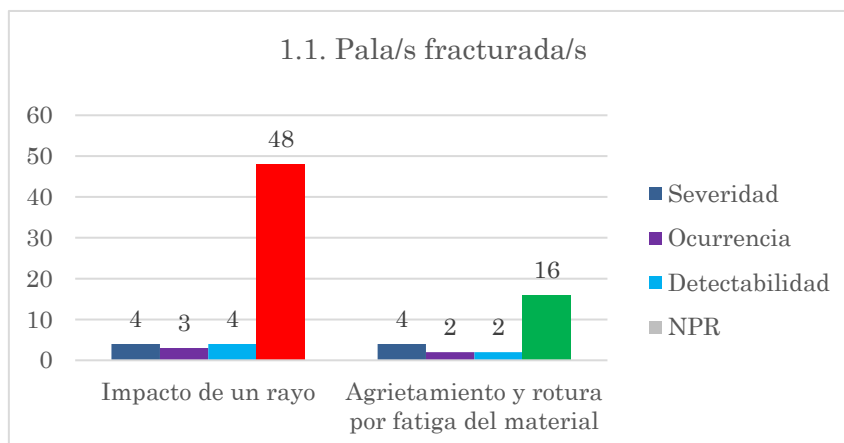


Figura 107. NPR de las causas de las palas fracturadas

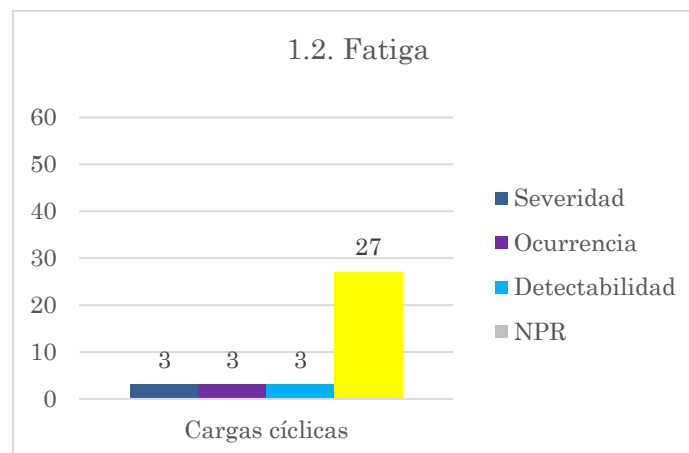


Figura 108. NPR de la causa de la fatiga

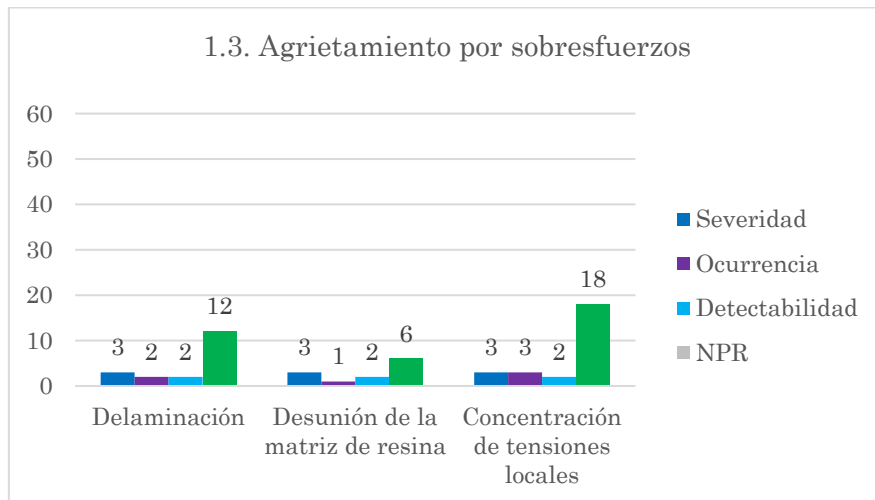


Figura 109. NPR de las causas del agrietamiento por sobreesfuerzos

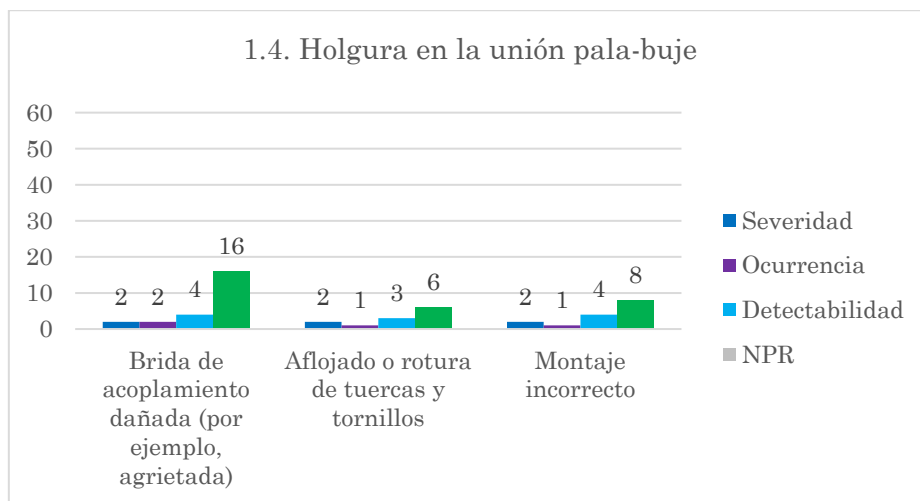


Figura 110. NPR de las causas de la holgura en la unión pala-buje

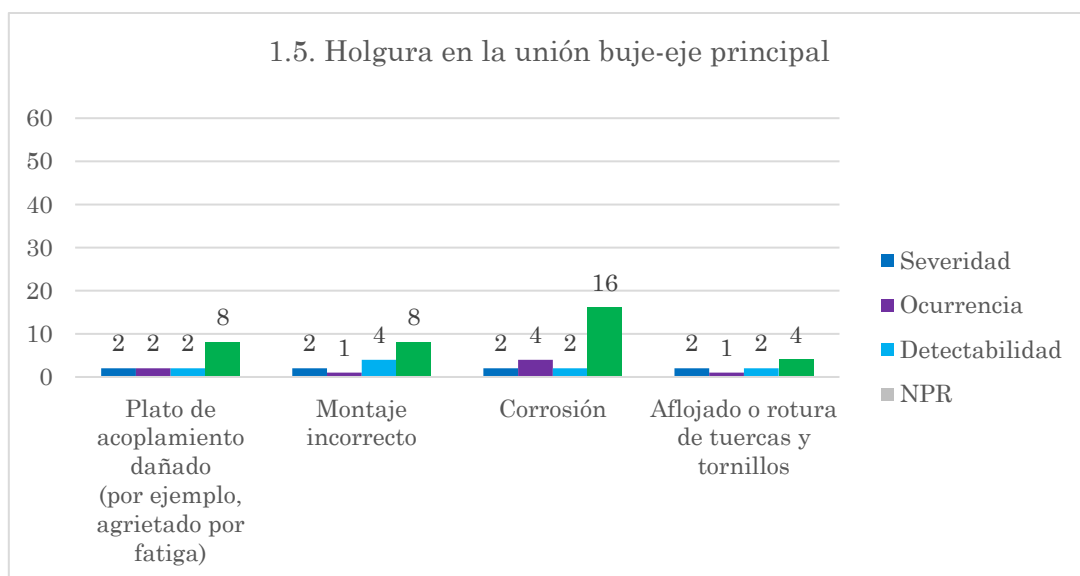


Figura 111. NPR de las causas de la holgura en la unión buje-eje principal



- Subsistema: tren de transmisión
- Ensamblaje: conjunto de eje principal

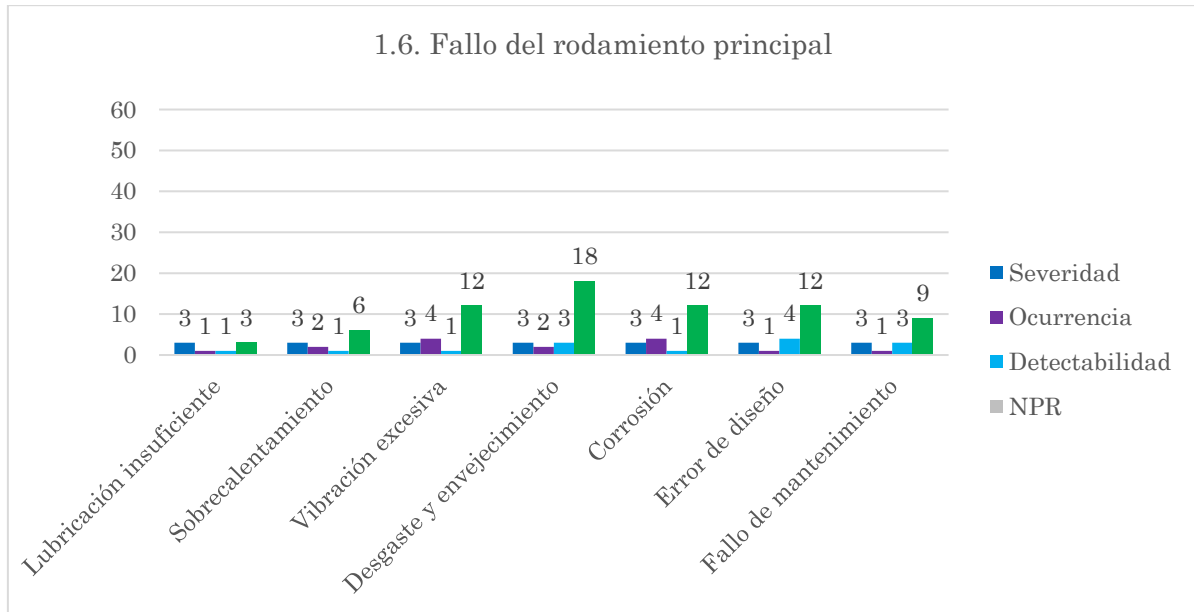


Figura 112. NPR de las causas del fallo del rodamiento principal

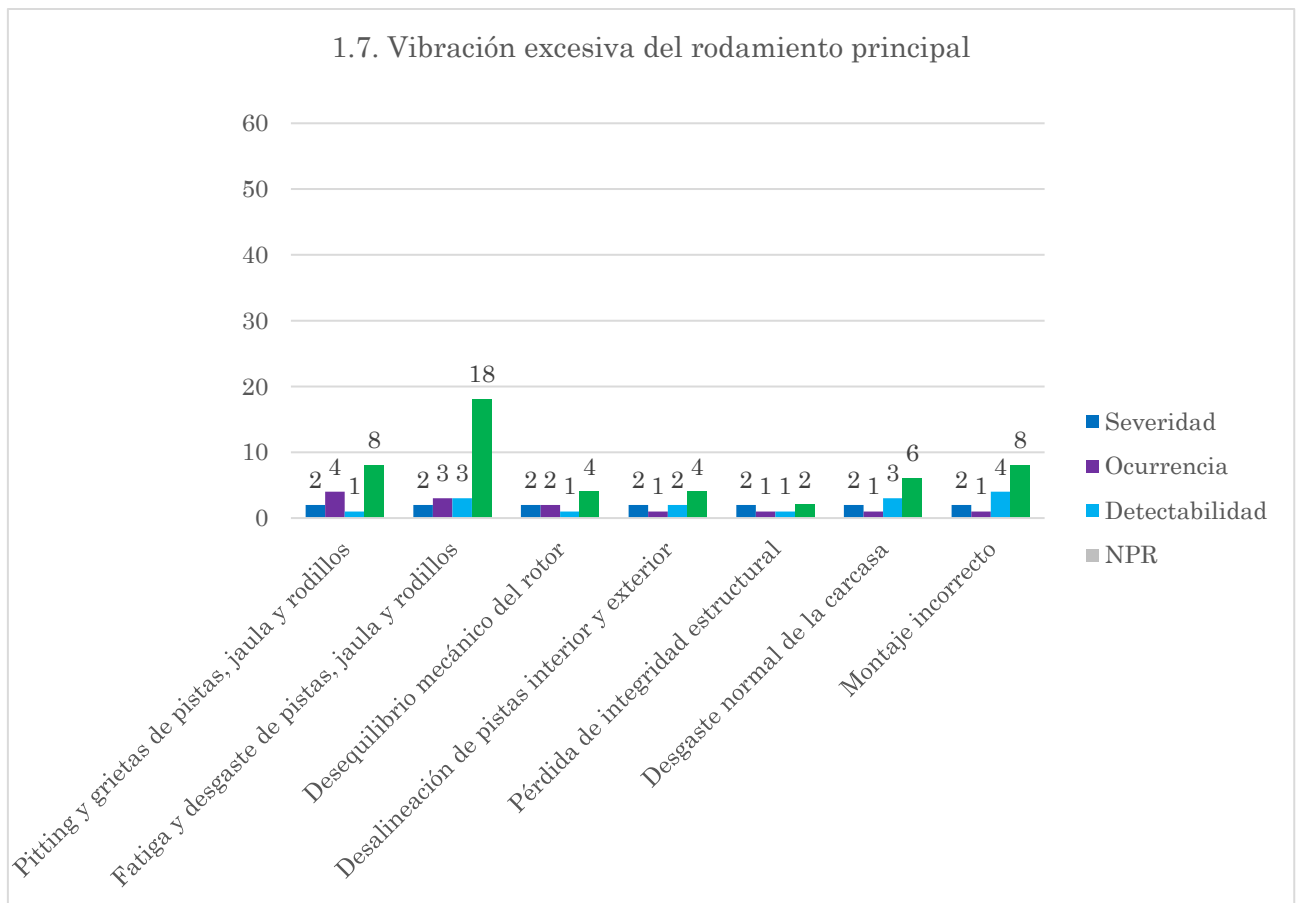


Figura 113. NPR de las causas de la vibración excesiva del rodamiento principal

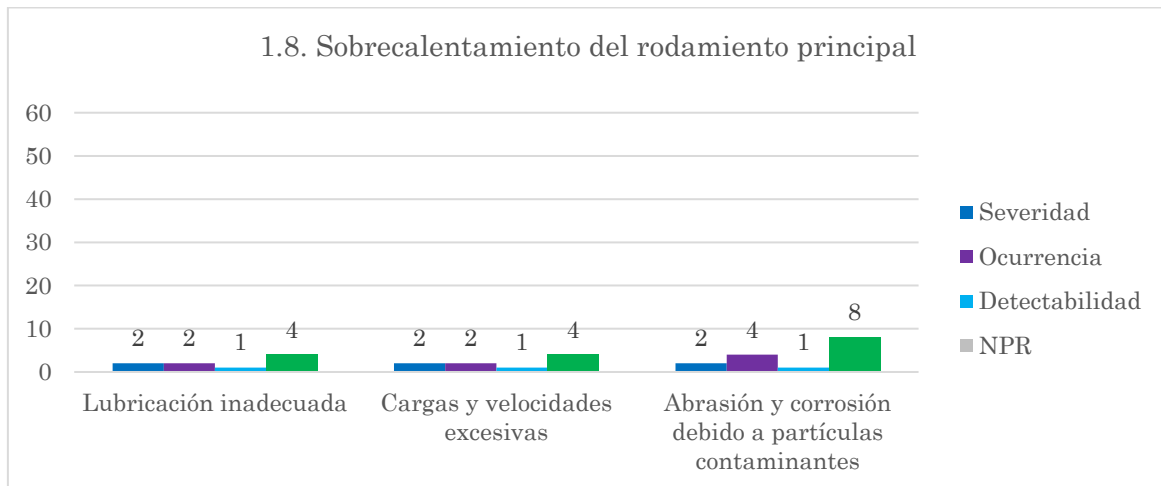


Figura 114. NPR de las causas del sobre calentamiento del rodamiento principal

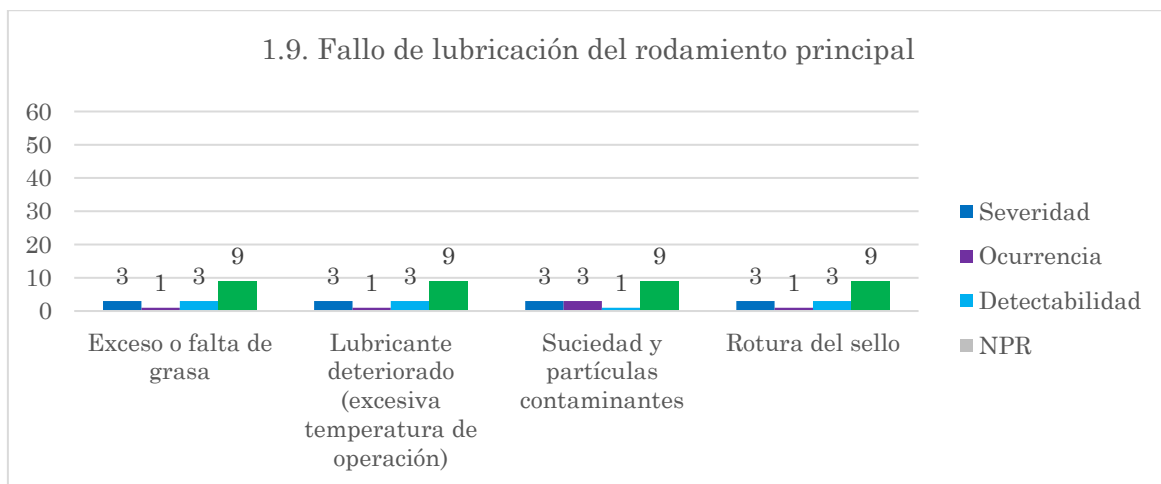


Figura 115. NPR de las causas del fallo de lubricación del rodamiento principal

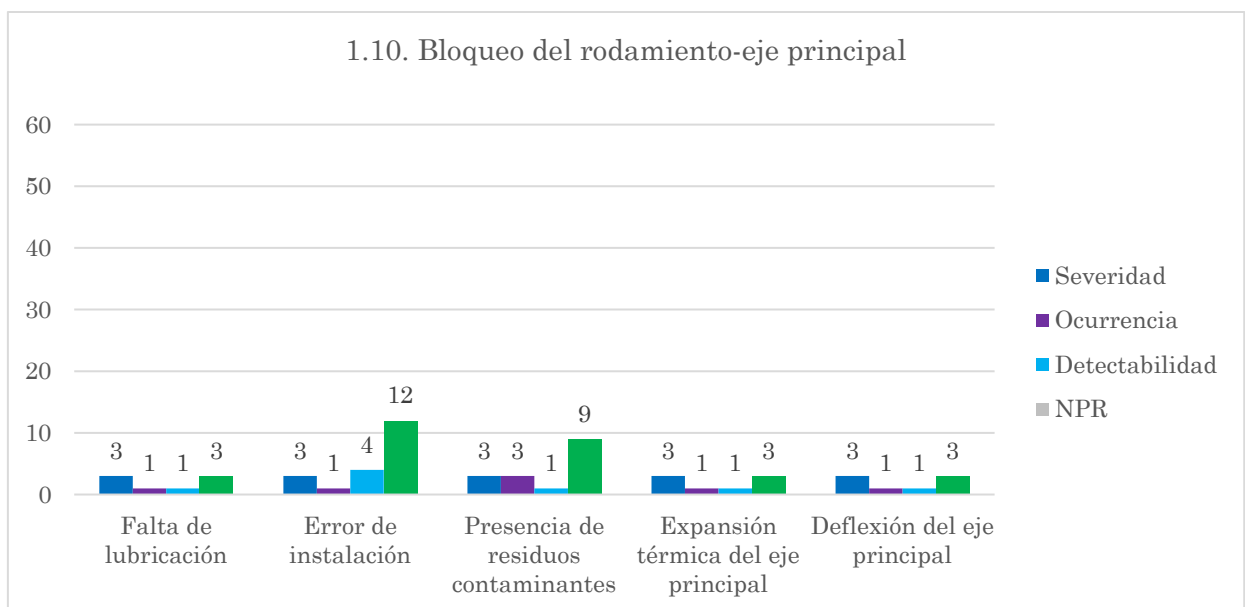


Figura 116. NPR de las causas del bloqueo del rodamiento-eje principal

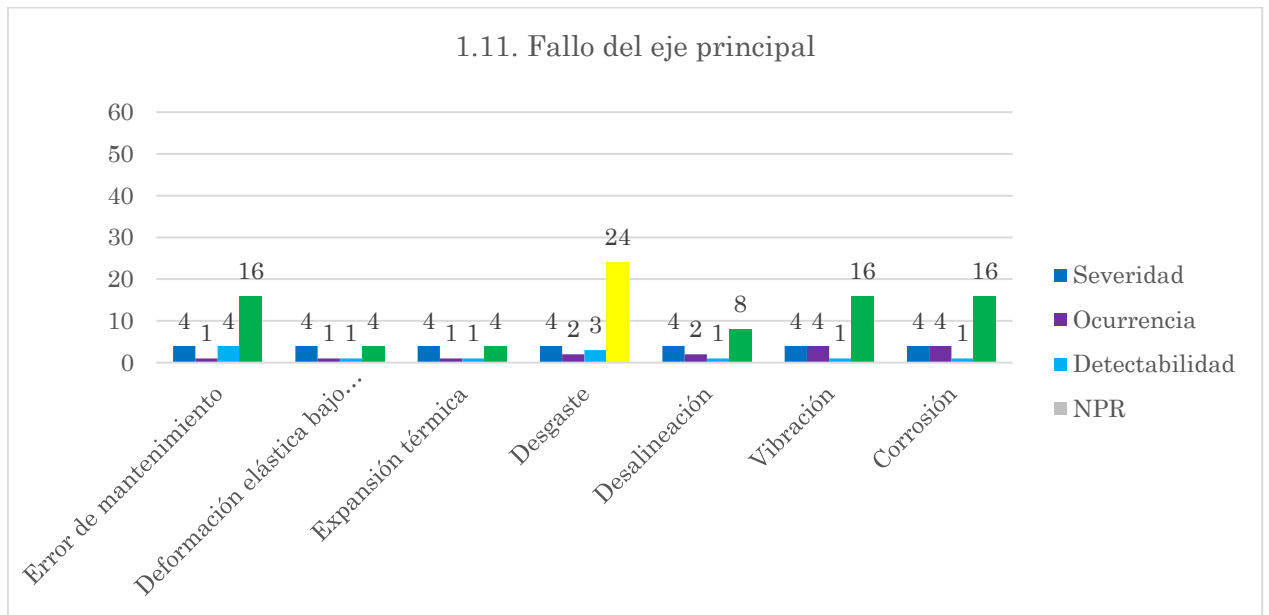


Figura 117. NPR de las causas del fallo del eje principal

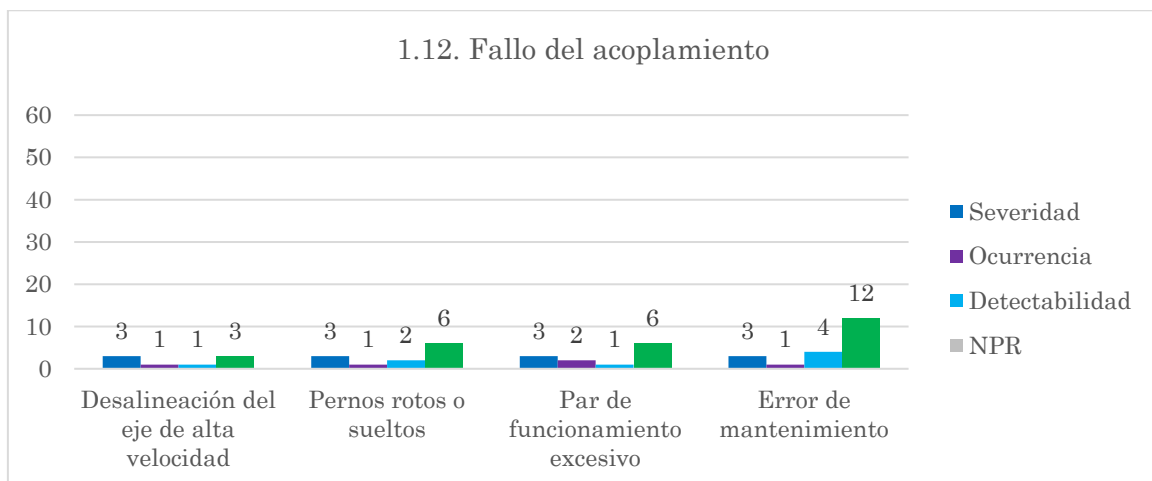


Figura 118. NPR de las causas del fallo del acoplamiento

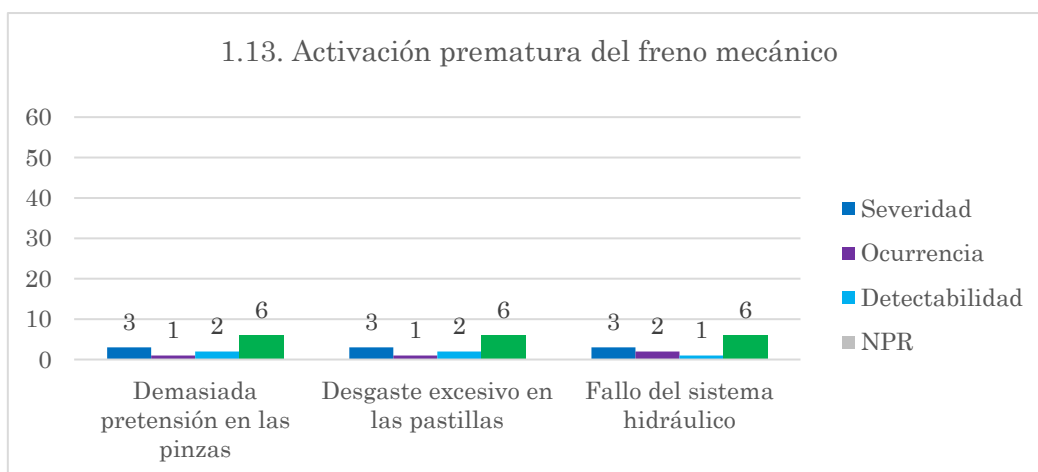


Figura 119. NPR de las causas de la activación prematura del freno mecánico



- Subsistema: tren de transmisión
- Ensamblaje: caja de engranajes

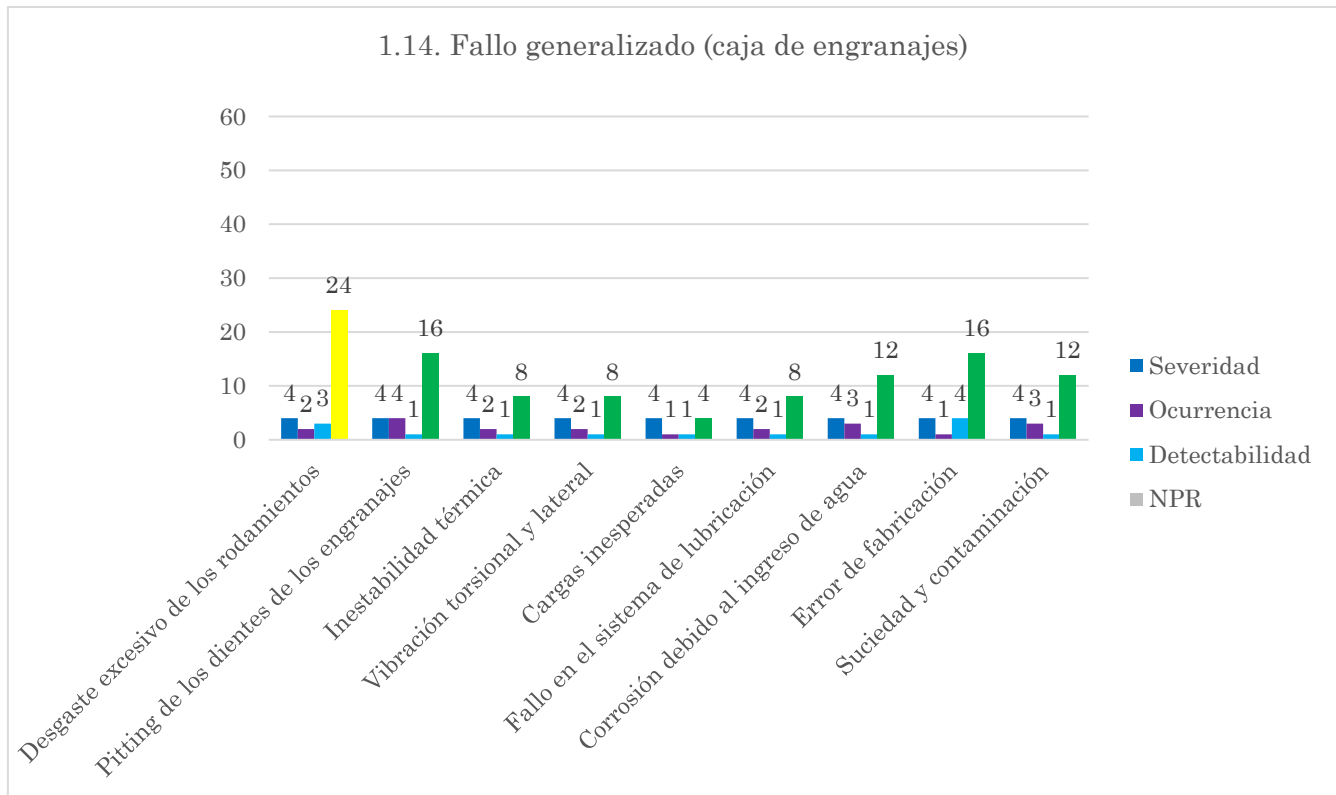


Figura 120. NPR de las causas del fallo generalizado de la caja de engranajes

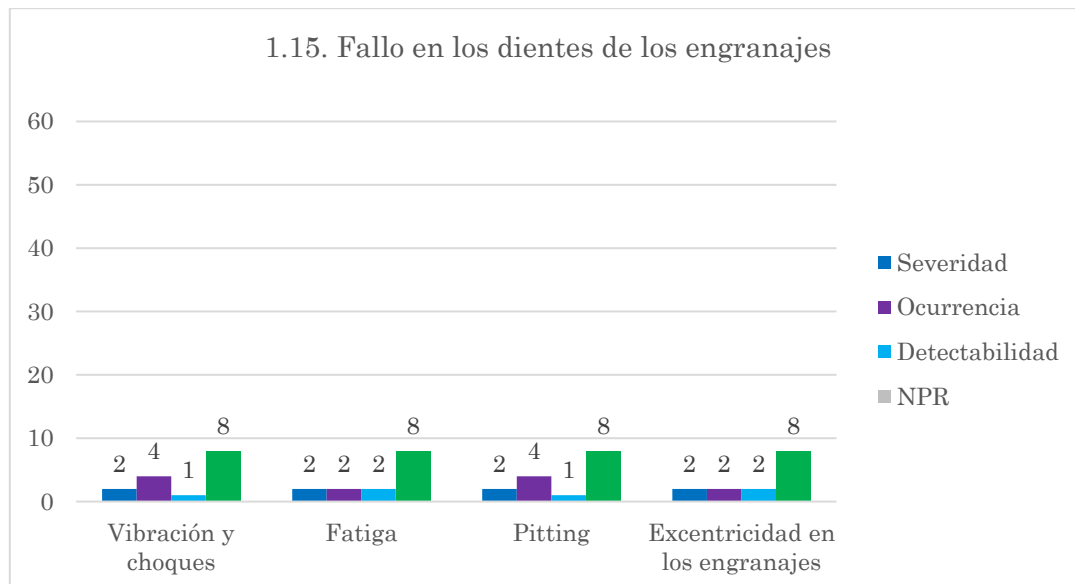


Figura 121. NPR de las causas del fallo en los dientes de los engranajes

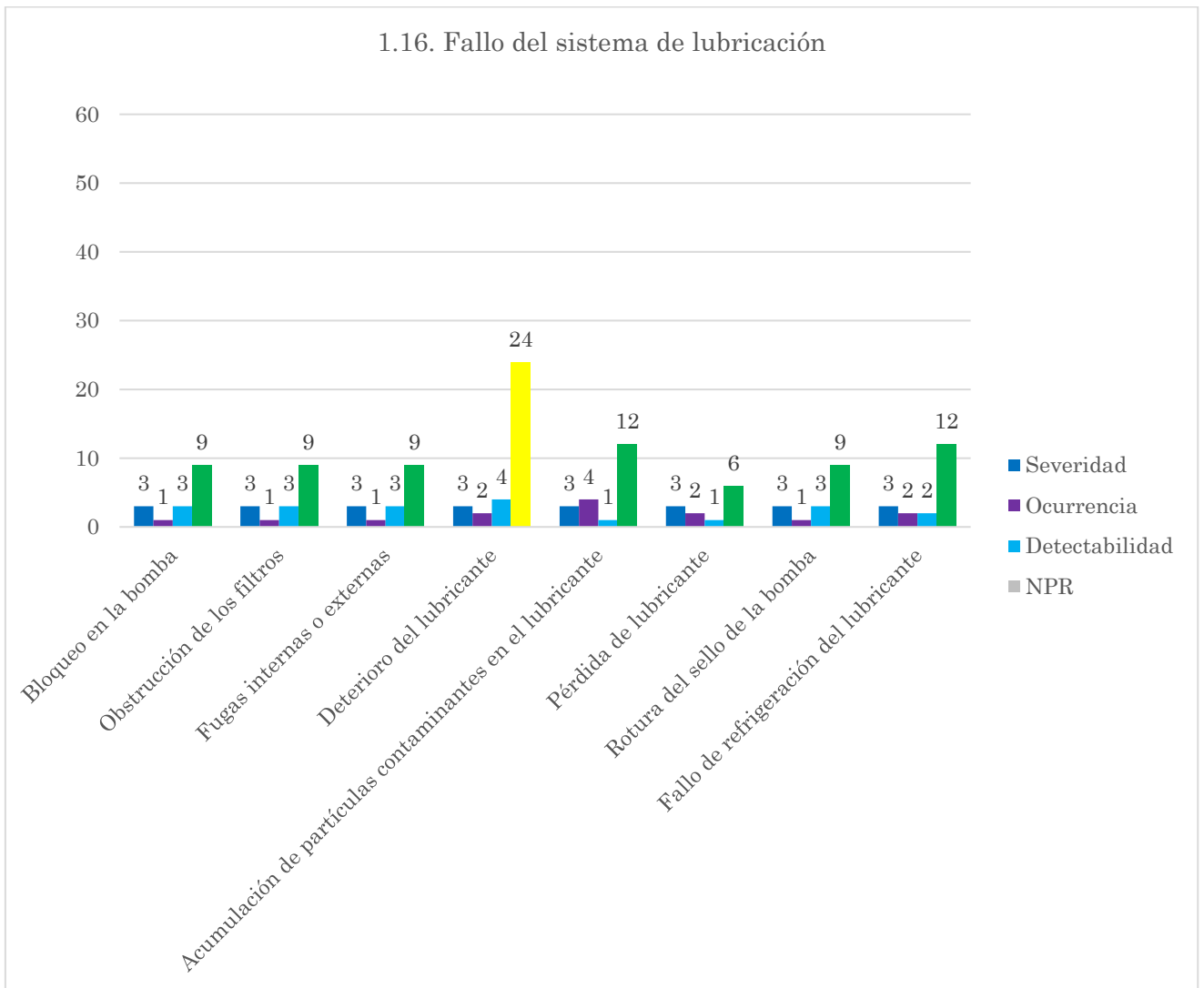


Figura 122. NPR de las causas del fallo del sistema de lubricación

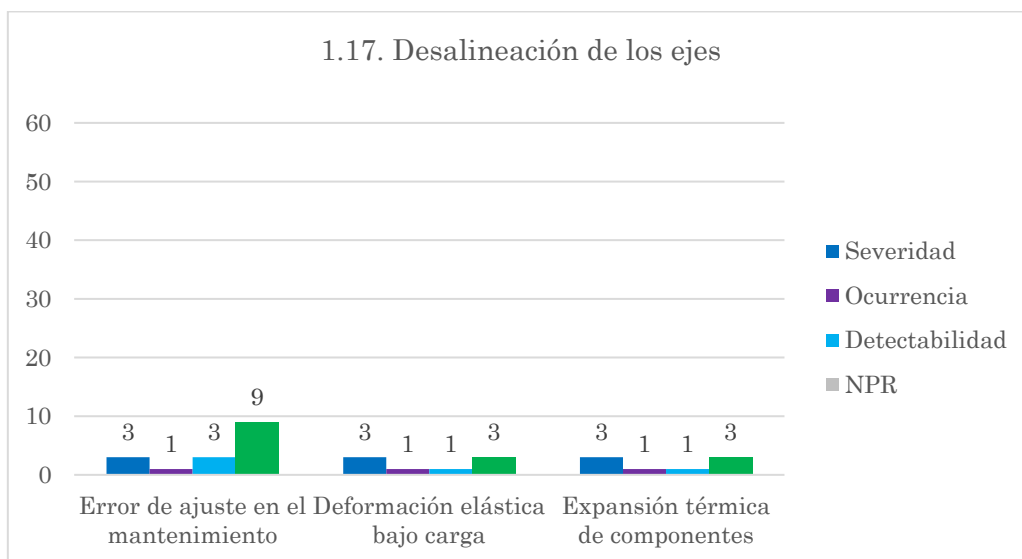


Figura 123. NPR de las causas de la desalineación de los ejes

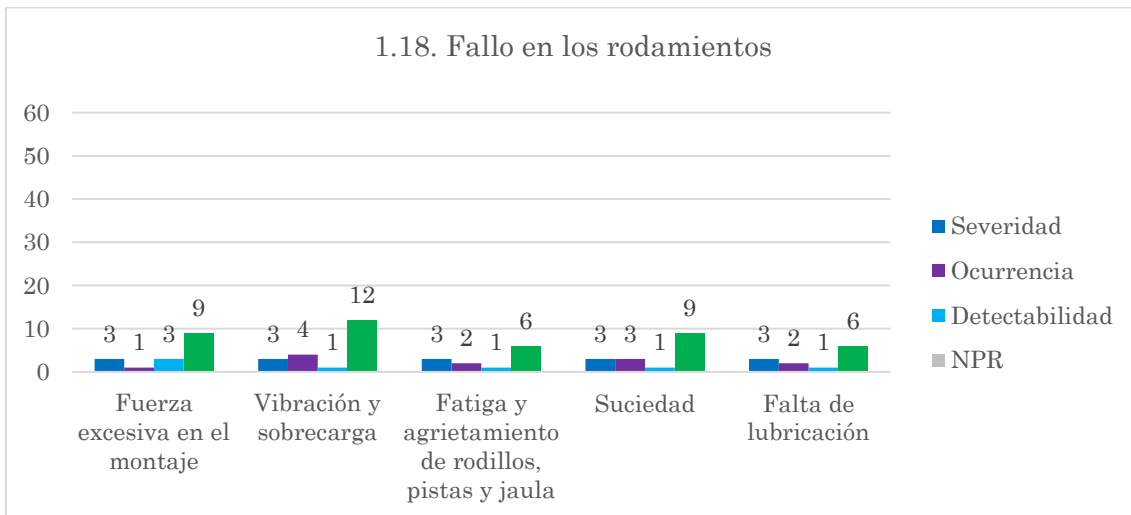


Figura 124. NPR de las causas del fallo en los rodamientos

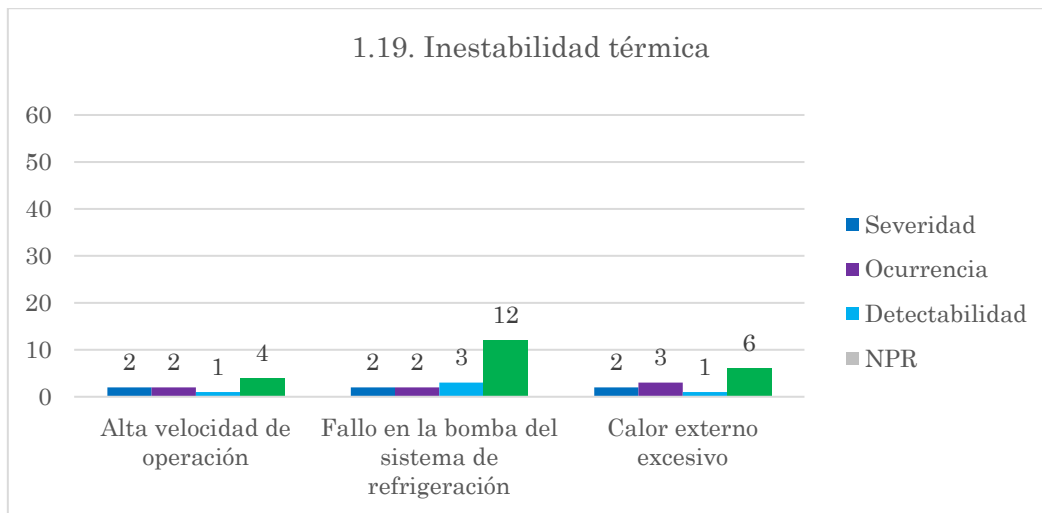


Figura 125. NPR de las causas de la inestabilidad térmica

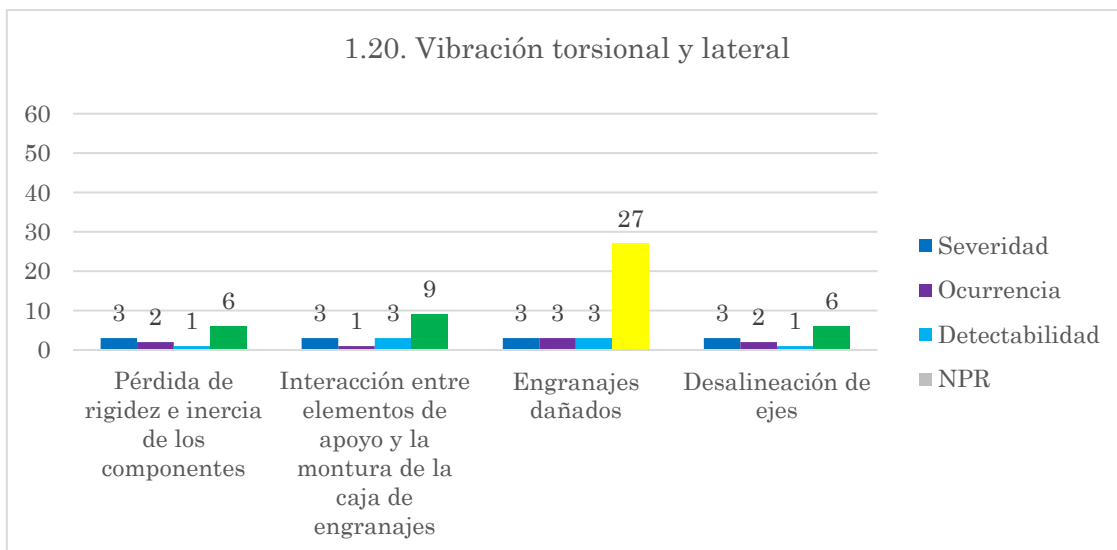


Figura 126. NPR de las causas de la vibración torsional y lateral



- Subsistema: módulo eléctrico
- Ensamblaje: generador

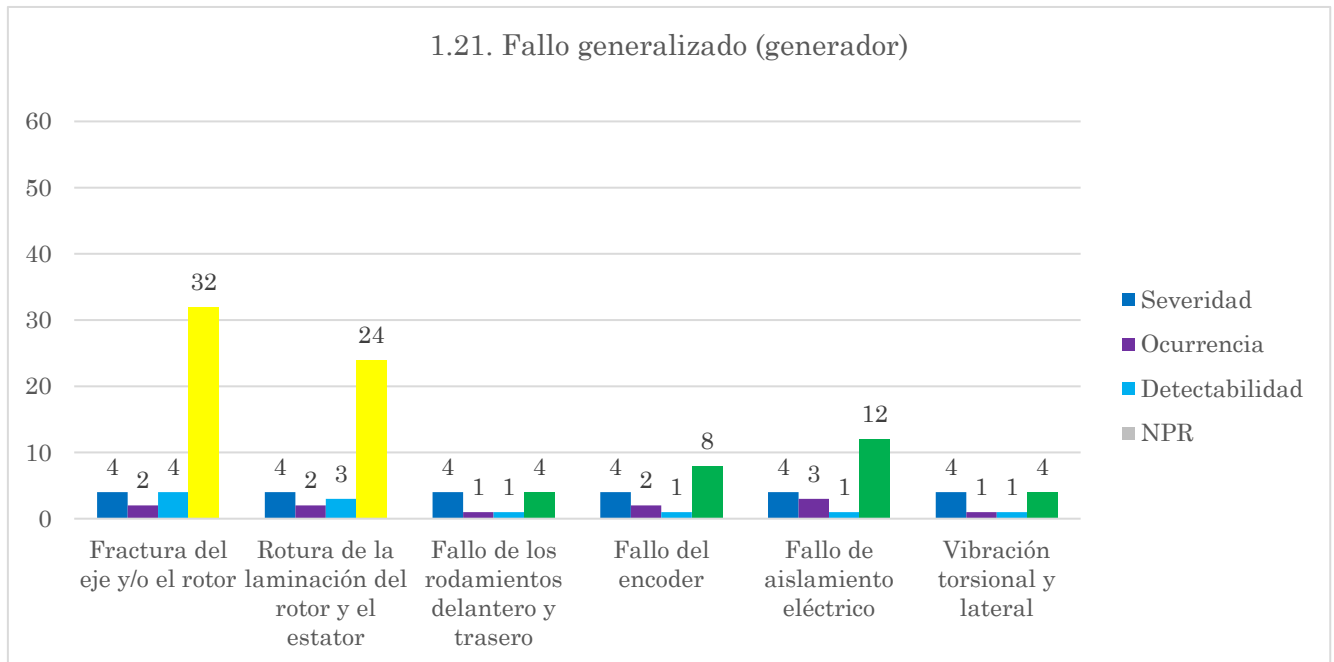


Figura 127. NPR de las causas del fallo generalizado del generador

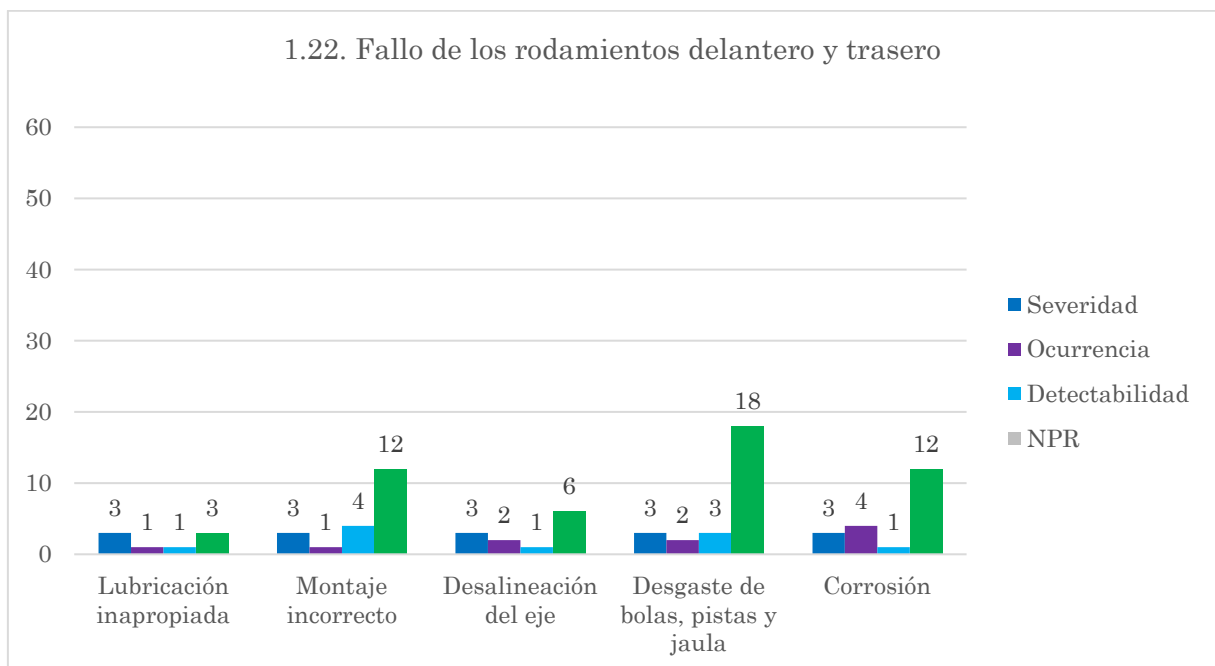


Figura 128. NPR de las causas del fallo de los rodamientos delantero y trasero

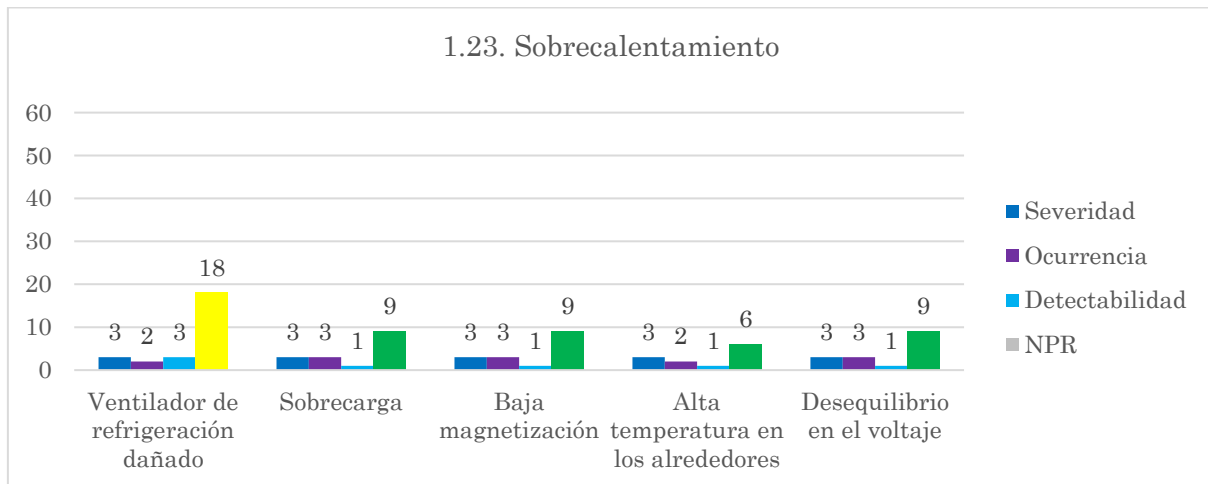


Figura 129. NPR de las causas del fallo del sobre calentamiento

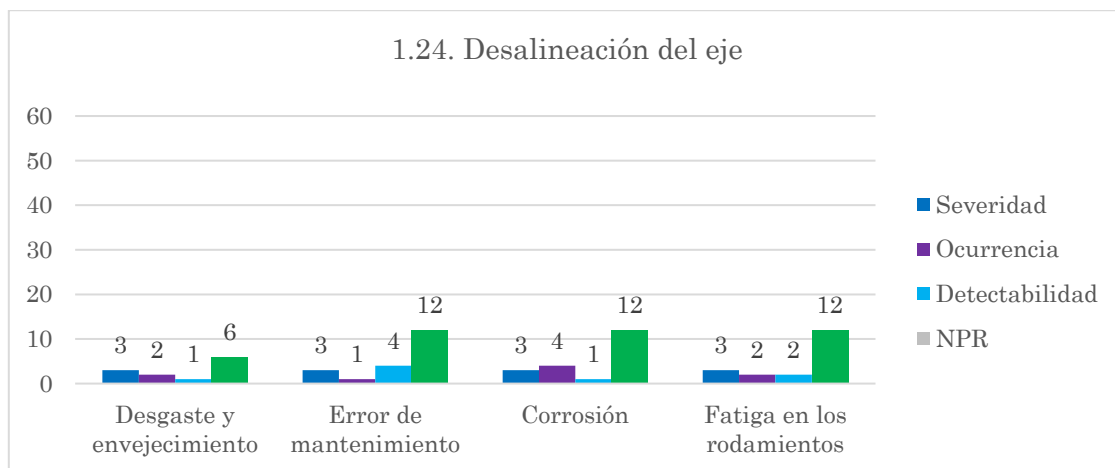


Figura 130. NPR de las causas de la desalineación del eje

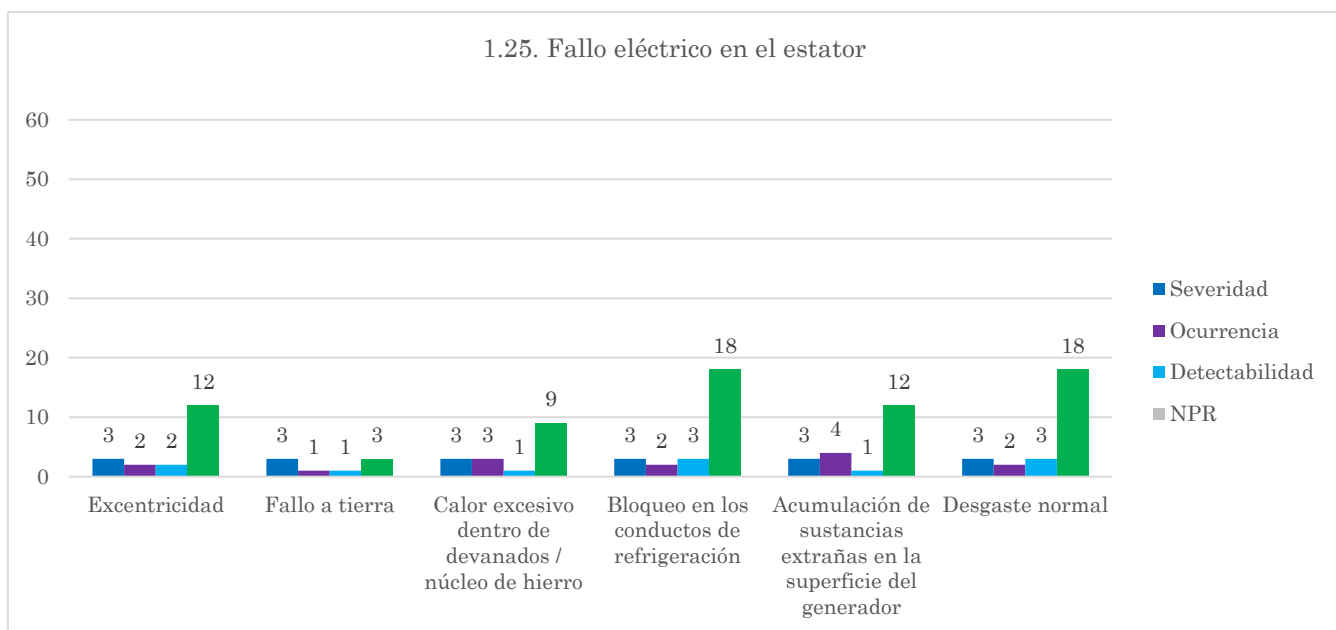


Figura 131. NPR de las causas del fallo eléctrico del estator

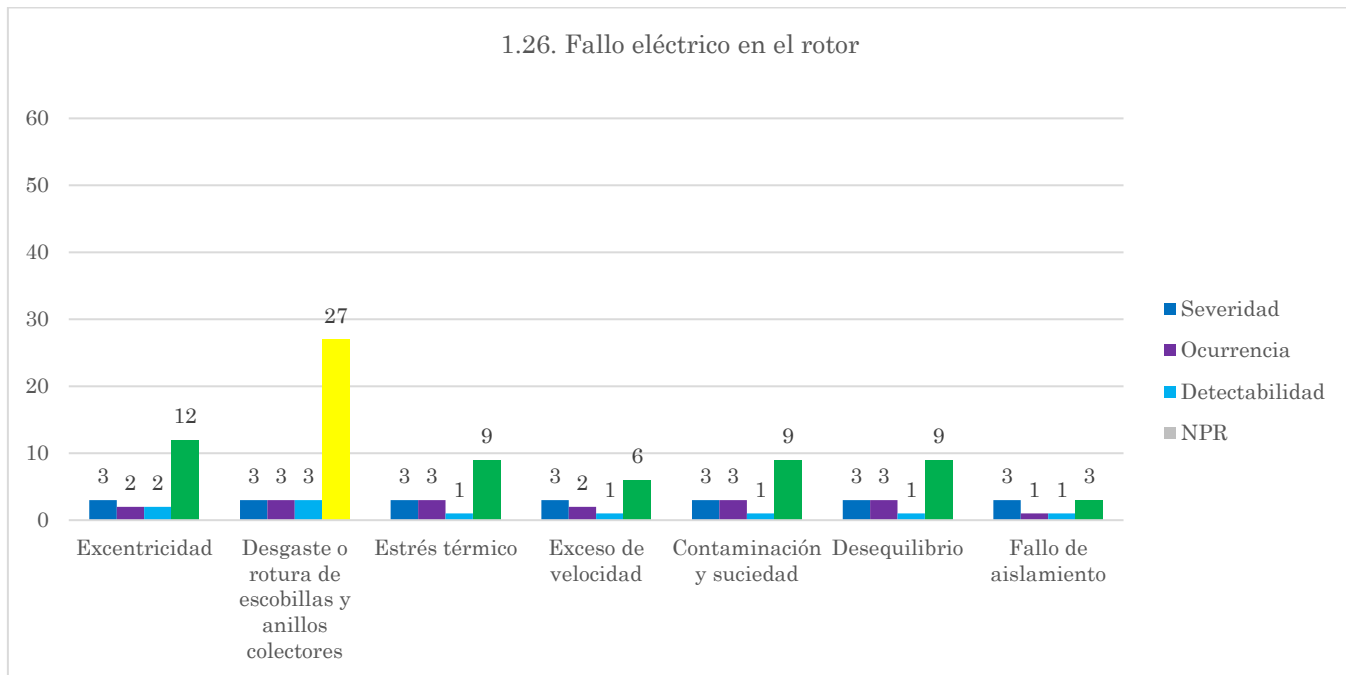


Figura 132. NPR de las causas del fallo eléctrico del rotor

- Subsistema: góndola
- Ensamblaje: auxiliares

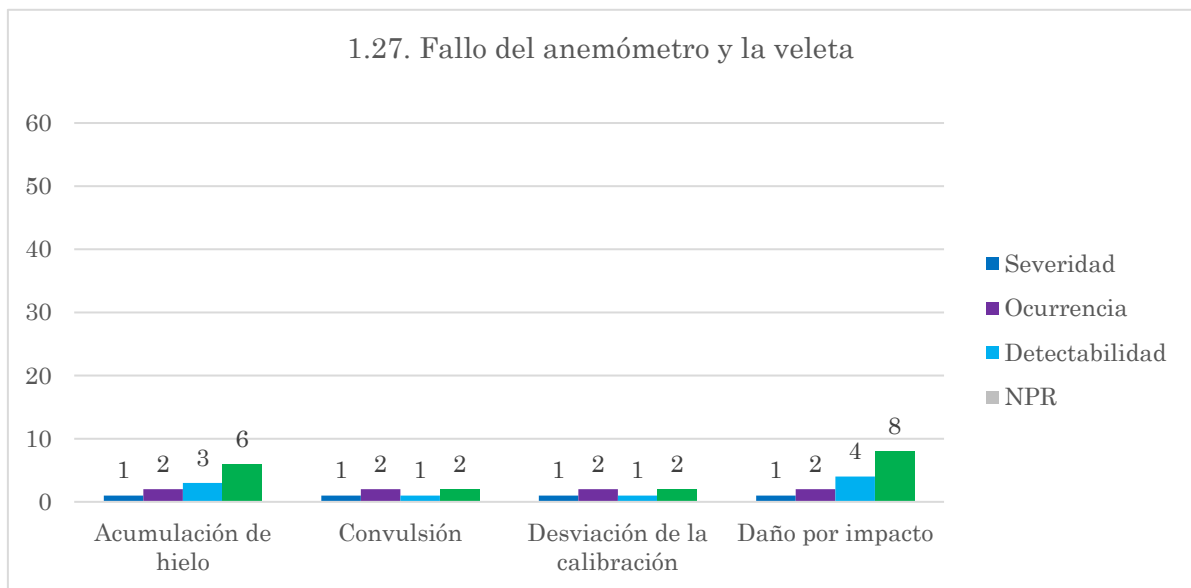


Figura 133. NPR de las causas del fallo del anemómetro y la veleta



- Subsistema: estructura de soporte
- Ensamblaje: torre

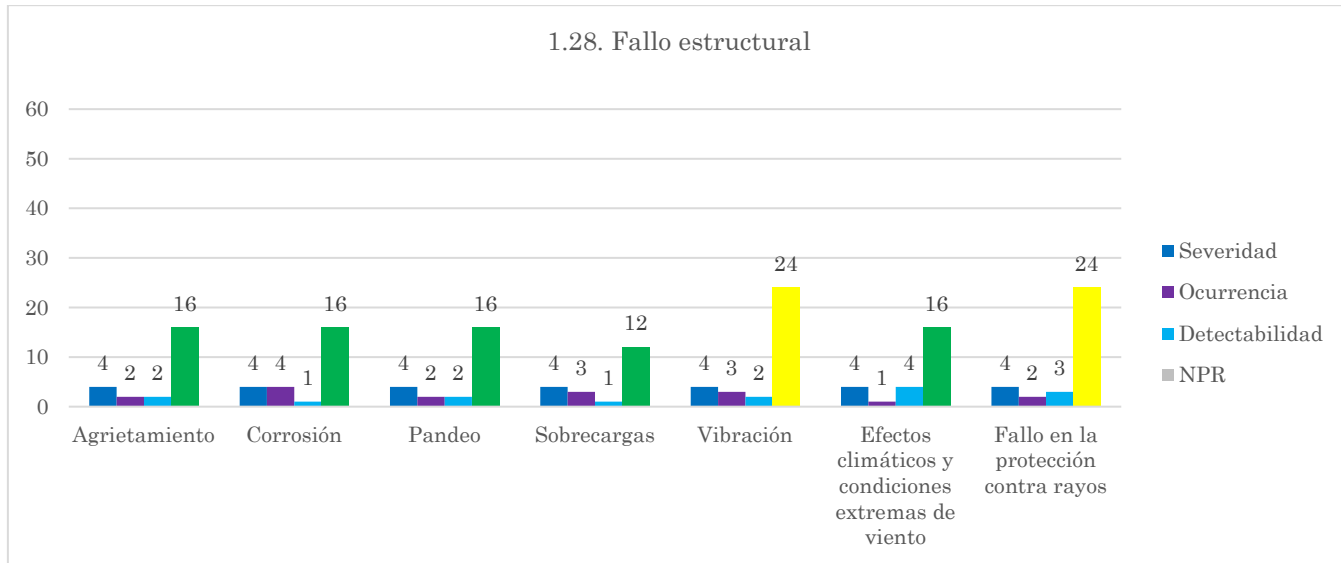


Figura 134. NPR de las causas del fallo estructural

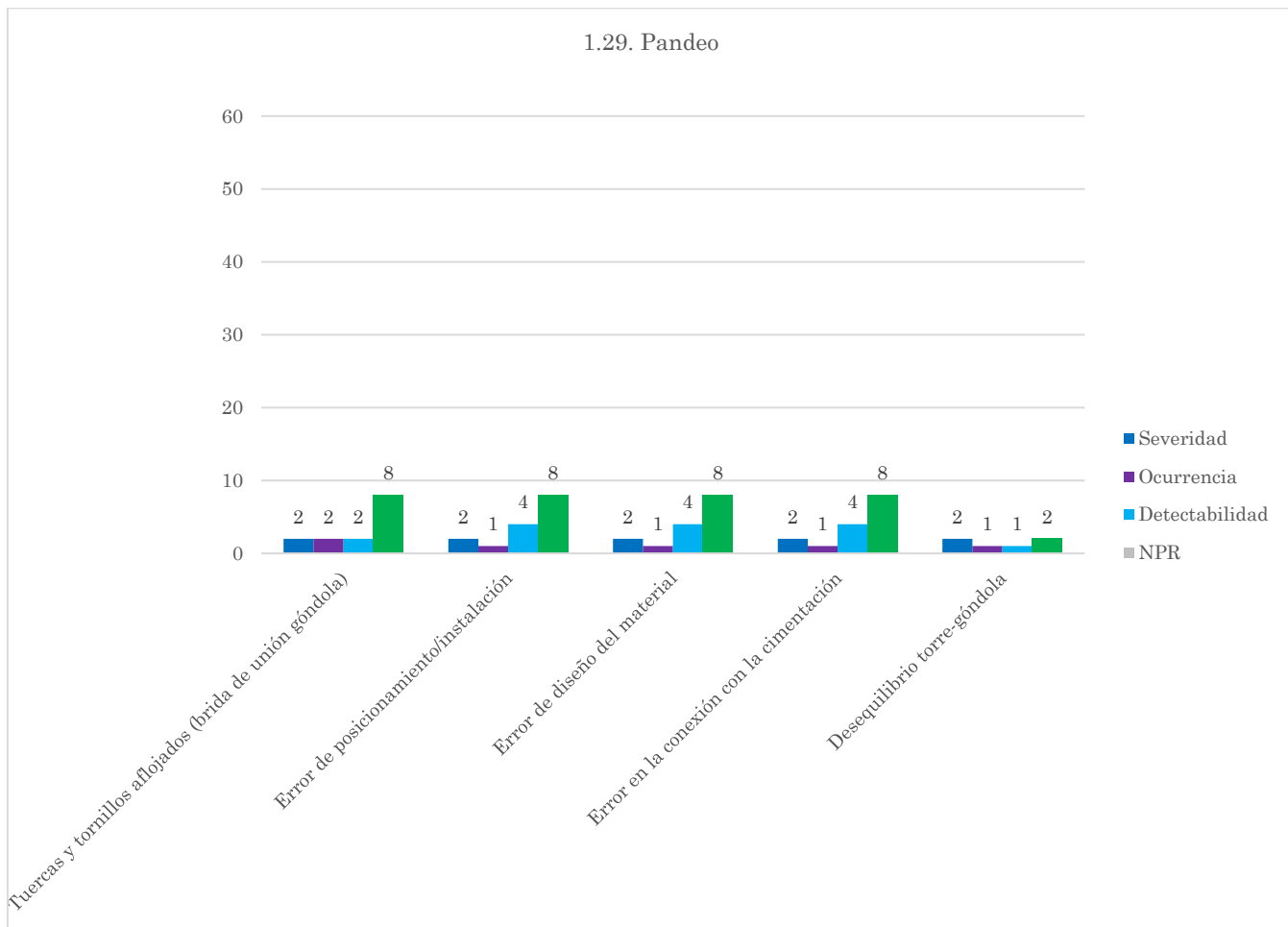


Figura 135. NPR de las causas del pandeo



- Subsistema: estructura de soporte
- Ensamblaje: cimentación

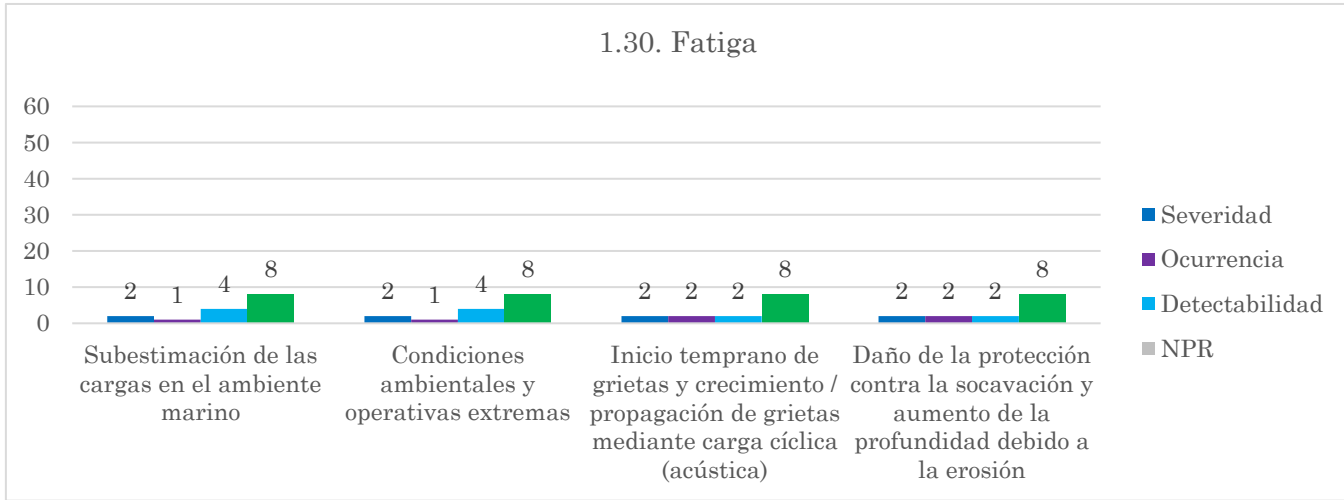


Figura 136. NPR de las causas de la fatiga

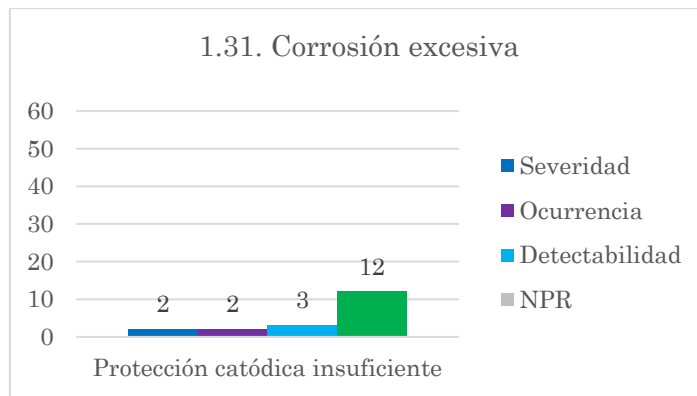


Figura 137. NPR de las causas de la corrosión excesiva

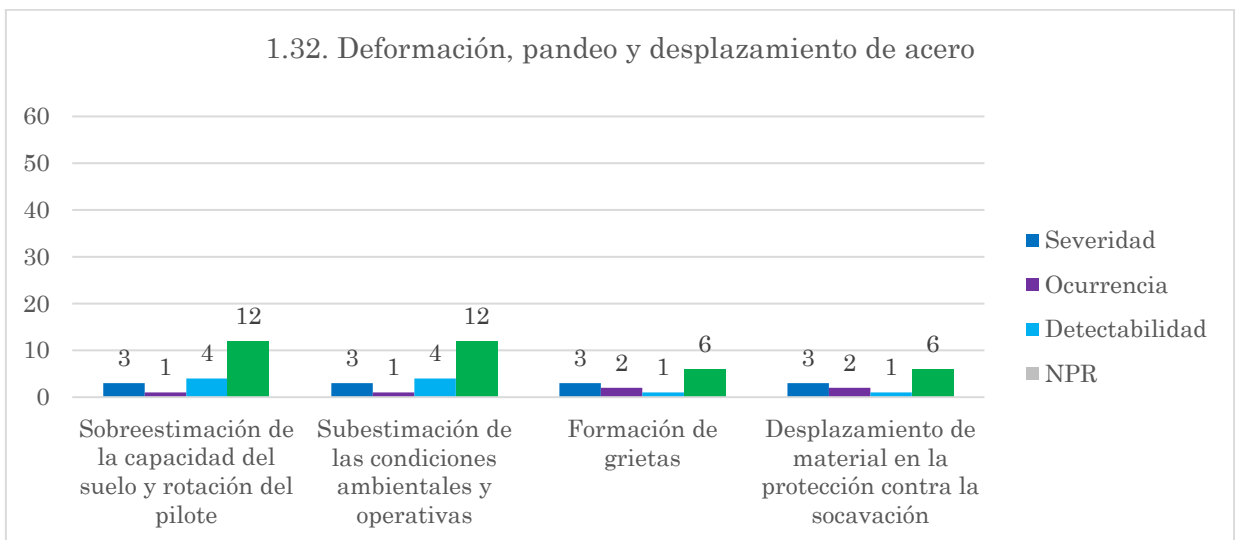


Figura 138. NPR de las causas de la deformación, pandeo y desplazamiento de acero

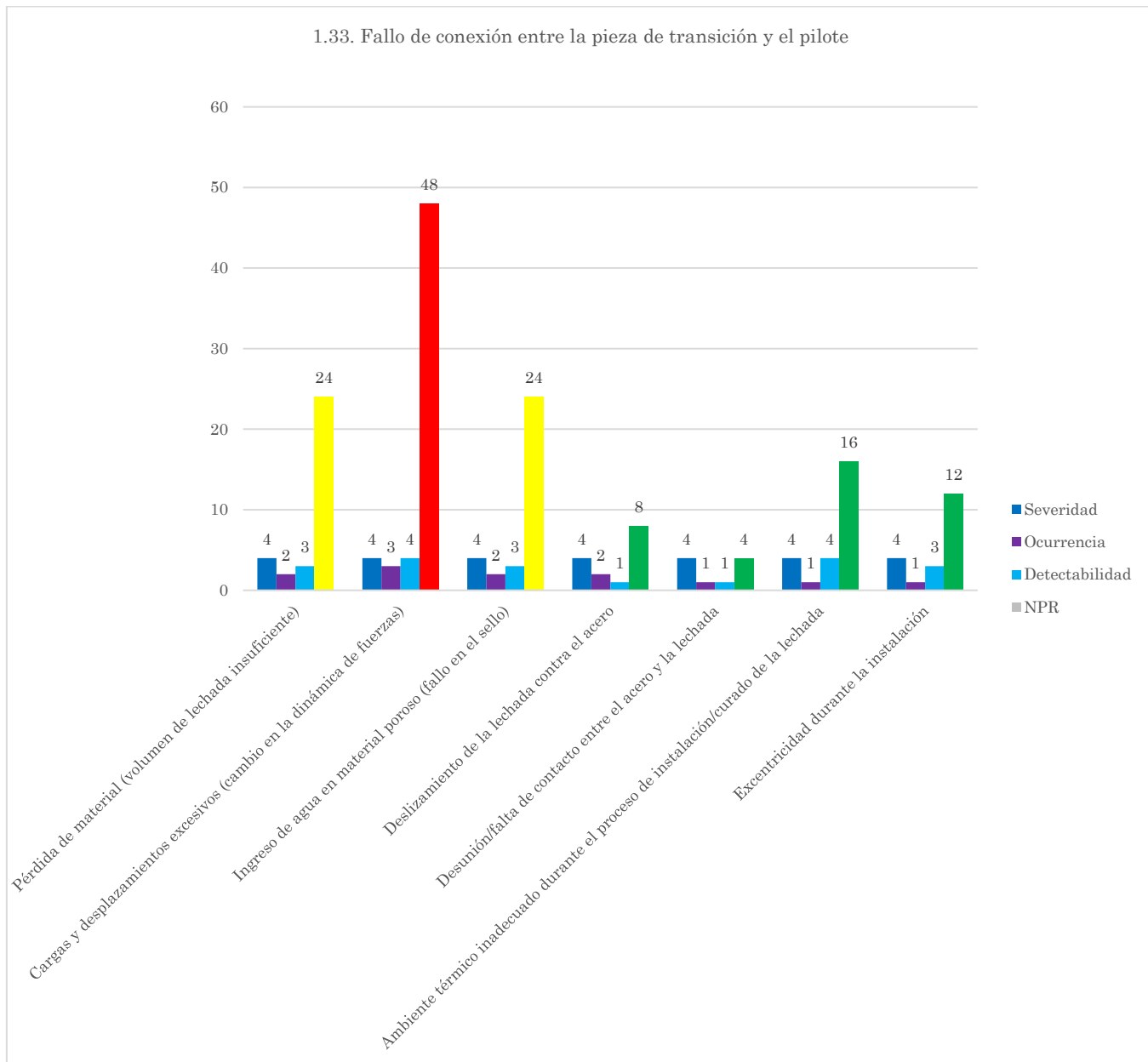


Figura 139. NPR de las causas del fallo de conexión entre la pieza de transición y el pilote

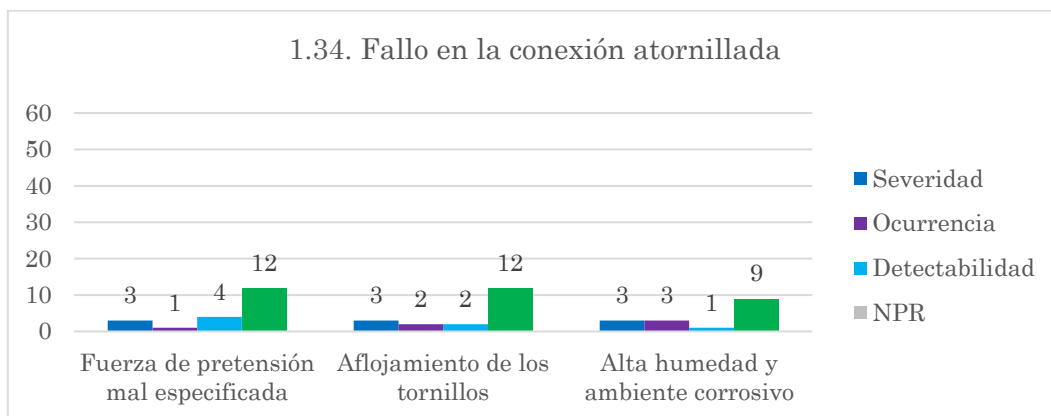


Figura 140. NPR de las causas del fallo en la conexión atornillada



❖ FMECA 2 (función principal y fallo funcional 2):

- Subsistema: rotor
- Ensamblaje: palas

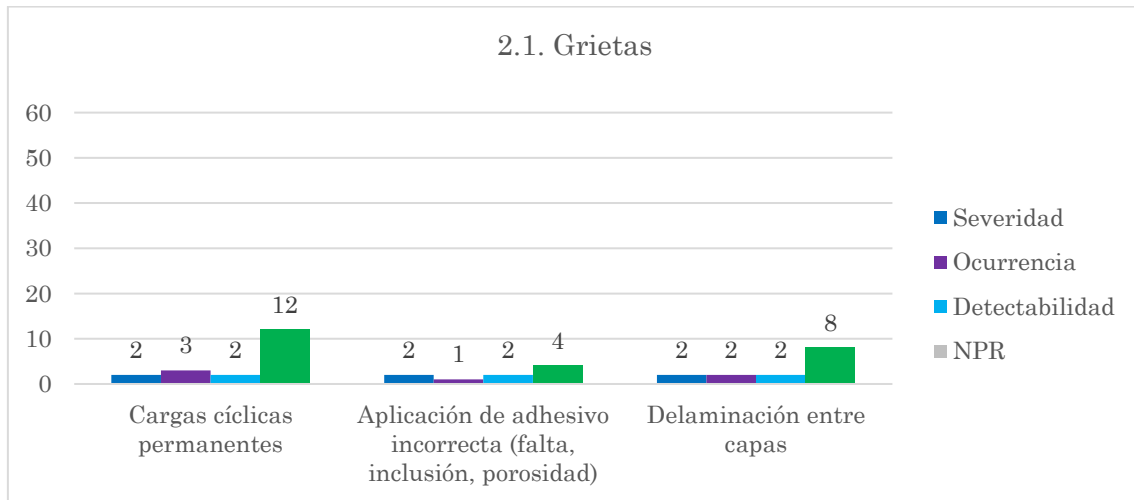


Figura 141. NPR de las causas del fallo de las grietas

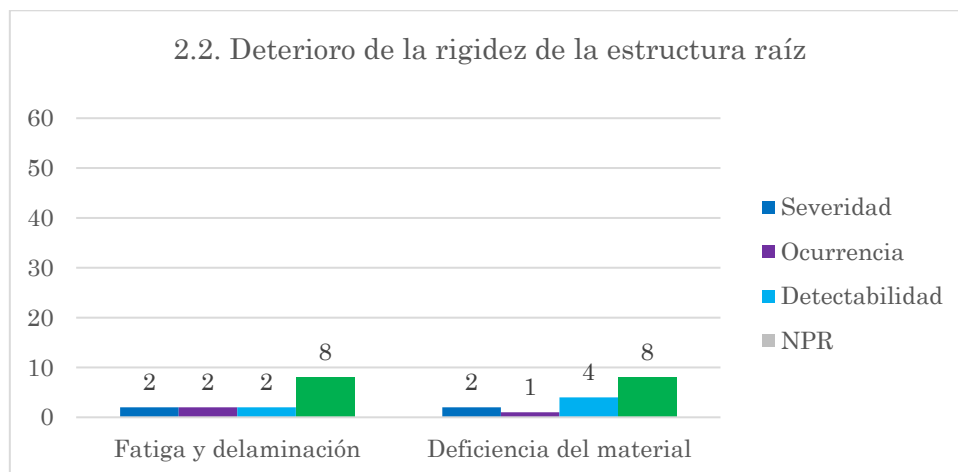


Figura 142. NPR de las causas del deterioro de la rigidez de la estructura raíz

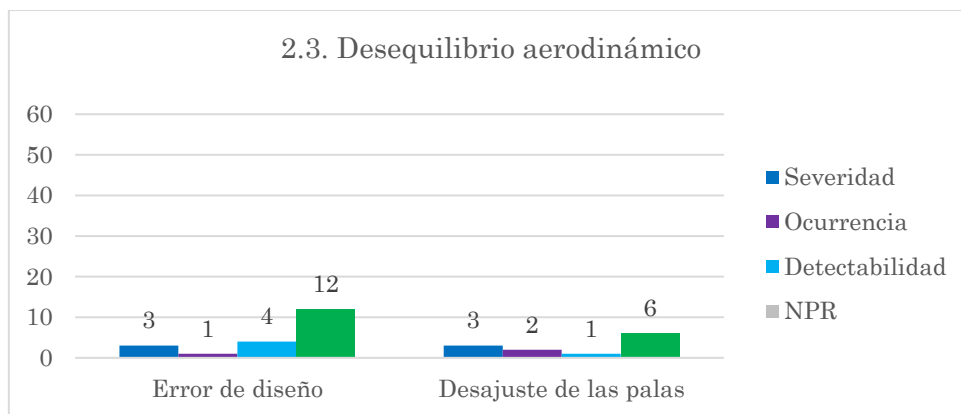


Figura 143. NPR de las causas del desequilibrio aerodinámico

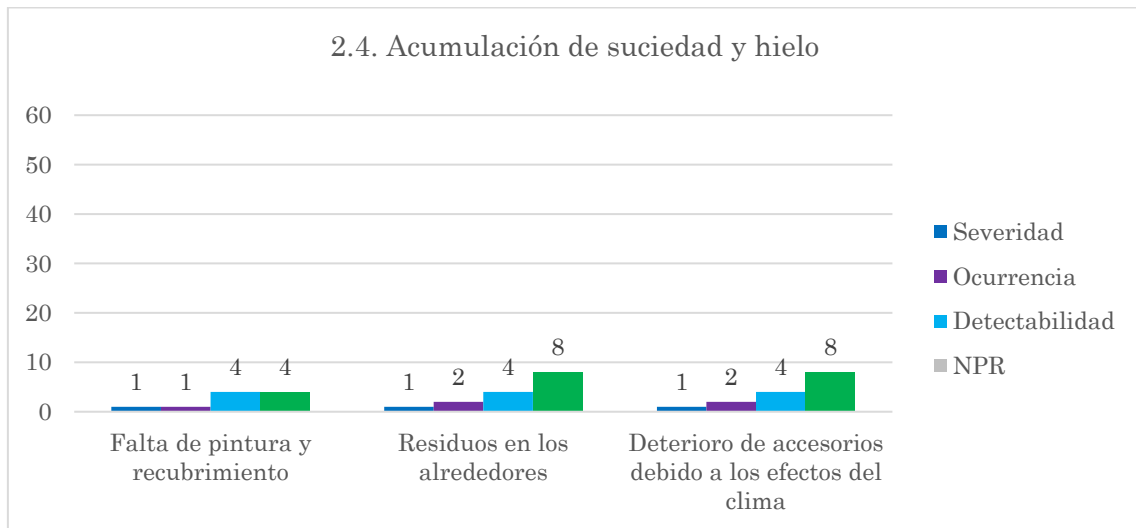


Figura 144. NPR de las causas de la acumulación de suciedad y hielo

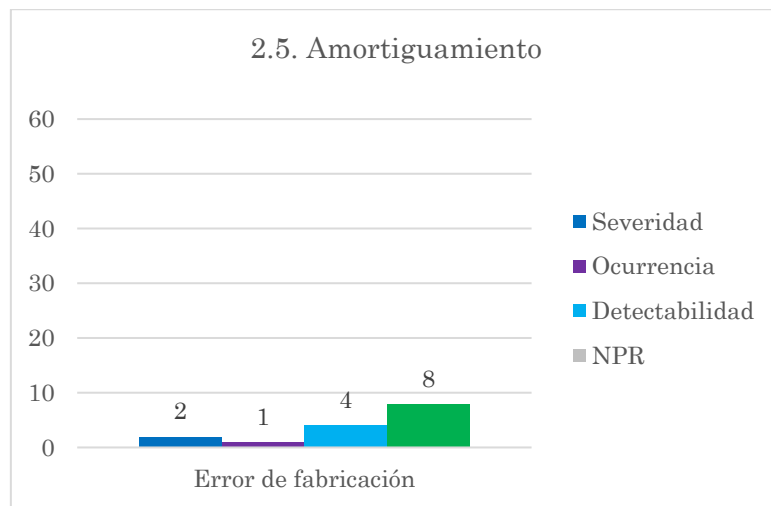


Figura 145. NPR de las causas del amortiguamiento

- Subsistema: rotor
- Ensamblaje: sistema pitch (hidráulico)

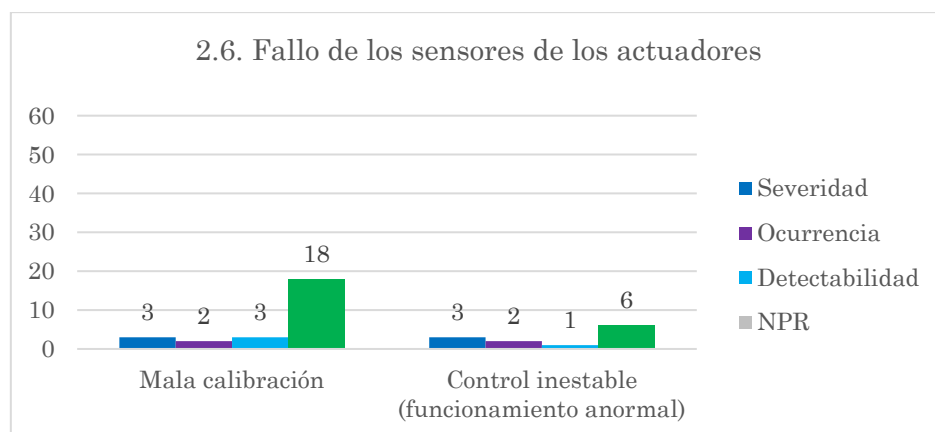


Figura 146. NPR de las causas del fallo en los sensores de los actuadores

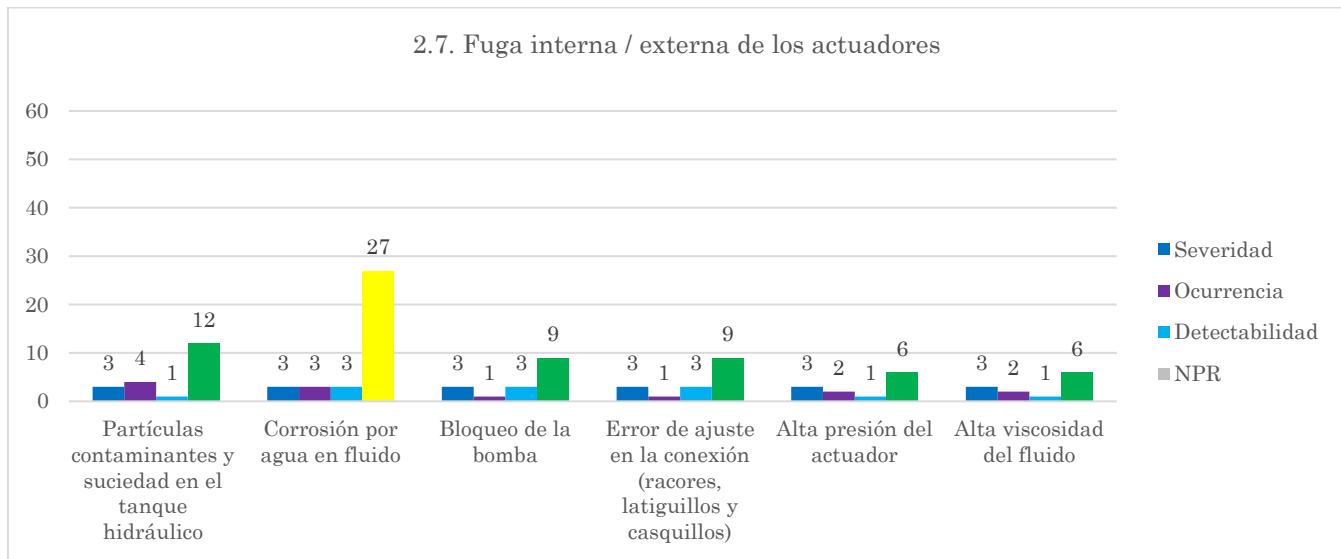


Figura 147. NPR de las causas de fuga interna/externa de los actuadores

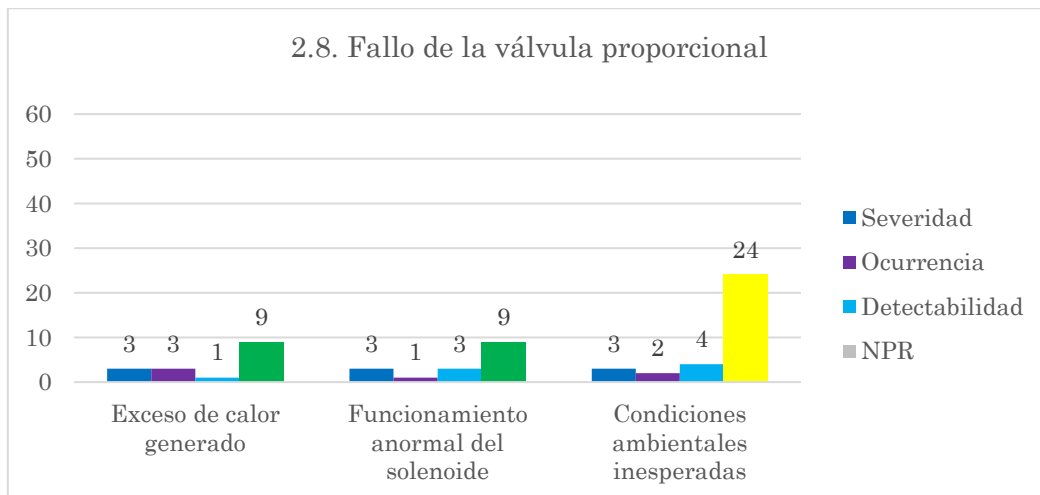


Figura 148. NPR de las causas del fallo de la válvula proporcional

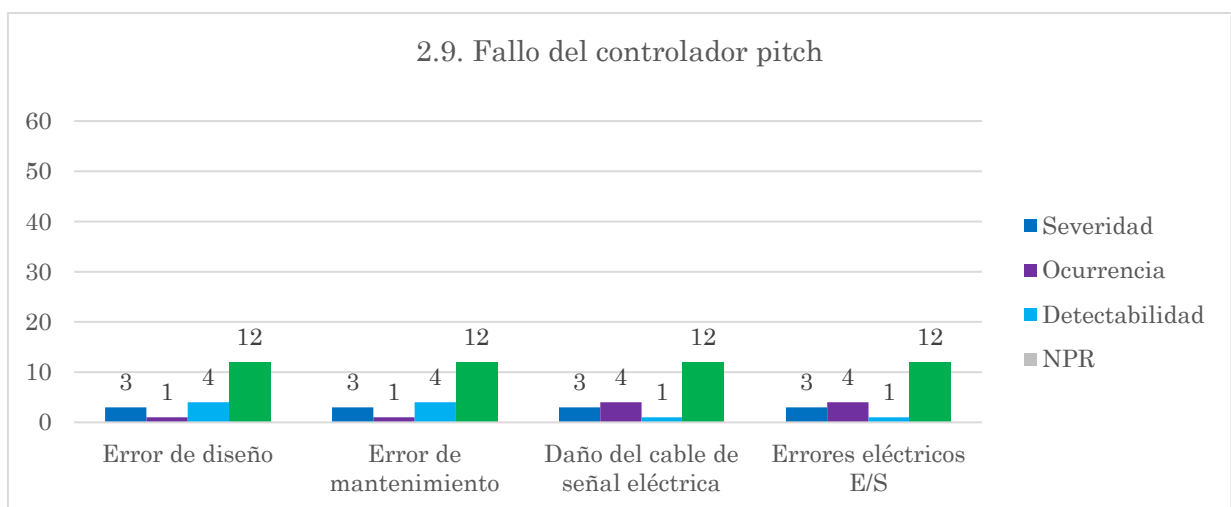


Figura 149. NPR de las causas del fallo del controlador pitch



- Subsistema: tren de transmisión
- Ensamblaje: conjunto de eje principal

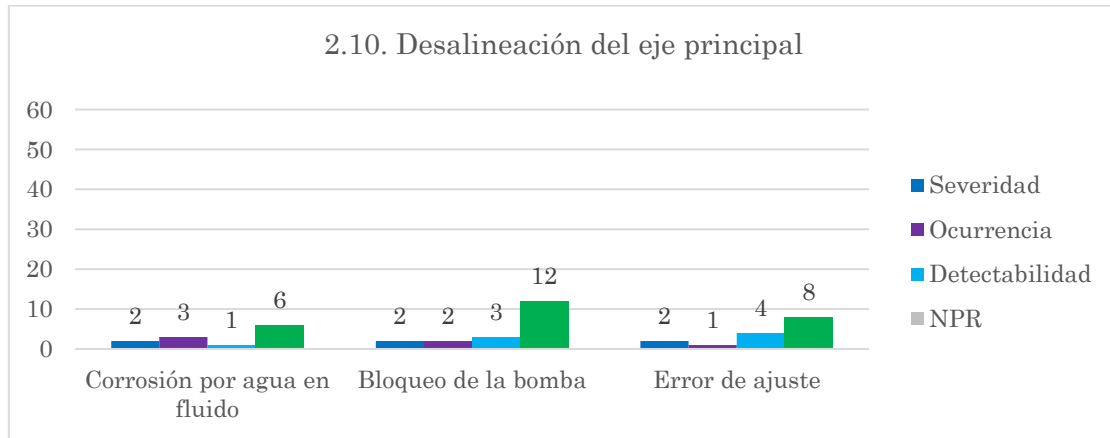


Figura 150. NPR de las causas de la desalineación del eje principal

- Subsistema: góndola
- Ensamblaje: sistema yaw

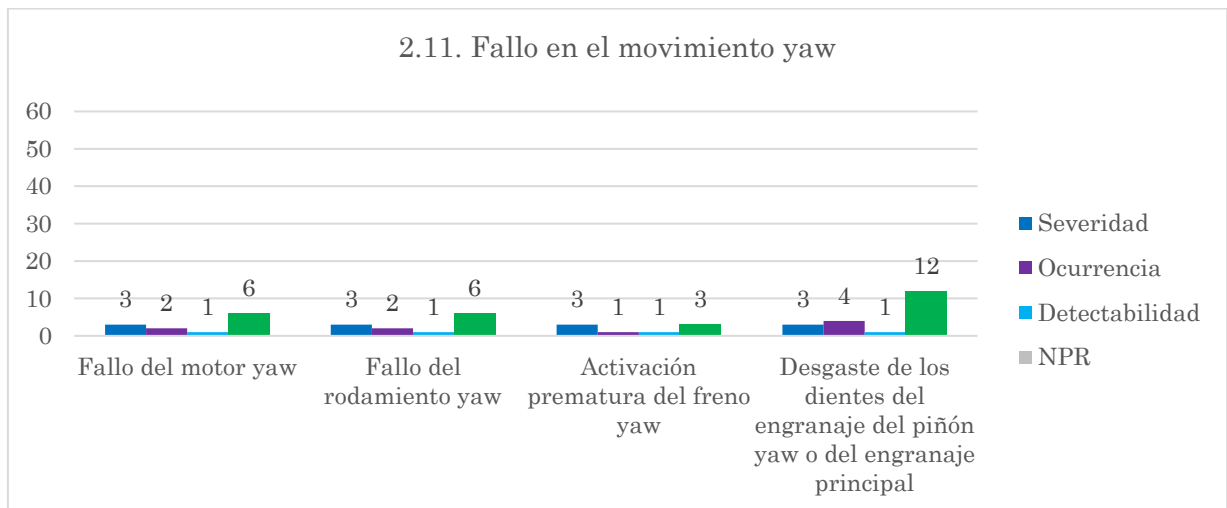


Figura 151. NPR de las causas del fallo en el movimiento yaw

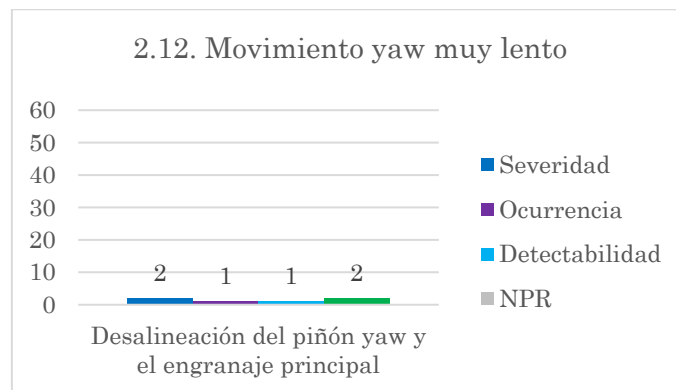


Figura 152. NPR de las causas del movimiento yaw muy lento

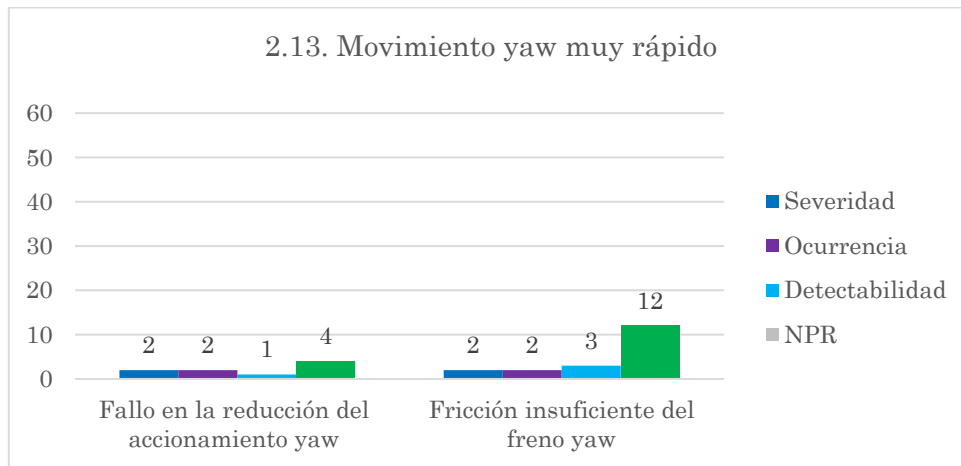


Figura 153. NPR de las causas del movimiento yaw muy rápido

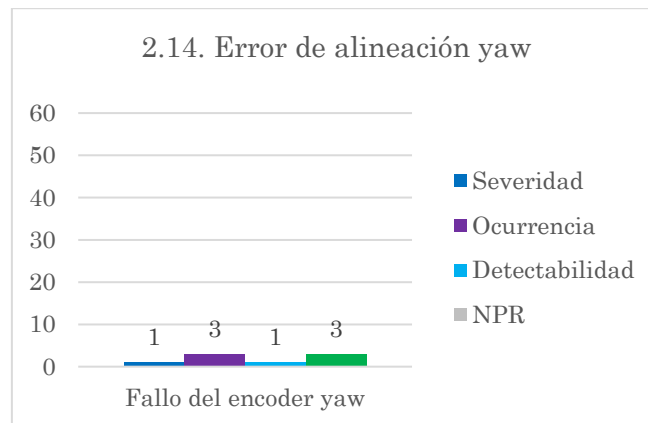


Figura 154. NPR de las causas del error de alineación yaw

- Subsistema: góndola
- Ensamblaje: auxiliares

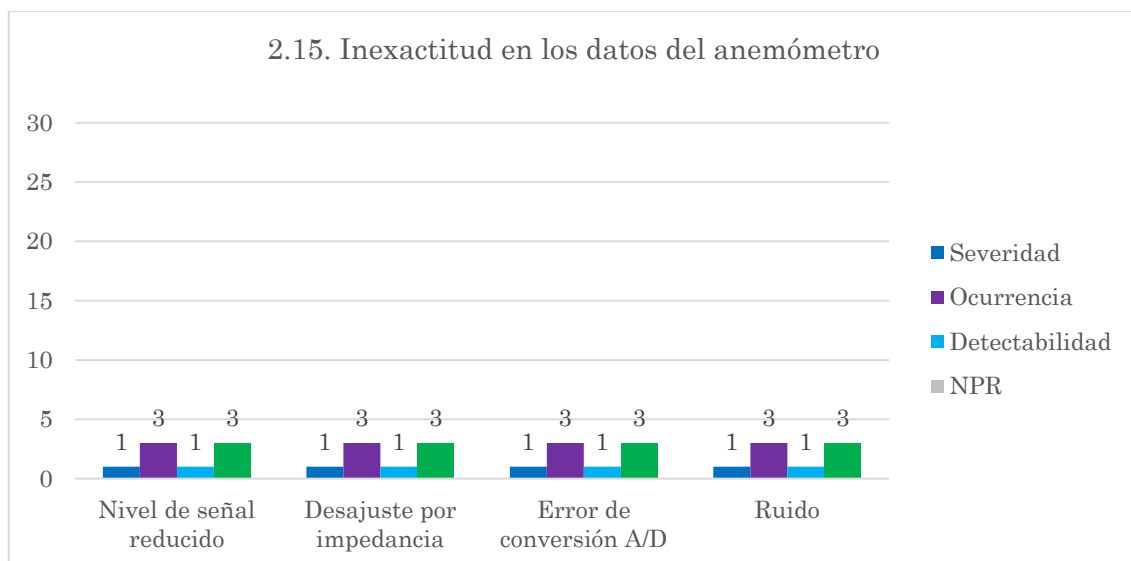


Figura 155. NPR de las causas de la inexactitud en los datos del anemómetro

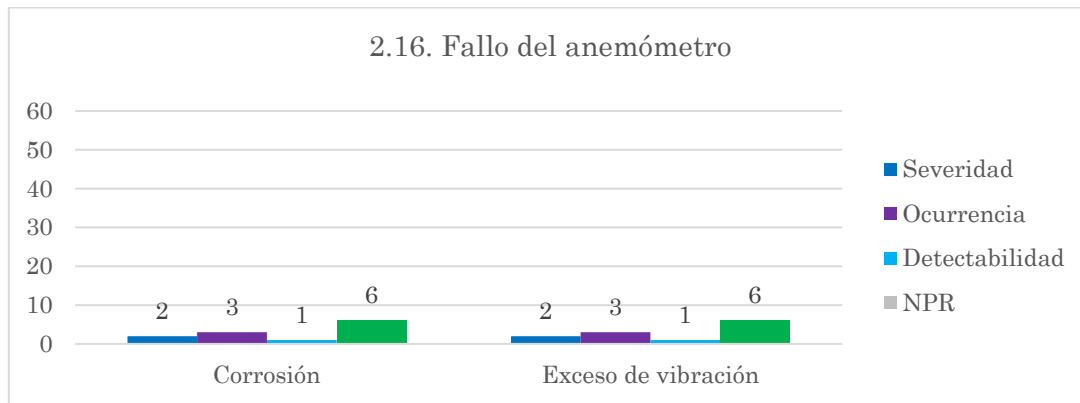


Figura 156. NPR de las causas del fallo del anemómetro

- Subsistema: módulo eléctrico
- Ensamblaje: sistema de control y comunicación

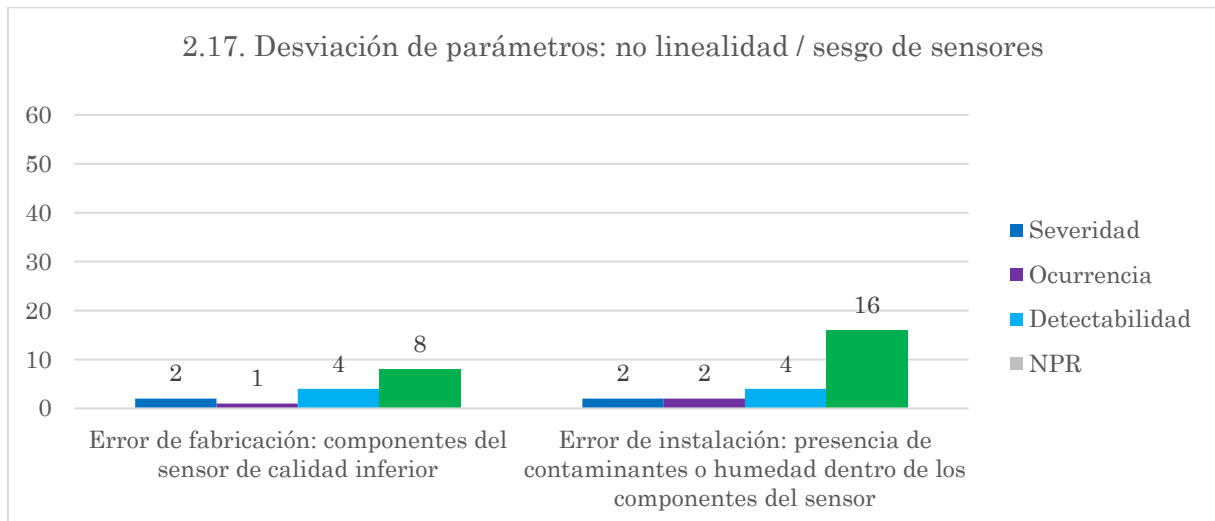


Figura 157. NPR de las causas de la desviación de parámetros: no linealidad / sesgo de sensores

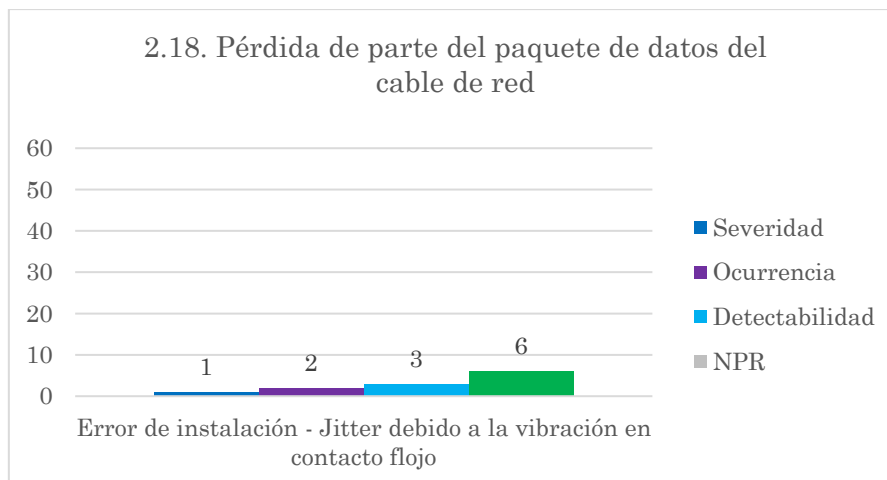


Figura 158. NPR de las causas de la pérdida de parte del paquete de datos del cable de red

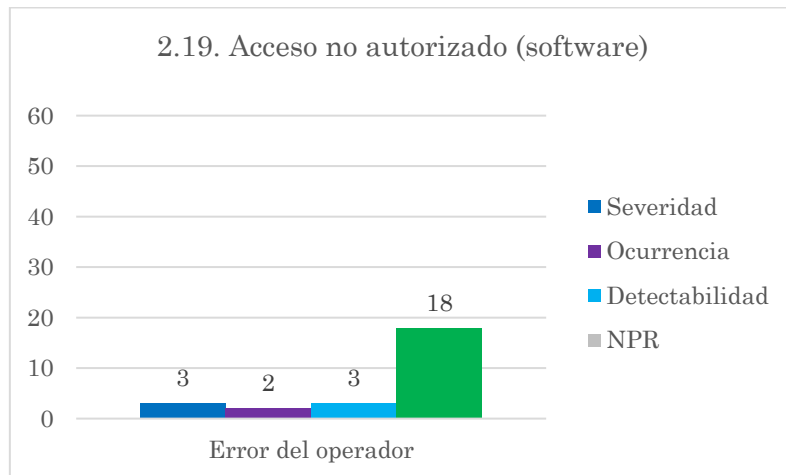


Figura 159. NPR de las causas del acceso no autorizado (software)

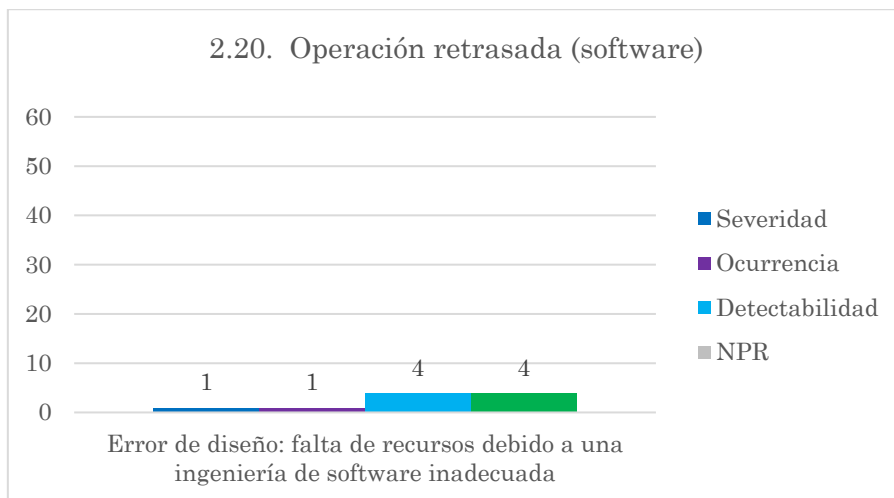


Figura 160. NPR de las causas de la operación retrasada (software)

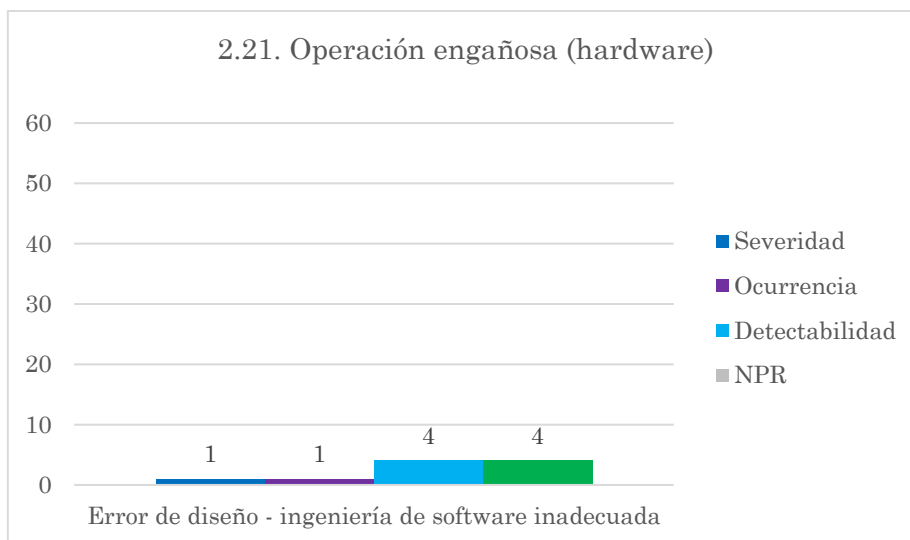


Figura 161. NPR de las causas de la operación engañosa (hardware)

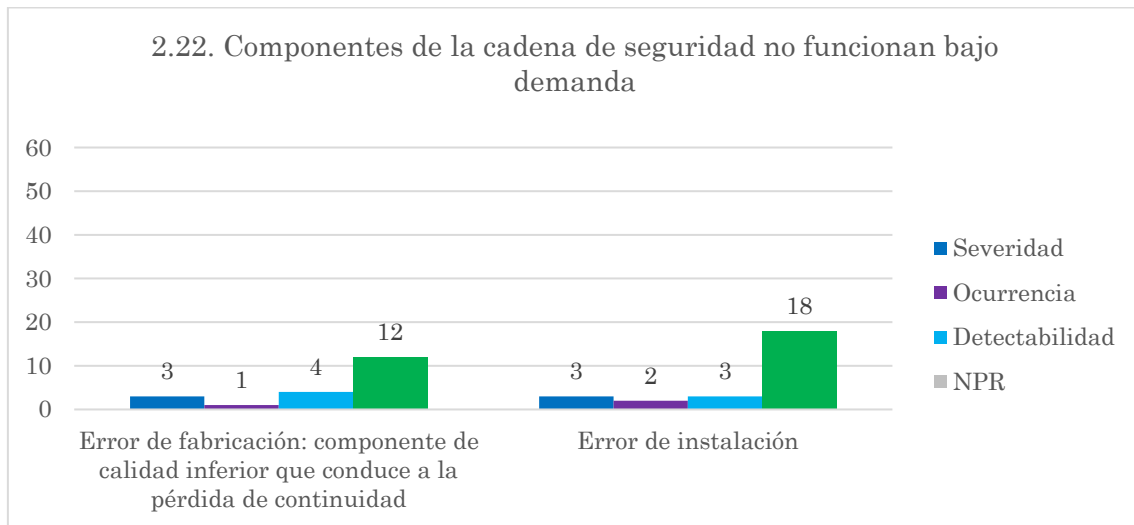


Figura 162. NPR de las causas de que los componentes de la cadena de seguridad no funcionan bajo demanda

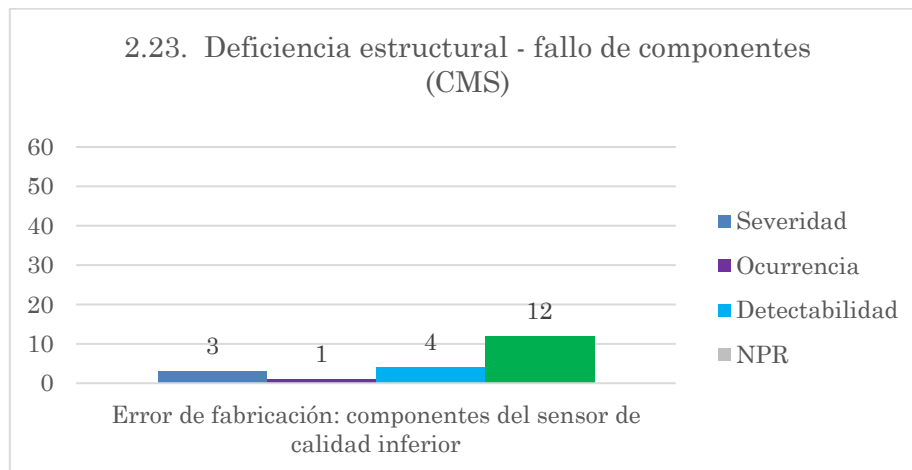


Figura 163. NPR de las causas de la deficiencia estructural - fallo de componentes (CMS)

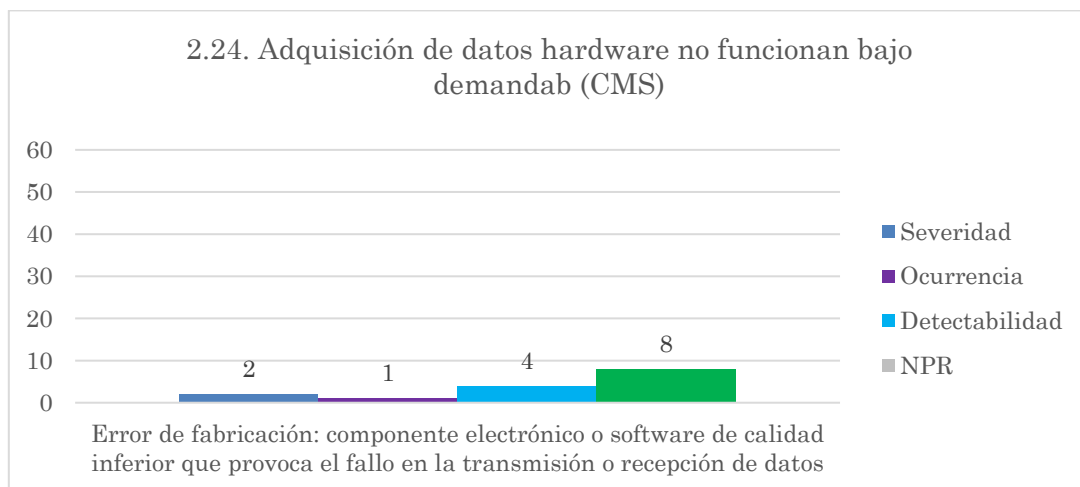


Figura 164. NPR de las causas de que la adquisición de datos hardware no funcionan bajo demandab (CMS)

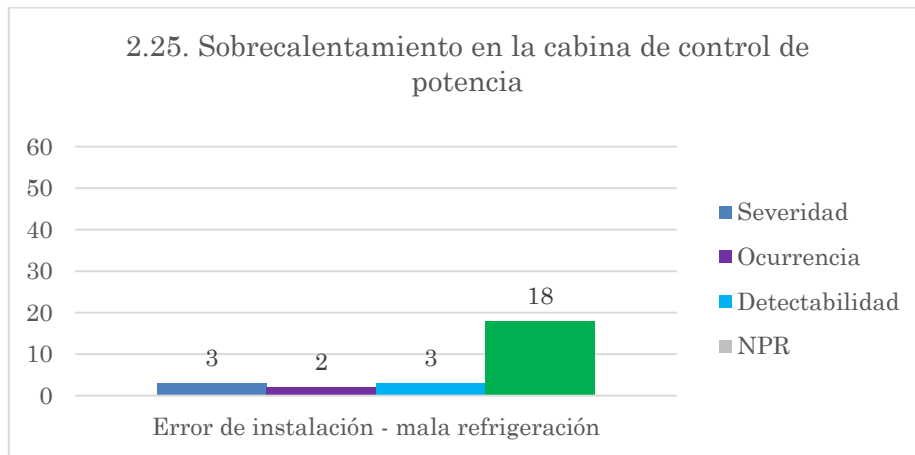


Figura 165. NPR de las causas del sobre calentamiento en la cabina de control de potencia

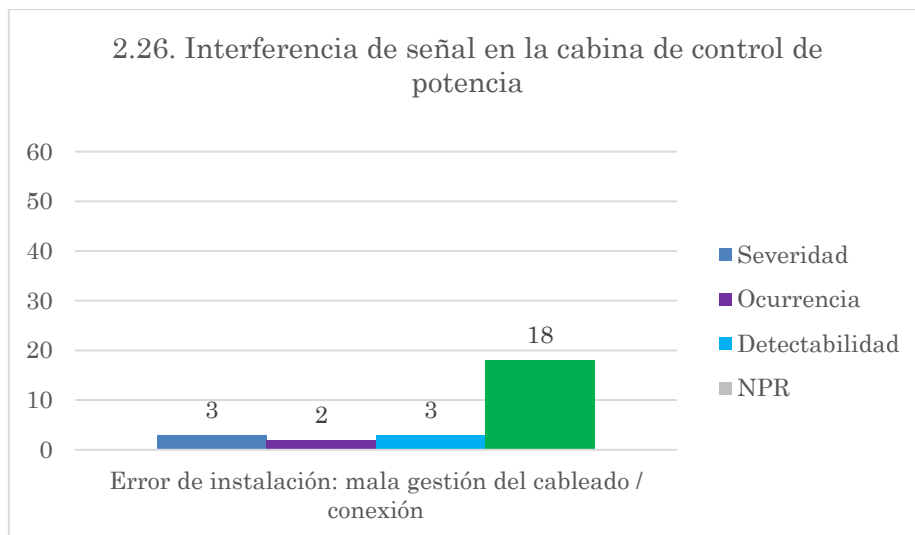


Figura 166. NPR de las causas de la interferencia de señal en la cabina de control de potencia

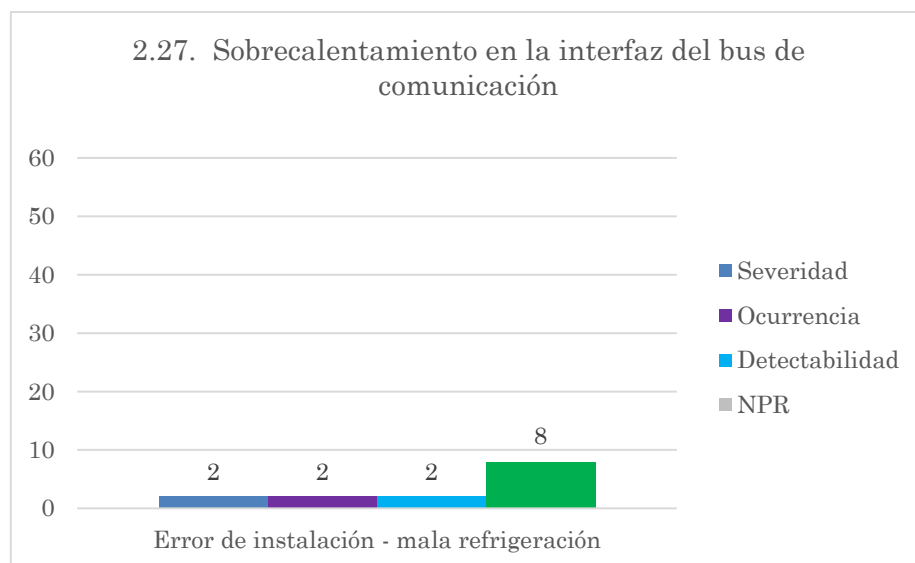


Figura 167. NPR de las causas del sobre calentamiento en la interfaz del bus de comunicación

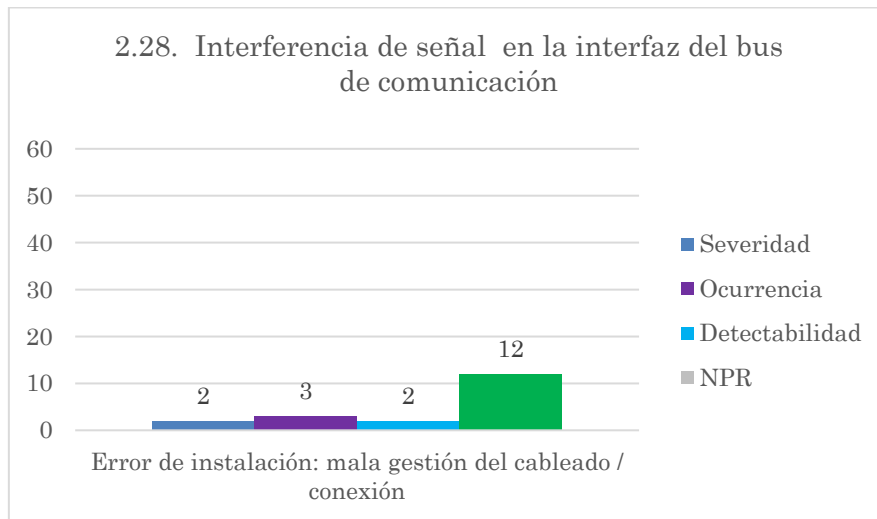


Figura 168. NPR de las causas de la interferencia de señal en la interfaz del bus de comunicación

❖ FMECA 3 (función principal y fallo funcional 3):

- Subsistema: módulo eléctrico
- Ensamblaje: convertidor de frecuencia

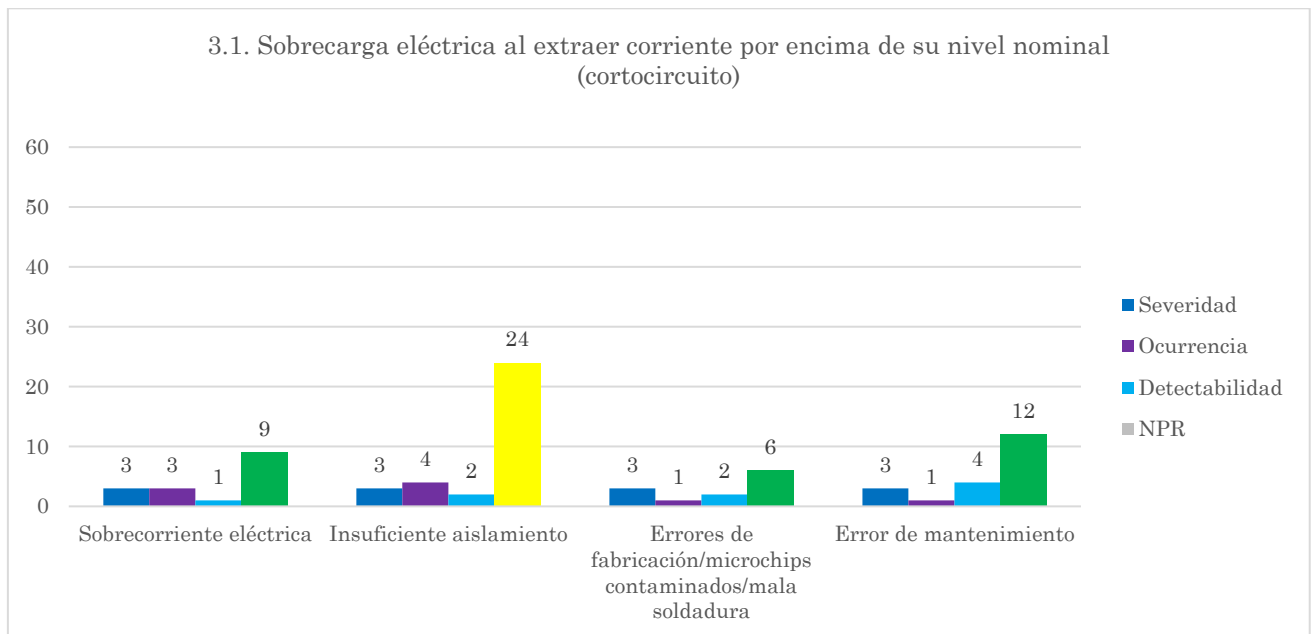


Figura 169. NPR de las causas de la sobrecarga eléctrica al extraer corriente por encima de su nivel nominal (cortocircuito)

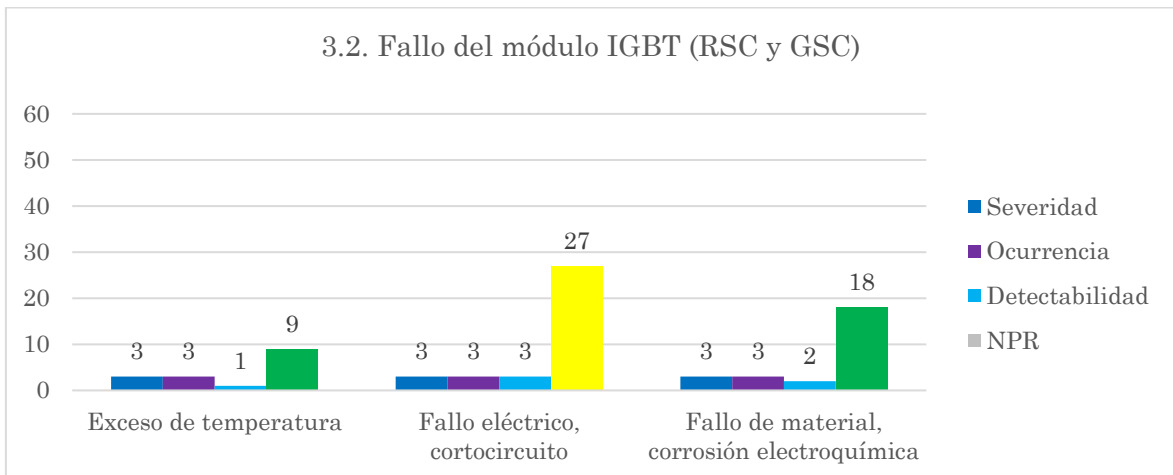


Figura 170. NPR de las causas del fallo del módulo IGBT (RSC y GSC)

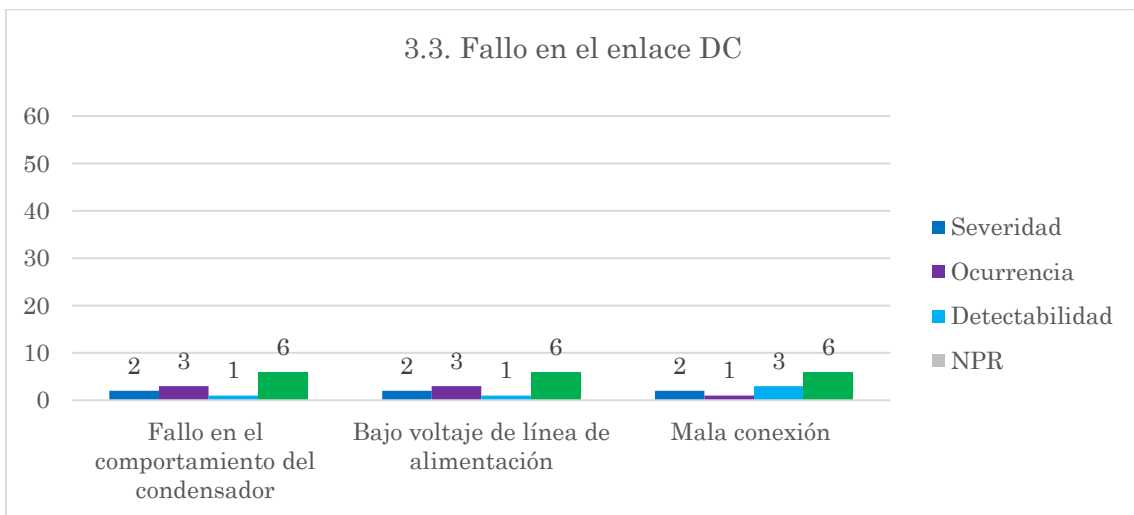


Figura 171. NPR de las causas del fallo del enlace DC

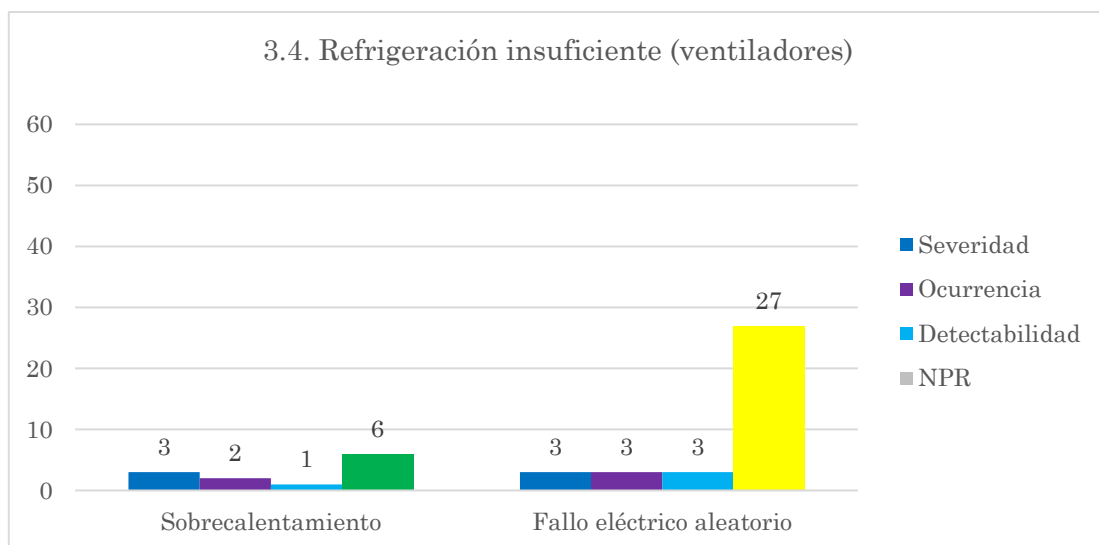


Figura 172. NPR de las causas de la refrigeración insuficiente (ventiladores)



❖ FMECA 4 (función secundaria y fallo funcional 4):

- Subsistema: módulo eléctrico
- Ensamblaje: sistema eléctrico de potencia

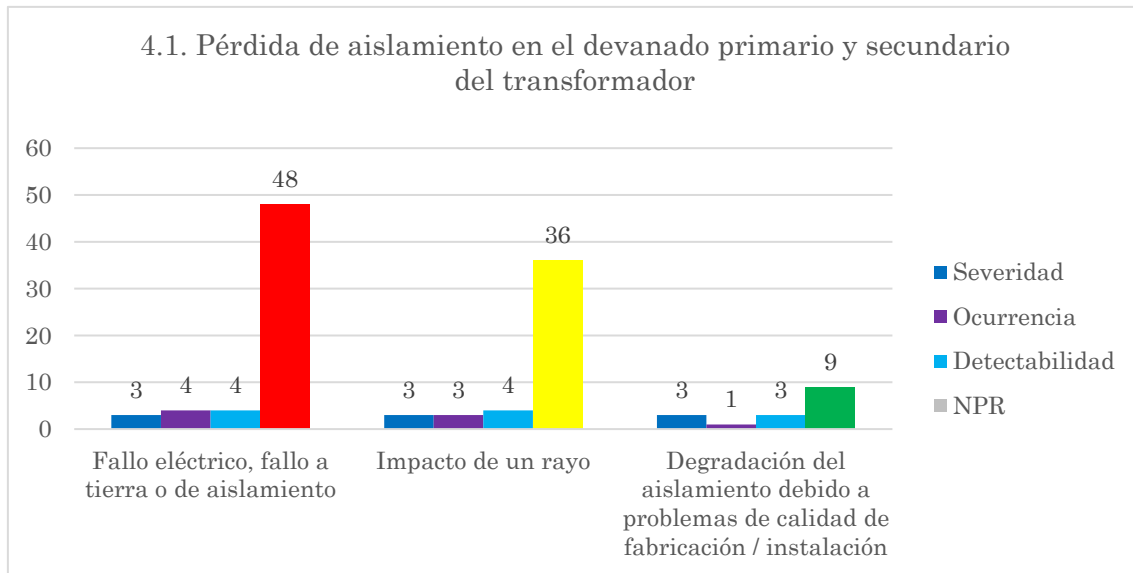


Figura 173. NPR de las causas de la pérdida de aislamiento en el devanado primario y secundario del transformador

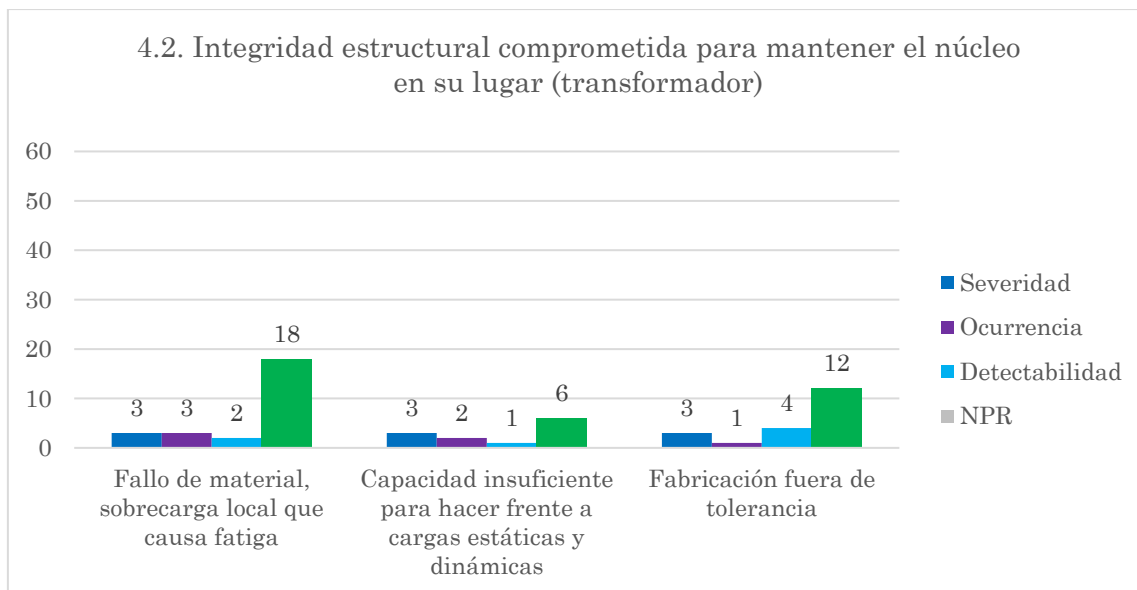


Figura 174. NPR de las causas de la integridad estructural comprometida para mantener el núcleo en su lugar (transformador)

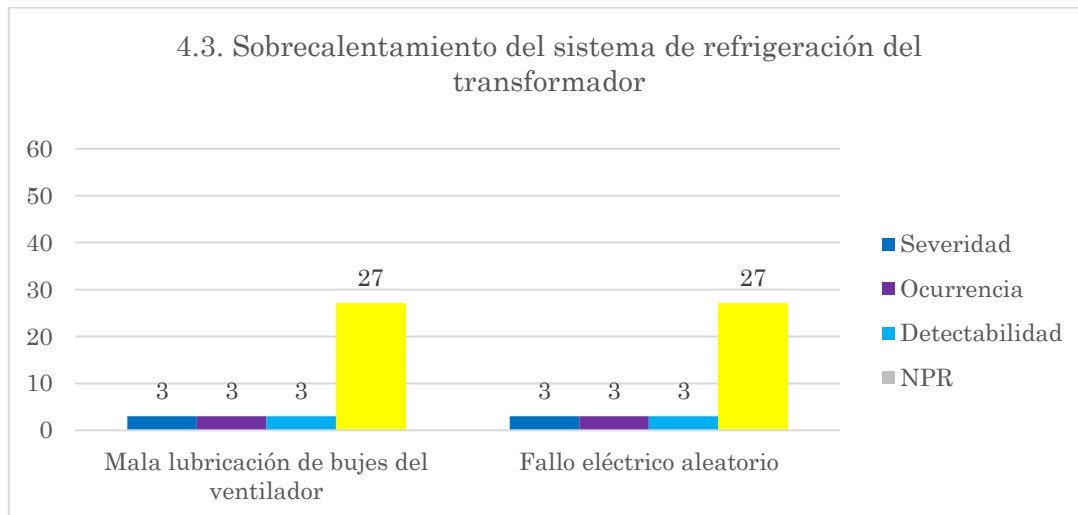


Figura 175. NPR de las causas del sobre calentamiento del sistema de refrigeración del transformador

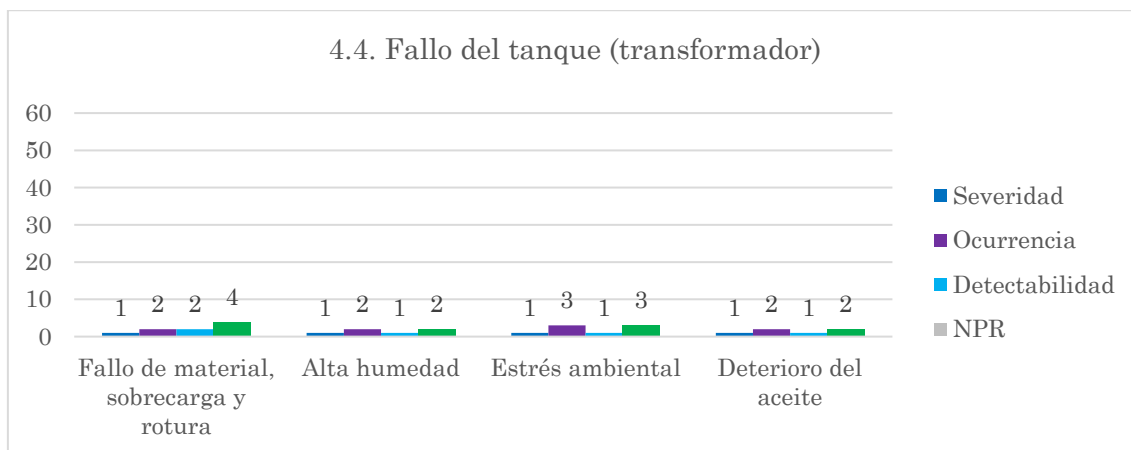


Figura 176. NPR de las causas del fallo del tanque (transformador)

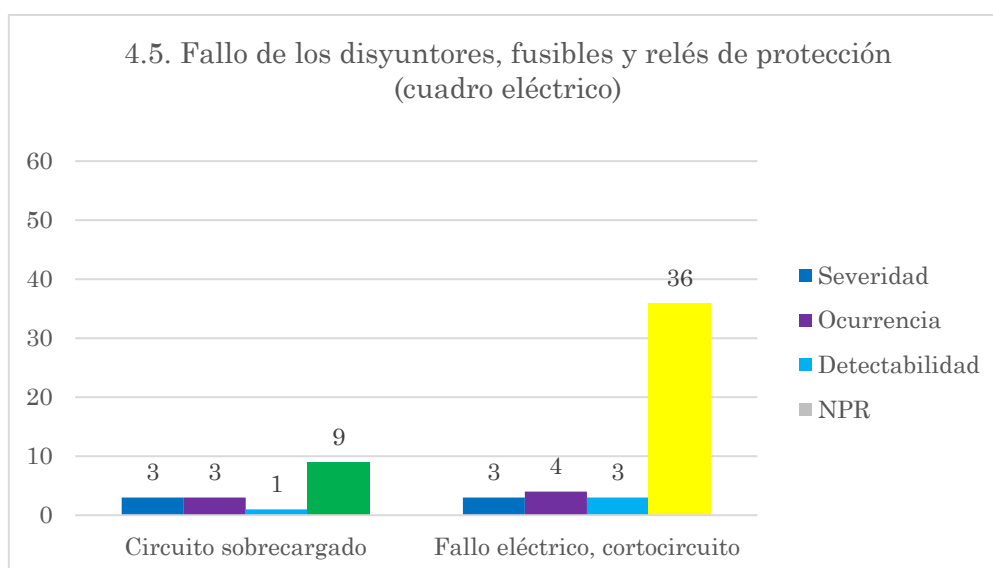


Figura 177. NPR de las causas del fallo de los disyuntores, fusibles y relés de protección (cuadro eléctrico)



6. CONCLUSIONES



6. Conclusiones

Los datos expuestos en el presente trabajo fin de máster, sobre la energía eólica offshore, reflejan un prometedor futuro para este tipo de energía renovable. La continua preocupación sobre el cambio climático y la aparición de nuevas tecnologías basadas en la innovación y desarrollo de aerogeneradores cada vez más grandes y potentes, estrategias de operación y mantenimiento (O&M) con modelos predictivos y estructuras flotantes por razones de logística, hacen que las empresas y partes interesadas de este sector apuesten firmemente por estas instalaciones en los próximos años.

Las estadísticas de diversos estudios de fiabilidad realizados a lo largo de los años revelan diferentes resultados de la tasa de fallo y el tiempo de inactividad de los subsistemas y componentes del aerogenerador. Estos registros proporcionan datos clave para detectar y definir los fallos de las turbinas eólicas y, posteriormente, evaluar la criticidad de los mismos a través del FMECA.

La explicación de todos los componentes del aerogenerador offshore ha tomado como referencia la estructura jerárquica plasmada en el “Anexo I. Clasificación de un aerogenerador”. La exposición de las características de los diferentes subsistemas, ensamblajes, subensamblajes y componentes del sistema ha servido para comprender de forma detallada la turbina eólica en su conjunto y clasificar convenientemente la información para abordar lo mejor posible el FMECA.

La definición de la función principal y secundaria de la turbina eólica, y sus correspondientes fallos funcionales, así como la de los criterios de “Severidad”, “Ocurrencia” y “Detectabilidad” ha facilitado el proceso de cálculo de los valores de NPR. En términos generales, en las cuatro hojas de trabajo FMECA realizadas en este documento, el NPR de los modos de fallo y sus causas presenta un valor de criticidad bajo. Este dato puede ser un buen indicador de la alta disponibilidad y fiabilidad de la que gozan estos sistemas.

Los resultados del análisis del FMECA muestran los fallos con una criticidad baja, media y alta. Los tres fallos más críticos del método, no teniendo en consideración las funciones del sistema, son la fractura de las palas en el rotor, el fallo de la conexión entre la pieza de transición y el pilote de la cimentación, y el fallo eléctrico o de aislamiento en los devanados primario y secundario del transformador. Estos eventos deben de ser evaluados de una forma especial, cabiendo la posibilidad de implantar nuevas medidas preventivas o profundizar en las técnicas actuales de detección de fallos para



disminuir la cantidad de paradas del aerogenerador y aumentar la eficiencia del sistema.

El elevado NPR de los fallos citados en el párrafo anterior no quiere decir que no haya que pasar por alto algunos modos y causas de fallo con un valor de criticidad medio. Con el objeto de tener una visión más concreta de los resultados, las particularidades de cada hoja FMECA se comentan en los siguientes párrafos.

En el FMECA 1, los gráficos de la severidad de los diferentes modos de fallo indican un valor generalmente crítico en el rotor, tren de transmisión, módulo eléctrico y estructura de soporte, siendo los fallos con una ponderación más elevada los siguientes: fallo del eje principal; fallo generalizado de la caja de engranajes; fallo generalizado en el generador; y fallo estructural en la torre.

El impacto de un rayo originando la fractura de la/s pala/s es la causa de fallo con un mayor NPR en el rotor. Las causas de fallo en el tren de transmisión son en su mayoría de criticidad baja; el error de mantenimiento presentaría un riesgo levemente superior al resto y el desgaste del eje principal, de los rodamientos y sus engranajes, y el deterioro del lubricante tienen una criticidad media. El generador eléctrico es ligeramente más crítico que el anterior ensamblaje; la fractura del rotor, el daño en el ventilador de refrigeración y el desgaste de las escobillas y anillos colectores presenta unos NPR mayores al resto de causas de fallo. Además, en la estructura de soporte, cabe destacar el NPR medio del fallo en la protección contra rayos y la vibración en la torre, pudiendo causar un grave accidente en la instalación, y hay que prestar atención a las cargas y desplazamientos excesivos en las diversas conexiones de la cimentación.

En el FMECA 2, los gráficos de la severidad de los diferentes modos de fallo manifiestan un valor medio marginal en todos los subsistemas y ensamblajes analizados, salvo en el sistema pitch (hidráulico) y el sistema de control y comunicación, que presentan una tasación más alta.

Los fallos más comunes en el sistema pitch (hidráulico) son la corrosión por agua en el fluido y condiciones ambientales inesperadas que alteran el funcionamiento de la válvula proporcional. El sistema yaw no sufre fallos importantes. Tanto en la hoja anterior como en esta, los fallos en el anemómetro y la veleta cuentan con NPR bajos. El error de instalación en el sistema de control y comunicación tiene valores más altos debido a que se refiere a componentes eléctricos y no mecánicos.



En el FMECA 3, el gráfico de la severidad de los diferentes modos de fallo ofrece un valor crítico en la sobrecarga eléctrica, el fallo del módulo IGBT y la refrigeración insuficiente del convertidor de frecuencia.

El aislamiento deficiente originando un cortocircuito, el fallo eléctrico en el módulo IGBT y en la refrigeración del convertidor tienen un NPR medio.

En el FMECA 4, el gráfico de la severidad de los diferentes modos de fallo revela una ponderación elevada, siendo el transformador un componente crítico en el aerogenerador, como también lo es el rotor y la estructura de soporte.

Los valores de NPR en fallos eléctricos/cortocircuito son superiores a los de criticidad media del FMECA 3. Otras causas de fallo a tener en cuenta son el impacto de un rayo y la mala lubricación del sistema de refrigeración del transformador.

La métrica “Ocurrencia” ha sido la más difícil de valorar debido a que la información de las tasas de fallo mostradas en el apartado “1.4. Fiabilidad de aerogeneradores” del Capítulo 1 es para los subsistemas/ensamblajes de la turbina y no para las causas de los modos de fallo. Es por ello que los resultados en este caso pueden haberse visto distorsionados en alguna de las tablas, al guiarme por opinión propia o por otro tipo de fuentes estadísticas.

La métrica “Detectabilidad” muestra una inclinación hacia el uso del monitoreo de condición, tanto periódico como continuo, en la mayoría de causas de fallo. En cambio, para errores de fabricación, de instalación/mantenimiento y fallos desconocidos, los métodos de detección propuestos son el mantenimiento periódico, la interferencia de producción o la observación casual.

La línea de estudio futura pasa por implementar un sistema de monitorización capaz de recabar datos, desarrollando modelos de diagnóstico y pronóstico, detectando precozmente los fallos y establecer un mantenimiento basado en condición usando mayormente sensores de diversos tipos.



BIBLIOGRAFÍA



Bibliografía

1. ***FUTURE OF WIND: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects.*** Abu Dhabi : IRENA, 2019.
2. ***Renewable power generation costs in 2018.*** Abu Dhabi : IRENA, 2018.
3. ***Innovation outlook for offshore wind technology.*** Abu Dhabi : IRENA, 2016.
4. ***Offshore innovation widens renewable energy options: Opportunities, challenges and the vital role of international co-operation to spur the global energy transformation (Brief to G7 policy makers).*** Abu Dhabi : IRENA, 2018.
5. Letcher, Trevor M. ***Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines.*** UK : Elsevier, 2017.
6. Lange M, Wilkinson M, van Delft T. ***Wind turbine reliability analysis.*** Bremen, Germany : Presented at the 10th German wind energy conference, 2010.
7. Pinar Pérez J.M., García Márquez F.P., Tobias A., Papaelias M. ***Wind turbine reliability analysis.*** Spain : Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2013.
8. Sheng, Shuangwen (Shawn). ***Report on Wind Turbine Subsystem Reliability – A Survey of Various Databases.*** U.S. : National Renewable Energy Laboratory, 2013.
9. Tavner, Peter. ***Offshore wind turbines: Reliability, availability and maintenance.*** London : IET RENEWABLE ENERGY SERIES 13, 2012.
10. Faulstich S., Durstewitz M., Hahn B., Knorr K., Rohrig K. ***Windenergie Report.*** Kassel, Germany : Institut für solare Energieversorgungstechnik, 2008.
11. Tavner, Peter. ***How Are We Going to Make Offshore Wind Farms More Reliable?*** Durham University, United Kingdom. : SUPERGEN Wind General Assembly, 2011.
12. Reliawind. ***Reliability-focused research on optimizing Wind Energy system design, operation and maintenance: Tools, proof of***



concepts, guidelines & methodologies for a new generation. Europe : Seventh Framework Programme, 2011.

13. *Failure rate, repair time and unscheduled O&M cost analysis of offshore wind turbines.* Carroll J, McDonald A, McMillan D. 6, Scotland : Elsevier, 2016, Vol. 19.

14. J.F. Manwell, J.G. McGowan, A.L. Rogers. *Wind energy explained: theory, design and application.* Chippenham : Wiley, 2009.

15. Olimpo Anaya-Lara, Nick Jenkins, Janaka Ekanayake, Phill Cartwright, Mike Hughes. *WIND ENERGY GENERATION: Modelling and Control.* UK : Wiley, 2009.

16. [Online] www.iberdrola.com.

17. Estate, The Crown. *Guide to an offshore wind farm.* UK : BVG Associates and the Offshore Renewable Energy Catapult, 2019.

18. IEC. *IEC 61400-3-1: Wind Energy generation systems - Part 3.1. Design requirements for fixed offshore wind turbines.* 2019.

19. Carreras, Pedro Antonio Moreno. PLAN DE MANTENIMIENTO DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE. [Online] Trabajo de fin de grado, Diciembre 2017.

20. Michael Wilkinson, Ben Hendriks , Fabio Spinato , Eugenio Gomez , Horacio Bulacio , Jordi Roca , Peter Tavner , Yanhui Feng , Hui Long. Methodology and results of the reliawind reliability field study. *European Wind Energy Conference (EWEC 2010).*

21. Tony Burton, David Sharpe, Nick Jenkins, Ervin Bossanyi. *Wind Energy Handbook.* Baffins Lane : Wiley, 2001.

22. ABB. Cuaderno de aplicaciones técnicas nº12: Plantas eólicas. [Online] 2012.

23. ZECSA. GUÍA PARA EL MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN DE PARQUES EÓLICOS MARINOS OFFSHORE. [Online] 2017.

24.

https://www.google.com/search?q=wind+turbine+blades&rlz=1C1CHBF_esES885ES885&hl=es&source=lnms&tbn=isch&sa=X&ved=2ahU



KEwi-y_u5ppzoAhVO4YUKHZ-

YCtsQ_AUoAXoECA0QAw#imgrc=bDgV3sb8kfgv4M. [Online]

25. Industry, The Wind Energy. Wind Energy Industry Manufacturing Supplier Handbook. 2011.

26. Stiebler, Manfred. *Wind Energy Systems for Electric Power Generation*. Berlín : Springer, 2008.

27. [Online] <https://www.smartgridsinfo.es/2018/02/16/presentan-solucion-antihielo-turbinas-parques-eolicos-climas-frios>.

28. Stavrakakis, G. Electrical parts of wind turbines. *Comprehensive Renewable Energy*, Elsevier. 2012.

29. <http://usuaris.tinet.cat/zefir/pitch.htm>. [Online]

30. <https://www.windpowerengineering.com/how-are-hydraulics-used-in-wind-turbines/>. [Online]

31. <https://www.youtube.com/watch?v=NP0JSOuAFMs>. [Online]

32. https://media.springernature.com/lw785/springer-static/image/chp%3A10.1007%2F978-3-319-00557-7_54/MediaObjects/311431_1_En_54_Fig1_HTML.gif. [Online]

33. Tong, Wei. *Wind Power Generation and Wind Turbine Design*. USA : WIT Press, 2010.

34. R. Poore, T. Lietenmaier. *Alternative Design Study Report: WindPact: Advanced Wind Turbine Drive*. Golden : National Renewable Energy Laboratory, 2003.

35. <https://www.windsourcing.com/>. [Online]

36. https://spanish.alibaba.com/?spm=a2700.8293689-es_ES.scGlobalHomeHeader.4.53301061nFCRQo. [Online]

37. https://www.researchgate.net/publication/271059051_Pitting_Fault_Detection_of_a_Wind_Turbine_Gearbox_Using_Empirical_Mode_Decomposition. [Online]

38. <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iec:61400:-4:ed-1:v1:en>. [Online]



39. <https://www.chegg.com/homework-help/questions-and-answers/planetary-gear-train-shown-figure-3-planetary-gear-train-fixed-ring-gear-sun-gear-rotates-q41577721>. [Online]
40. <https://twitter.com/greenmachine010/status/668828943345131520/photo/1s>. [Online]
41. <http://opex-energy.com/eolica/multiplicadoras%20aerogeneradores.html>. [Online]
42. [Online] <http://eval.ifm-electronic.com/>.
43. https://www.researchgate.net/figure/Example-of-a-yaw-system_fig1_263127900. [Online]
44. <https://www.youtube.com/watch?v=4nfgQVs4KtI>. [Online]
45. https://www.researchgate.net/publication/288668522_Design_of_Yaw_Brake_System_for_Horizontal_Axis_Wind_Turbine_Generator. [Online]
46. Spera, David A. *Wind turbine technology: fundamentals concepts of wind turbine engineering*. New York : ASME, 2009.
47. https://www.boschrexroth.com/country_units/europe/norway/images/Hydr.pdf. [Online]
48. <https://triplep97.wordpress.com/energia-eolica/aerogeneradores/partes-de-un-aerogenerador/anemometro-y-la-veleta/>. [Online]
49. <https://winddenmark.dk/>. [Online]
50. Ackermann, Thomas. *Wind Power in Power Systems*. Stockholm, Sweden : Royal Institute of Technology.
51. https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/7712332/ris_r_1205.pdf. [Online]



52.
https://www.ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Sector/Documento/SSE_44_Archivo_ingeteam-wind-corporate-catalogue-eu.pdf. [Online]
53. *https://ocw.tudelft.nl/wp-content/uploads/E_infra_master_thesis.pdf*. [Online]
54. Baring-Gould, Ian. *Offshore Wind Plant Electrical Systems: BOEM Offshore Renewable Energy Workshop*. [NREL] 2014.
55. *<https://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/electricity-generation-t-d/scada-wind-power-plants>*. [Online]
56. Organisation, International Standard. *IEC 61400-24 Protección contra rayos*. 2002.
57. *Lightning protection for wind turbines*. Cotton, Ian. UK: International Conference on Lightning Protection, 2002.
58. [Online] <http://www.steelwindtower.com>.
59. *<https://uk.ramboll.com/projects/re/150-monopiles-in-the-north-sea-push-offshore-wind-into-deeper-waters>*. [Online]
60. *https://www.researchgate.net/figure/A-typical-monopile-foundation-used-in-the-offshore-wind-energy-industry-source-C_fig15_338038527*. [Online]
61. *AC or DC for Connecting Offshore Wind Farms to the Transmission*. Hausler, M., Owman, F. Stockholm, Sweden: Proceedings of the Third International Workshop on Transmission Networks for Offshore Wind, 2002.
62. *System Approach on Designing an Offshore*. Eriksson, E., Halvarsson, P., Wensky, D., Hausler, M. Stockholm, Sweden: Proceedings of Fourth International Workshop on Large-scale Integration, 2003.
63. AENOR. UNE-EN 60812:2006 - Técnicas de análisis de la fiabilidad de sistemas: procedimiento de análisis de los modos de fallo y de sus efectos (AMFE). [Online]



64. —. UNE-EN 13306:2001 - Terminología del mantenimiento. [Online]
65. (IMCA), The International Marine Contractors Association. *Guidance on Failure Modes & Effects Analyses (FMEAs)*. 2002.
66. Rausand, Marvin. *Risk Assessment: Theory, Methods, and Applications*. New Jersey : Wiley, 2011.
67. *Offshore wind-turbine structures: A review*. Muhammad Arshad, Brendan C. O'Kelly. Dublin : Proceedings of the Institution of Civil Engineers, 2013, Vol. 166.
68.
http://oa.upm.es/43485/1/PFC_Jose_Alberto_Navarro_Martinez.pdf.
[Online]
69. Gonzalo Abad, Jesús López, Miguel A. Rodríguez, Luis Marroyo, Grzegorz Iwanski. *DOUBLY FED INDUCTION MACHINE: MODELING AND CONTROL FOR WIND ENERGY GENERATION*. New Jersey : WILEY, 2011.
70. [Online] <https://www.quora.com/What-is-periodic-preventive-maintenance>.
71. *An adaptive condition-based maintenance planning approach: An offshore wind turbine case study*. Belgacem Bettayeb, Bruno Castanier, W. Zhu. Nantes : The 2nd International Conference on Engineering Sciences and Technologies, 2017.
72. UTNE, INGRID BOUWER. *SAFE OPERATION AND MAINTENANCE*. Trondheim : NTNU, 2018.
73. 14224:2006, BS EN ISO. *Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment*. British Standard : UK, 2006.
74. Matti Niclas Scheua, Lorena Trempsb, Ursula Smolkaa, Athanasios Koliosc, Feargal Brennanc. A systematic Failure Mode Effects and Criticality Analysis for offshore wind turbine systems towards integrated condition based maintenance strategies. *Elsevier*.



75. P. J. Tavner, A. Higgins, H. Arabian, H. Long, Y. Feng. USING AN FMEA METHOD TO COMPARE PROSPECTIVE WIND TURBINE DESIGN RELIABILITIES. *European Wind Energy Conference (EWEC 2010)*.
76. H.Arabian-Hoseynabadi, H.Oraee, P.J.Tavner. Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) for wind turbines. *Elsevier*.
77. Bharatbhai, Mehta Gauravkumar. Failure Mode and Effect Analysis of Repower 5M Wind Turbine. *International Journal of Advance Research in Engineering, Science & Technology (IJAREST)*.
78. AWEA. Wind Energy Industry Manufacturing Supplier Handbook. 2011.
79. Latha Sethuraman, Michael Maness, Katherine Dykes. Optimized Generator Designs for the DTU 10-MW Offshore Wind Turbine using GeneratorSE. [Online]
80. Peter Hjuler Jensen, Takis Chaviaropoulos, Anand Natarajan. LCOE reduction for the next generation offshore wind turbines. [Online] Octubre 2017.
81. JUHASZOVA, DARINA. FAILURE ANALYSIS IN DEVELOPMENT & MANUFACTURE FOR CUSTOMER. 2013.
82. [Online] www.siemensgamesa.com.
83. [Online] <https://qz.com/1650433/hywind-scotland-makes-floating-wind-farms-a-serious-business/>.
84. <https://www.youtube.com/watch?v=DeIuwvZwYP8>. [Online]
85. <http://www.waikatobearings.co.nz/service/cooper-split-bearings>. [Online]
86. <https://electricalbaba.com/purpose-of-slip-rings-in-an-alternator/>. [Online]
87. <https://www.windpowerengineering.com/where-are-hydraulics-used-in-a-wind-turbine/>. [Online]



88.

http://www.cesos.ntnu.no/attachments/083_Kimon_Argyriadis_certification_&_standards.pdf. [Online]

89.

<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK105152A3902&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>. [Online]

90.

<http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5610/fichero/MEMORIA+PFC-ANTONIO+CALO+GARC%C3%8DA.pdf>. [Online]

91. <http://www.cabletelandalucia.com/assets/catalogo-general-cable-media-tension.pdf>. [Online]

92. ANDRAWUS, JESSE AGWANDAS. MAINTENANCE OPTIMISATION FOR WIND TURBINES. [Online] Abril 2008.

93.

[Online]

<https://www.slideshare.net/MohammedHamedAhmedSo/case-study2-45748975>.



ANEXO 1. CLASIFICACIÓN DE UN AEROGENERADOR

Descripción de la unidad				
Sistema (System)	Sub-sistema (Sub-system)	Ensamblaje (Assembly)	Sub-ensamblaje (Sub-assembly)	Componente (Component)
Aerogenerador (Wind turbine)	Rotor (Rotor Module)	Palas (Blades)	Protección contra rayos (Blade lightning protection termination)	Protección contra rayos (Blade lightning protection termination)
			Conductor de bajada del pararrayos (Blade lightning down-conductor)	Conductor de bajada del pararrayos (Blade lightning down-conductor)
			Sistema de descongelación (De-icing system)	Sistema de descongelación (De-icing system)
			Unión del borde de ataque (Leading edge bond)	Unión del borde de ataque (Leading edge bond)
			Tuercas y tornillos (Nuts and bolts)	Tuercas y tornillos (Nuts and bolts)
			Pintura y recubrimiento (Paint and coating)	Pintura y recubrimiento (Paint and coating)
			Estructura raíz (Root structure)	Estructura raíz (Root structure)
			Capa sandwich (Sandwich shell)	Capa sandwich (Sandwich shell)
			Cajón de torsión (Spar box)	Cajón de torsión (Spar box)
			Refuerzo del larguero (Spar cap)	Refuerzo del larguero (Spar cap)
			Alma del larguero (Spar web)	Alma del larguero (Spar web)
			Unión del borde de salida (Trailing edge bond)	Unión del borde de salida (Trailing edge bond)
		Buje (Hub)	Escotilla de salida (Exit hatch)	Escotilla de salida (Exit hatch)
			Cono-nariz (Nose cone)	Cono-nariz (Nose cone)
		Sistema Pitch (Pitch system)	Cabina Pitch (Pitch cabinet)	Batería (Battery)
				Cargador de batería (Battery charger)
				Calentador (Heater)
				Controlador local (Local controller)
			Accionamiento Pitch (Pitch drive)	Centralita (Switchboard)
				Motor
				Refrigeración del motor (Motor cooling)
				Sistema de refrigeración del motor (Motor cooling system)
				Accionamiento del motor (Motor drive)
				Piñón (Pinion)
				Rodamiento Pitch (Pitch bearing)
				Caja de engranajes Pitch (Pitch gearbox)
			Sensores Pitch (Pitch sensors)	Codificador de posición (Position encoder)
				Sensor de temperatura (Temperature sensor)
Voltímetro (Voltmeter)				



	Góndola (Nacelle Module)	Sistema hidráulico (Hydraulics system)	Conjunto de generación hidráulica (Hydraulic power pack)	Motor
				Bomba (Pump)
				Válvula de presión (Pressure valve)
				Filtro (Filter)
			Actuador (Actuator)	Casquillo (Bushing)
				Cilindro (Cylinder)
				Latiguillo/Racor (Hose/Fitting)
				Accionamiento lineal hidráulico (Hydraulic linear drive)
				Final de carrera (Limit switch)
				Conexión (Linkage)
				Varios sistemas hidráulicos (Miscellaneous hydraulics)
				Controlador de posición (Position controller)
				Válvula proporcional (Proportional valve)
				Bomba (Pump)
		Convertidor de par (Torque converter)		-
		Diferencial (Differential)		-
		Acoplamiento viscoso (Viscous coupling)	-	
		Auxiliares (Nacelle auxiliaries)	Sensores meteorológicos (Meteorological sensors)	Anemómetro (Anemometer)
				Veleta (Wind vane)
			Sensores de la góndola (Nacelle sensors)	Sensor de vibración de emergencia (Emergency vibration sensor)
				Codificador yaw (Yaw encoder)
			Sistema de seguridad (Safety system)	Baliza electrónica (Beacon)
				Conductor de bajada (Down conductor)
				Anticaídas (Fall arrester)
				Sistema contra-incendios (Fire fighting system)
				Malla metálica de cobertura (Nacelle cover metallic mesh)
				Protección contra rayos (Lightning protection termination)
Estructura (Nacelle structure)	Grúa de servicio (Service crane)			
	Bancada (Bedplate)	Tornillos (Bolts)		
		Estructura fundida o soldada (Cast or welded structure)		
	Cubierta (Cover)	Fibra de vidrio (Fibreglass)		
Escotilla (Hatch)				



		Bastidor del generador (Generator frame)	Tornillos (Bolts)
			Estructura fundida o soldada (Cast or welded structure)
Módulo eléctrico (Electrical module)	Sistema yaw (Yaw system)	Freno yaw (Yaw brake)	Pinzas de freno yaw (Yaw brake callipers)
			Disco de freno yaw (Yaw brake disc)
			Latiguillos de freno yaw (Yaw brake hoses)
		Accionamiento yaw (Yaw drive)	Pastillas de freno (Yaw brake pads)
			Amortiguador (Damper)
			Rodamiento yaw (Yaw bearing)
	Multiplicadora yaw (Yaw gearbox)		
	Sensores yaw (Yaw sensors)	Motor yaw (Yaw motor)	
		Piñón yaw (Yaw pinion)	
	Sistema eléctrico auxiliar (Auxiliary electrical system)	Servicios eléctricos (Electrical services)	Contador Wind-up (Wind-up counter)
Codificador yaw (Yaw encoder)			
Fuente de alimentación 24 DC (24 DC feeder)			
Transformador auxiliar (Auxiliary transformer)			
Interruptor automático (Breaker)			
Cabina (Cabinet)			
Ventilador (Fan)			
Fusible (Fuse)			
Relé de protección de red (Grid protection relay)			
Lámpara (Light)			
Interruptor mecánico (Mechanical switch)			
Toma de corriente (Power point)			
Protección de la cabina (Protection cabinet)			
Pulsador (Pushbutton)			
Relé (Relay)			
Sistema de protección contra rayos (Lightning protection system)		Calentador (Space heater)	
		Descargador de sobretensión (Surge arrester)	
		Protección térmica (Thermal protection)	
		UPS	
		Captador (Air termination)	
	Elemento de unión (Bonding element)		
	Conector de tierra (Earth connector)		
	Toma de tierra (Earth termination)		
	Contacto deslizante (Sliding contact)		



			Sistema de brecha de chispa (Spark gap system)	
			Descargador de sobretensión (Surge arrester)	
			Equipos auxiliares (Ancillary equipment)	Interruptor automático (Breaker)
				Sensor temperatura de la cabina (Cabinet temperature sensor)
				Cables (Cable)
				Contactador
				Unidad analógica E/S (Analog I/O unit)
			Sistema de comunicación (Communication system)	Unidad digital E/S (Digital I/O unit)
				Módulo ethernet (Ethernet module)
				Maestro de bus de campo (Field bus master)
				Esclavo de bus de campo (Field bus slave)
				Unidad de frecuencia (Frequency unit)
				Cables (Condition cables)
			Sistema de monitoreo basado en condición (Condition monitoring system)	Registrador de datos (Data logger)
				Tarjeta adaptadora de protocolo para registrador de datos (Protocol adapter card for data logger)
				Sensores (Sensors)
				Fuente de alimentación del controlador (Controller power supply)
			Controlador hardware (Controller hardware)	CPU
				Sistema de comunicación interno (Internal communication system)
				Unidad principal E/S (Main I/O unit)
				Unidad Watch dog (Watch dog unit)
				Software de control de circuito cerrado (Closed loop control software)
				SCADA (Supervisory control software)
				Botón de emergencia (Emergency button)
			Cadena de seguridad (Safety chain)	Interruptor de velocidad máxima (Max speed switch)
				Interruptor de alimentación (Power switch)
				Interruptor de cortocircuito (Short circuit switch)
				Interruptor de vibración (Vibration switch)
Interruptor Watch Dog (Watch dog switch)				
Interruptor Wind-up (Wind-up switch)				
Convertidor de frecuencia (Frequency converter)	Auxiliares del convertidor (Converter auxiliaries)	Fuente de alimentación auxiliar (Auxiliary power supply)		
		Cabina (Cabinet)		



			Sistema de calefacción de la cabina (Cabinet heating system)	
			Sensor de la cabina (Cabinet sensor)	
			Unidad de comunicación e interfaz (Communication and interface unit)	
			Panel de control (Control board)	
			Ventilador del generador (Generator side fan)	
			Ventilador de la red (Grid side fan)	
			Unidad de medida (Measurement unit)	
			Fuente de alimentación (Power supply)	
			Fuente de alimentación 24 V (Power supply 24 V)	
			Adaptador de tacómetro (Tachometer adapter)	
			Termostato (Thermostat)	
			Unidad de ramificación (Branching unit)	
			Condensador (Capacitor)	
			Contactor	
		Convertidor del generador (Generator side converter)		
		Módulo de potencia del generador (Generator side power module)		
		Convertidor de red (Grid side converter)		
		Módulo de potencia de red (Grid side power module)		
		Inductor		
		Interruptor de carga (Load switch)		
		Unidad de pre-carga (Pre-charge unit)		
		Filtro de modo común (Common mode filter)		
		Palanca (Crowbar)		
		Interruptor chopper (DC chopper)		
		Filtro del generador (Generator side filter)		
		Conjunto de filtro de línea (Line filter assembly)		
		Unidad limitadora de voltaje (Voltage limiter unit)		
		Sistema eléctrico de potencia (Power electrical system)	Mediciones (Measurements)	-
				-
			Circuito de potencia (Power circuit)	Cables
Contactor (Machine contactor)				
Transformador MV (Machine transformer)				
Barra colectora MV/aislador (MV busbar/isolator)				
Cuadro eléctrico MV (MV switchgear)				



Tren de transmisión (Drive train module)	Caja de engranajes (Gearbox)	Rodamientos (Bearings)	Arrancador suave (Soft start electronics)
			Rodamiento portador (Carrier bearing)
			Rodamiento planetario (Planet bearing)
		Sistema de refrigeración (Cooling system)	Cojinete de eje (Shaft bearing)
			Latiguillo (Hose)
			Bomba (Pump)
		Engranajes (Gears)	Radiador (Radiator)
			Eje hueco (Hollow shaft)
			Porta satélites (Planet carrier)
			Engranaje planetario (Planet gear)
			Corona dentada (Ring gear)
			Engranaje recto (Spur gear)
		Carcasa (Housing)	Engranaje sol (Sun gear)
			Casquillo (Bushing)
			Carcasa (Case)
			Montaje (Mounting)
		Sistema de lubricación (Lubrication system)	Brazo porta-satélites (Torque arm system)
			Latiguillo (Hose)
			Motor
			Filtro primario (Primary filter)
			Bomba (Pump)
			Depósito (Reservoir)
			Sello (Seal)
		Sensores (Sensors)	Filtro secundario (Secondary filter)
			Residuos (Debris)
			Nivel aceite (Oil level)
			Presión 1 (Pressure 1)
Presión 2 (Pressure 2)			
Generador (Generator)	Temperatura (Temperature)		
	Ventilador de refrigeración (Cooling fan)		
	Filtro (Filter)		
	Latiguillo (Hose)		
	Radiador (Radiator)		
Sistema de lubricación (Lubrication system)	Bomba (Pump)		
	Depósito (Reservoir)		
Rotor	Conmutador (Commutator)		



		Sensores (Sensors)	Excitador (Exciter)	
			Controlador de resistencia (Resistance controller)	
			Laminación del rotor (Rotor lamination)	
			Devanador del rotor (Rotor winding)	
			Anillo colector (Slip ring)	
			Sensor de temperatura del núcleo (Core temperature sensor)	
			Codificador (Encoder)	
			Vatímetro (Wattmeter)	
			Estator (Stator)	Imán (Magnet)
				Laminación del estator (Stator lamination)
				Devanado del estator (Stator winding)
			Estructura y mecánica (Structural and mechanical)	Rodamiento delantero (Front bearing)
		Carcasa (Housing)		
		Rodamiento trasero (Rear bearing)		
		Eje (Shaft)		
		Conjunto de eje principal (Main shaft set)	Lado de alta velocidad (High speed side)	Bloque silencioso (Silent block)
				Acoplamiento (Coupling)
				Bloqueo de rotor (Rotor lock)
			Lado de baja velocidad (Low speed side)	Eje (Shaft)
				Eje de transmisión (Transmission shaft)
				Rodamiento axial (Axial bearing)
				Acoplamiento de compresión (Compression coupling)
				Placa de conector (Connector plate)
				Sello del rodamiento principal (Main bearing seal)
				Sensor de temperatura rodamiento principal (Main bearing temperature sensor)
			Eje principal (Main shaft)	
			Freno mecánico (Mechanical brake)	Rodamiento radial (Radial bearing)
		Bloqueo de rotor (Rotor lock)		
		Anillo colector (Slip ring)		
		Senores (Sensors)	Pinzas (Calliper)	
Disco (Disk)				
Pastillas (Pad)				
		Bloqueo de la transmisión (Transmission lock)		
		Sensor alta velocidad (High speed sensor)		
		Sensor baja velocidad (Low speed sensor)		



Estructura de soporte (Support structure)	Estructura de soporte (Support structure)	Cimentación (Foundation)	Cimentación de gravedad (Gravity-based foundation)	Sensor de posición (Position sensor)
			Monopilote (Monopile)	Hormigón (Concrete)
				Refuerzo de acero (Steel reinforcement)
				Protección contra corrosión (Corrosion protection)
			En tierra (Onshore)	Pilote (Pile)
				Pieza de transición (Transition piece)
				Hormigón (Concrete)
				Tuercas y tornillos (Nuts and bolts)
				Pilotes (Piles)
		Refuerzo de acero (Steel reinforcement)		
		Jacket (Space frame/tripod)	Protección contra corrosión (Corrosion protection)	
			Pilotes (Piles)	
			Estructuras (Structures)	
			Escalera (Ladder)	
			Equipo de acceso (Access equipment)	Pista de aterrizaje (Landing pad)
Protección contra rayos (Lightning protection)				
Asistente de ascenso (Climb assist)				
Torre (Tower)	Torre (Tower)	Grúa de mantenimiento (Maintenance crane)		
		Tuercas y tornillos (Nuts and bolts)		
		Pintura/Recubrimiento (Paint/coating)		
		Sección de la torre (Tower section)		
Parque eólico (Wind farm)	Sistema de recogida (Collection system)	Cable	Cable	Cables
	Estación meteorológica (Meteorological station)	Estación meteorológica (Meteorological station)	Estación meteorológica (Meteorological station)	Estación meteorológica (Meteorological station)
	Infraestructura operacional (Operational infrastructure)	Infraestructura operacional (Operational infrastructure)	Infraestructura operacional (Operational infrastructure)	Infraestructura operacional (Operational infrastructure)
	Subestación (Substation)	Conexión a la red (Grid connection)	Enlace HV (HV link)	Enlace HV (HV link)
Transformador de la subestación (Substation transformer)			Transformador de la subestación (Substation transformer)	
Comunicación y control (Utility communication and control)			Comunicación y control (Utility communication and control)	