



UNIVERSIDAD DON BOSCO

VICERRECTORÍA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO

TRABAJO DE GRADUACIÓN

**PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO
DE AEROGENERADORES USANDO TECNOLOGÍA
BASADA EN MONITOREO DE LA SALUD ESTRUCTURAL
(STRUCTURAL HEALTH MONITORING, SHM)**

**PARA OPTAR AL GRADO DE:
MAESTRO EN GESTIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES**

**PRESENTADO POR:
NELSON JAVIER MÉNDEZ MONTES**

**ASESOR:
PhD. MISAEL ERNESTO MELGAR ESCOBAR**

Antiguo Cuscatlán, La Libertad, El Salvador, C.A.
Diciembre de 2018

AGRADECIMIENTOS

Mi mayor muestra de admiración y agradecimiento a todas las personas que me han permitido finalizar este logro, a Dios Padre, por permitirme llegar a ser lo que soy, a mis padres queridos Nelson y Rosa Maria, por haberme forjado e inculcado principios que me han permitido llegar a este momento de culminación de mis estudios y por perseverar y ser pacientes a mi lado.

A todas las personas que me han transmitido todos sus conocimientos y experiencia para que pueda ser un profesional de bien, a mis maestros de cátedra de la Maestría en Gestión de Energías Renovables, a mi Asesor el Dr. Misael Melgar por su amistad, sus consejos y su interminable ayuda para poder desarrollar este trabajo y al Profesor Leopoldo Bressan de la Universidad Tecnológica Nacional de Buenos Aires por transmitirme todos sus conocimientos y enseñanzas en este maravilloso campo de la energía eólica.

A todos, MUCHAS GRACIAS.

INDICE

Introducción

Objetivos

Capítulo 1. Aerogeneradores. Generalidades	1
1.1 Antecedentes históricos	1
1.2 Clasificación de turbinas HAWT	5
1.2.1 Por la potencia que generan	5
1.2.2 Por la orientación del rotor hacia el viento	5
1.2.3 Por el número de palas	5
1.2.4 Por la velocidad y turbulencia del viento	6
1.3 Componentes principales de las turbinas horizontales (HAWT)	6
1.3.1 Núcleo del rotor	8
1.3.2 Palas del rotor	9
Análisis aerodinámico de las palas del rotor	10
Potencia máxima teórica y límite de betz	13
Coeficiente de potencia (c_p)	15
Regulación de potencia y velocidad de la turbina	16
Sistema de pitch control	17
Sistema de control por pérdida aerodinámica (stall)	18
Curvas c_p - λ	19
Curva de potencia vs. rpm del rotor	20
1.3.3 Eje principal de baja velocidad	22
1.3.4 Rodamientos del eje principal	23
1.3.5 Caja multiplicadora	26
1.3.6 Frenos	27
1.3.7 Generador eléctrico	28
Generadores síncronos con imanes permanentes	29
Generadores asíncronos o de inducción	29
Deslizamiento del generador	30
Generadores de inducción con rotor doblemente alimentado	31
1.3.8 Sistema de guiñada (yaw)	32

1.3.9 La góndola y el bastidor principal	33
1.3.10 La torre	34
Torres metálicas tubulares de acero	35
Torres de concreto	36
Torres híbridas de concreto y acero	37
Logística de transporte de palas de aerogeneradores	38
Referencia bibliográfica	40
Capítulo 2. Mantenimiento de aerogeneradores	42
2.1 Mantenimiento preventivo	42
2.2 Mantenimiento predictivo o basado en condiciones	43
2.2.1 Inspección visual	45
2.2.2 Inspección termográfica	45
2.2.3 Prueba por líquidos penetrantes	47
2.2.4 Prueba por ultrasonido (UT)	48
2.2.5 Inspección boroscópica	49
2.2.6 Análisis periódico de aceite	51
2.2.7 Análisis de vibraciones	53
2.3 Mantenimiento correctivo	54
2.3.1 Pequeño correctivo	56
2.3.2 Grandes correctivos	57
2.3 Confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad	58
2.3.1 Confiabilidad	58
2.3.2 Mantenibilidad	58
2.3.3 Disponibilidad	59
Referencia bibliográfica	60
Capítulo 3. Daños mecánicos comunes y zonas más afectadas que sufren los rotores y álabes de los aerogeneradores	62
3.1 Materiales y estructura de fabricación de las palas	62
3.2 Principales daños en las palas y zonas más afectadas	66
3.3 Modelo de propagación de daño por fatiga de los materiales compuestos	72
Referencia bibliográfica	74
Capítulo 4. Filosofía del SHM (Structural Health Monitoring) y sus aplicaciones tecnológicas	75
4.1 Filosofía del SHM	75

4.2 Aplicaciones tecnológicas del SHM	77
4.3 Aplicación de SHM en palas de aerogeneradores	79
4.3.1 Sensores de emisión acústica (AE)	79
4.3.2 Sensores con malla de fibra Bragg (FBG)	82
4.4 Mantenimiento basado SHM para estructuras de materiales compuestos	86
Referencia bibliográfica	88
Capítulo 5. Análisis de los costos de operación y mantenimiento de los aerogeneradores	89
5.1 Antecedentes	89
5.2 Análisis de costos de operación de un parque eólico	89
Referencia bibliográfica	100
Conclusiones	101

INTRODUCCIÓN

El siguiente trabajo pretende presentar la investigación sobre una estrategia para optimizar el mantenimiento de los aerogeneradores por medio del monitoreo de las condiciones estructurales del rotor principal, específicamente en las palas del rotor por ser elementos vitales en cualquier aerogenerador. El monitoreo estructural puede ser realizado por tecnología basada en sistemas embebidos, por instancias, el Structural Health Monitoring (SHM) es considerado en la presente investigación. El SHM es usado como técnica de inspección, vía remota, in situ y en tiempo real. El constante monitoreo estructural online de las palas, puede ayudar a optimizar el mantenimiento y la operación de los aerogeneradores que están en servicio en parques eólicos, así, evitando paros innecesarios por inspecciones, daños y mantenimiento. Además, el mantenimiento puede ser llevado de manera más segura y eficiente.

El estudio de las principales fallas en los rotores de los aerogeneradores fue efectuado, principalmente en las palas del rotor y sus posibles causas mecánicas. La implementación de la tecnología embebida fue estudiada y un análisis de costos comparativo de aerogeneradores con/sin tecnología SHM fue llevada a cabo.

Por medio de esta investigación se pretende hacer una contribución a las futuras generaciones de aerogeneradores y estrategias de mantenimiento basados por tecnología SHM, potenciando el mantenimiento predictivo para asegurar la integridad estructural de las palas del rotor y otros componentes vitales, así la reducción de costos por las inspecciones manuales y paros prolongados es posible. Las inspecciones, reparaciones y remplazos pueden ser planificados de manera oportuna, segura y eficiente a un menor costo operacional.

En la actualidad la tecnología de SHM es utilizada en instalaciones civiles como puentes, edificios, rascacielos e infraestructuras relacionadas, pero también es utilizada en la industria aeronáutica para certificación de las aeronaves y como método de inspección de la estructura de sus alas y componentes relacionados. Por consiguiente, la implementación de tecnología SHM en las palas del rotor es una propuesta viable que incrementa la disponibilidad y operatividad de los aerogeneradores.

Cinco capítulos fueron desarrollados, iniciando con la historia, generalidades y partes de los aerogeneradores; el mantenimiento aplicable hoy en día y sus dificultades; los daños mecánicos más comunes y las zonas más vulnerables de la palas; la filosofía SHM y sus aplicaciones tecnológicas; y un análisis de costos de operación y mantenimiento fue realizado. Finalmente, las conclusiones de los resultados obtenidos fueron discutidas.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Proponer una estrategia para la optimización del mantenimiento de aerogeneradores usando tecnología basada en el monitoreo de la salud estructural (Structural Health Monitoring, SHM).

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a. Describir los tipos de inspecciones de mantenimiento que son efectuadas en el rotor de los aerogeneradores.
- b. Identificar los tipos de daños mecánicos que sufren las palas del rotor de los aerogeneradores.
- c. Describir la filosofía de SHM y su aplicación para la optimización de la operación y mantenimiento de los aerogeneradores.
- d. Comparar los costos por mantenimiento de aerogeneradores sin y con tecnología SHM.

1. AEROGENERADORES. GENERALIDADES.

1.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS

El viento es energía proveniente del sol generada por el calentamiento de la superficie de la tierra y por la rotación de esta. Durante siglos, el uso de la energía eólica generada ha ayudado al desarrollo y evolución de la humanidad, teniéndose registros de su uso en la región persa de Sistan, durante el siglo VII, periodo durante el cual fueron utilizados molinos de eje vertical para la molienda de granos. La Fig. 1.1 muestra un molino vertical típico utilizado en la región, el cual movilizaba una piedra redonda para la molienda de granos.

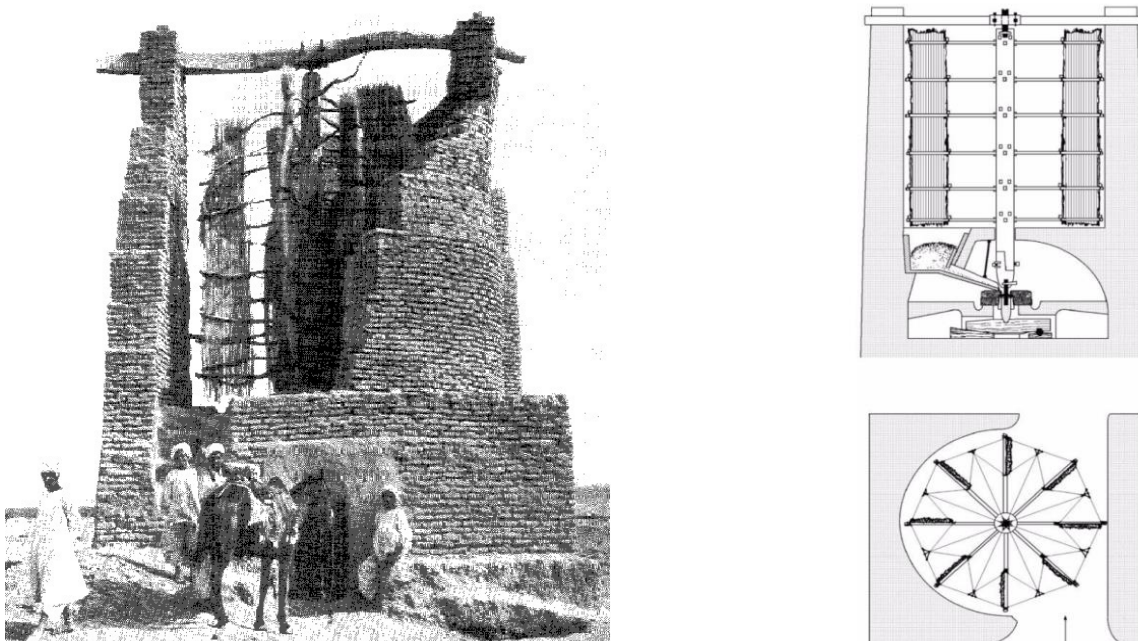


Fig. 1.1. Molino utilizado en Sistan [1].

La propagación de los molinos de viento se inició por toda Europa. Empezaron a aparecer en Francia, Bélgica, España e Inglaterra durante el siglo XII, pero durante esta evolución se dio un cambio sumamente importante en el diseño del rotor ya que los molinos europeos presentaban un eje horizontal como se muestra en los molinos del campo de Criptana en España (Fig. 1.2) y no vertical como los molinos de Sistan. Estos molinos europeos se fabricaban con 4 palas, tenían engranajes y anillos de madera y hacían girar una muela de piedra.



Fig. 1.2. Molinos europeos del Campo de Criptana, España [1].

Esta configuración de eje horizontal poseía ciertas mejoras con respecto al molino de eje vertical, una mayor eficiencia la cual se debía al mismo principio de funcionamiento ya que los molinos de eje vertical trabajan con fuerzas de arrastre sobre las palas mientras que los de eje horizontal trabajan con fuerzas de sustentación, las razones por las cuales se dio esta evolución se desconocen aunque se piensa que la idea se tomó de la misma rueda hidráulica desarrollada por Vitruvio la cual se utilizaba en los ríos para generación de potencia mecánica. No fue hasta finales del siglo XIX que se desarrolló el aprovechamiento de la energía eólica para propósitos de generación de energía eléctrica, en 1887 el Profesor James Blith de Escocia instaló un aerogenerador en el jardín de su casa de vacaciones en Marykirk en Kincardineshire el cual cargaba un banco de baterías utilizado para encender la iluminación en la cabaña. En 1891 en Dinamarca se fabricó la primera turbina destinada para producción de electricidad siendo fabricada por el danés Poul La Cour (Fig. 1.3) quien era meteorólogo e inventor. Para el año de 1957, uno de los estudiantes de La Cour, el Ingeniero danés Johanness Juul desarrolló una turbina tripala con un generador de inducción de jaula de ardilla, un rotor de 24 m (79 pies) de diámetro, produjo 200 kW de corriente alterna alimentados directamente a la red (Fig. 1.4), poseía un sistema de guiñada electromecánica, las tres palas reguladas con frenos de emergencia de punta aerodinámica (inventados por Juul) el cual es un diseño que sigue siendo ampliamente utilizado en Dinamarca. La turbina, que durante muchos años fue la más grande del mundo, funcionó entre 1957 y 1967 sin mantenimiento, demostrando una increíble durabilidad [1].



Fig. 1.3. El aerogenerador original de 1891 de La Cour tenía 11,6 metros (38 pies) de diámetro y condujo una dinamo de 18 kW a nivel del suelo (Fundación Poul la Cour) [2].

En Los Estados Unidos una de las primeras turbinas más significativa de gran potencia fue la máquina Smith-Putnam diseñada por Palmer Cosslett Putnam y construida por la compañía S. Morgan Smith, poseía un diámetro del rotor de 53.3 m y potencia nominal de 1.25 MW. Esta turbina fue la más grande construida para aquella época fabricada con un diseño bipala, la turbina se muestra en la Fig. 1.5. Esta turbina falló en 1945 por lo que el proyecto fue abandonado [3].



Fig. 1.4. Turbina Gedser construida en 1957 por J. Juul [4].



Fig. 1.5. Turbina Smith-Putnam bipala [5].

El renacimiento de la energía eólica puede ser considerado desde 1960, época en la cual se tenían datos públicos de la peligrosidad de la energía nuclear además de otros problemas medioambientales hasta que, en la década de 1970, fecha en que se tuvo la crisis del petróleo, provocó que se desarrollaran esfuerzos para buscar fuentes alternativas de energía. En Estados Unidos, por un lado, el gobierno federal a través de la Ley de Política Reguladora de las Utilidades Públicas de 1978 permitió que las turbinas eólicas se pudieran conectar a la red y creó un programa de incentivos siendo California quien mejor promoviera dichos incentivos posibilitando la conexión de numerosos aerogeneradores juntos en un grupo (parque eólico) conectados a la red [3]. Por otro lado, en Europa, la crisis petrolera causó que organismos medioambientales y de energía iniciaran nuevamente la producción de aerogeneradores en Dinamarca, fabricándolos primeramente a pequeña escala en garajes y pequeños talleres llegando a fabricarse, turbinas tripala de hasta 60 m de diámetro del rotor y 1.5 MW. Todo este auge en la fabricación de turbinas creó un mercado interior y se generaron las condiciones para crear una industria de aerogeneradores los cuales iniciaron su exportación e introducción al creciente mercado californiano llegando a obtener un 50% del mercado internacional desde la década de 1980. Desde entonces, la tendencia en la construcción de las turbinas eólicas es a incrementar el tamaño del rotor y la altura de la torre como se muestra en la Fig. 1.6 ya que a mayores alturas se tienen mayores velocidades del viento y a mayores diámetros del rotor tenemos una mayor área de barrido de las palas. En 2007, la Unión Europea a través de su Política Energética, adquiere el compromiso para 2020, que el 20% de toda la energía debería de proceder de fuentes renovables. Pero como toda nueva generación tecnológica, la energía eólica requiere soporte financiero para fortalecer su desarrollo y estimular su inversión por parte de compañías privadas [6].

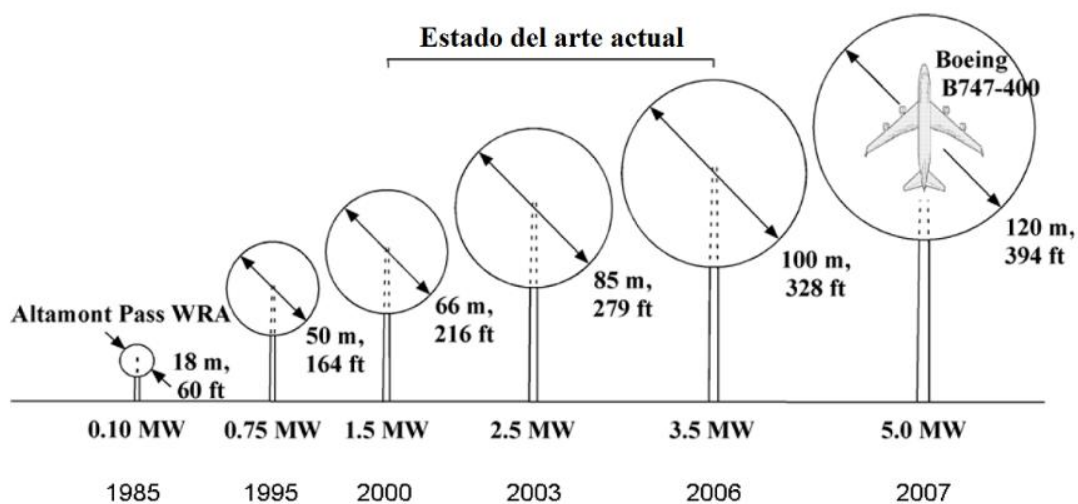


Fig. 1.6. Evolución del tamaño de los aerogeneradores desde la década de 1980 hasta 2007 [7].

1.2 CLASIFICACIÓN DE TURBINAS HAWT

1.2.1 POR LA POTENCIA QUE GENERAN

Los aerogeneradores de eje horizontal (HAWT) suelen clasificarse de muchas maneras. De acuerdo a la potencia de salida podemos decir que las turbinas pueden ser Sub-Megawatts si producen entre 400 a 600 kW y pueden ser Multimegawatts si producen potencias mayores [8].

1.2.2 POR LA ORIENTACIÓN DEL ROTOR HACIA EL VIENTO

También podemos clasificarlas como turbinas a sotavento y a barlovento como se muestra en la Fig. 1.7, siendo las primeras las que sitúan el rotor detrás de la torre y las segundas como las que sitúan al rotor de cara al viento. En el caso de turbinas a sotavento el sistema es auto orientable y es poco utilizado debido a su más baja eficiencia de transformación de energía. En el sistema a barlovento el sistema hace uso de un manómetro y una veleta instalados en el techo de la góndola de la turbina para recolectar datos de velocidad y dirección del viento enviando órdenes a una serie de motorreductores para hacer girar la góndola y posicionar el rotor de cara al viento.

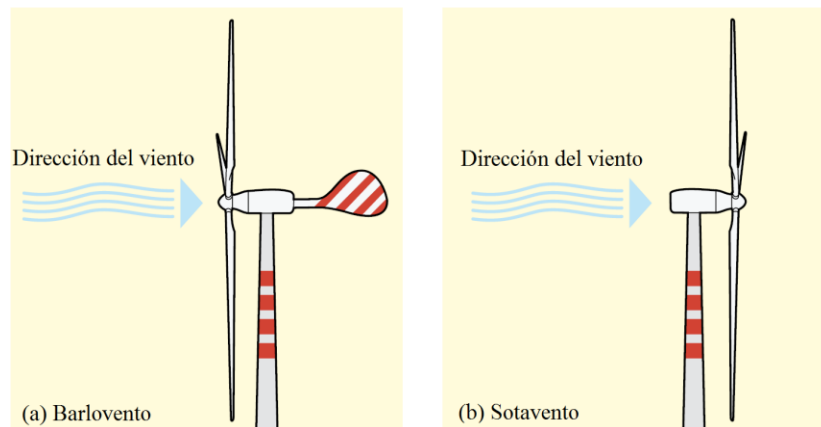


Fig. 1.7. Turbinas eólicas con orientación del rotor [8].

1.2.3 POR EL NÚMERO DE PALAS

Podemos clasificarlas como turbinas de una, dos, tres o más palas. Los principios aerodinámicos básicos determinan que existe un área de pala óptima para una velocidad de rotación dada. Un rotor de turbina para aplicaciones de parques eólicos, generalmente tiene una velocidad de punta de 60-70 m/s, con estas velocidades de punta, un rotor de tres palas es de 2% a 3% más eficiente que un rotor de dos palas [8]. Además, un rotor con tres palas produce menos concentración de esfuerzos en el núcleo del rotor y en el eje principal de baja velocidad. Si analizamos 4 o más palas, el costo se

incrementa y aumentan las cargas sobre la torre, dado que cuantas más palas tengamos, mayor será el área sólida con que se encuentra el viento repercutiendo en el peso de diseño de la torre [8].

1.2.4 POR LA VELOCIDAD Y TURBULENCIA DEL VIENTO

Las turbinas se clasifican en clases I, II y III. Esta clasificación es definida por la norma IEC61400-1 la cual se presenta en la tabla 1.1 y se basa en las velocidades y turbulencia del viento para la cual son diseñadas.

Tabla 1.1. Clases de turbinas en base a la velocidad del viento [8].

CLASE DE TURBINA EÓLICA		I	II	III	S
V _{ave} (m/s)		10	8.5	7.5	Valores a especificar por el proyectista
V _{ref} (m/s)		50	42.5	37.5	
V _{50, gust} (m/s)		70	59.5	52.5	
I _{ref}	A	0.16			
	B	0.14			
	C	0.12			

1. V_{ave} es la velocidad media anual del viento a la altura del núcleo; V_{ref} es el valor máximo de velocidad media en intervalos de 10 minutos, a la altura del núcleo, que estadísticamente se presenta cada 50 años; $V_{50, gust}$ es velocidad extrema de ráfagas de viento como promedio durante 3 segundos medida en 50 años; I_{ref} es la intensidad de turbulencia media a 15 m/s, es decir, el % de diferencia de velocidad medidos durante 10 minutos a una velocidad de 15 m/s durante un período de 1 año.
2. A, B y C son las categorías de la intensidad de turbulencia característica alta media y baja respectivamente.
3. Turbinas de clase S, “On site” especificadas para trabajar en lugares que no cumplen con los valores indicados en la tabla como por ejemplo una turbina a instalarse en La Patagonia, Argentina en el cual existen vientos con velocidades medias anuales superiores a 10 m/s (12 m/s) o cualquier otra condición distinta.

1.3 COMPONENTES PRINCIPALES DE LAS TURBINAS HORIZONTALES (HAWT)

Los componentes principales de una turbina HAWT son el rotor, el tren de potencia, el sistema de guiñada (yaw) y la torre. La Fig. 1.8 muestra un layout completo del aerogenerador Nordex N60 con los componentes antes mencionados y un corte seccionado de dicha turbina. Cabe destacar que

dependiendo de la configuración de la caja multiplicadora así también estará configurado el tren de potencia, esto se estudiará más adelante.

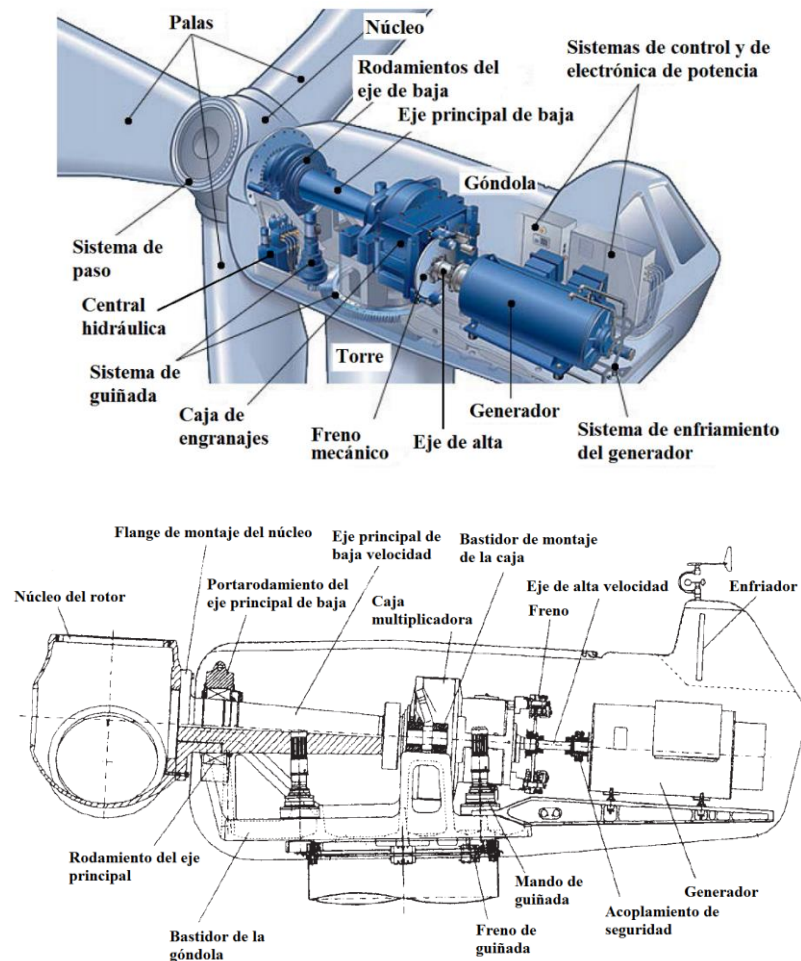


Fig. 1.8. Componentes principales del tren de potencia de una turbina HAWT Nordex N60 [6].

Ya que la mayor parte de aerogeneradores que se encuentran instalados en la región Centroamericana son con caja multiplicadora, dicha configuración será motivo de nuestro estudio, aunque no se descarta que existan parques eólicos instalados con turbinas sin caja multiplicadora y de accionamiento directo del generador.

El tren de potencia lo conforman:

1. El Núcleo del rotor (Hub).
2. Las Palas del rotor.
3. Eje principal de baja velocidad (Main Shaft).

4. Rodamiento principal y Porta-rodamiento.
5. La Caja Multiplicadora.
6. El Sistemas de frenado.
7. El eje de altas rpm
8. El generador eléctrico.

1.3.1 NÚCLEO DEL ROTOR

El núcleo o hub es la pieza que conecta las palas del rotor con el eje principal de baja velocidad, este es fabricado en una sola pieza ya que es acá en donde se inician las cargas que se transmiten a la estructura de la turbina pudiendo ser del tipo tri-cilíndrico o esférico. El núcleo contiene 3 bridas iguales y una brida de conexión al eje principal de baja velocidad como se muestra en la Fig. 1.9. El material recomendado para su fabricación es hierro fundido nodular con especificación EN-GJS-400-18U-LT (EN 1563). En el interior del núcleo del rotor se encuentra un panel de control, que contiene un procesador que recibe instrucciones del Sistema de Control del paso de las palas y los rodamientos del paso de las palas los cuales permiten girar a las palas dependiendo de la velocidad del viento.

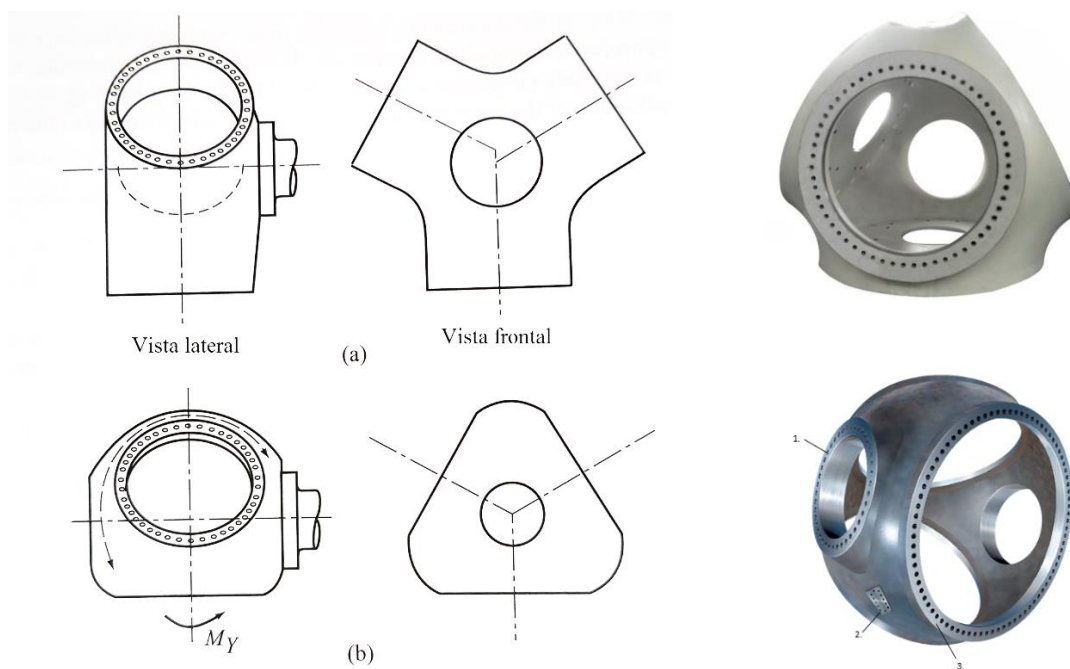


Fig. 1.9. Tipos de núcleos del rotor. (a) Tri-cilíndrico, (b) esférico (1. Agujeros roscados de conexión del eje de baja, 2. Cuerpo del núcleo, 3. Brida de conexión de las palas) [6].

1.3.2 PALAS DEL ROTOR

Las palas del rotor poseen un perfil aerodinámico de ala de avión los cuales son bastante conocidos y desarrollados en la industria aeronáutica ya que en el inicio de la industria eólica, se adoptaron para el diseño de los rotores, perfiles NACA (National Advisory Commitee for Aeronautics, organismo antecesor de la actual NASA) diseñados para alas de avión, y con el tiempo fue surgiendo la aparición de perfiles aerodinámicos específicos para aerogeneradores como los desarrollados por la Universidad de Delft, y Risø, que son alternativas específicamente adaptadas y optimizadas a las necesidades de la industria de turbinas eólicas [8]. La Fig. 1.10 muestra la nomenclatura del perfil alar de un avión, esta terminología continúa vigente para perfiles utilizados en aerogeneradores. Los perfiles NACA vienen identificados por las palabras NACA y una serie de entre 4 o 5 dígitos, con los que se determinan sus dimensiones geométricas y se generan las curvas correspondientes del coeficiente de sustentación y arrastre para cada perfil.

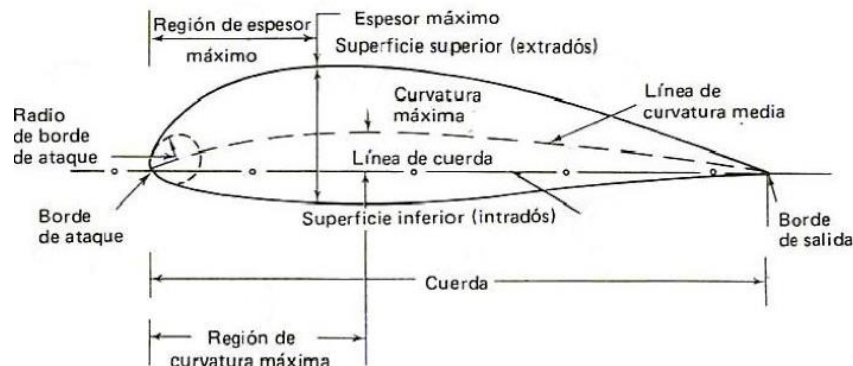


Fig. 1.10. Terminología del perfil alar [8].

Los perfiles más utilizados en las primeras palas fueron los NACA 63 los cuales se modificaron para mejorar la eficiencia de la pala, aunque una misma pala puede contener muchos tipos de perfiles aerodinámicos como se muestra en la Fig. 1.11.

Aparte de contener distintos tipos de perfiles aerodinámicos, existe un retorcimiento de estos alrededor del eje longitudinal de la pala como se muestra en la Fig. 1.12, con el objeto de operar a diferentes ángulos de ataque ya que a diferentes radios del rotor tendremos vectores de velocidad resultante del viento diferentes.

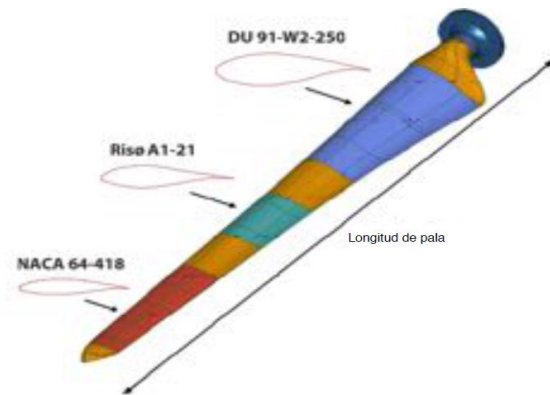


Fig. 1.11. Pala conteniendo muchos tipos de perfiles aerodinámicos [8].

El retorcimiento total entre la raíz y la punta de la pala es de 25° , aunque este puede variar, y es tomado como 0° en una determinada sección en donde la cuerda del perfil coincide con el plano de rotación del rotor [9].

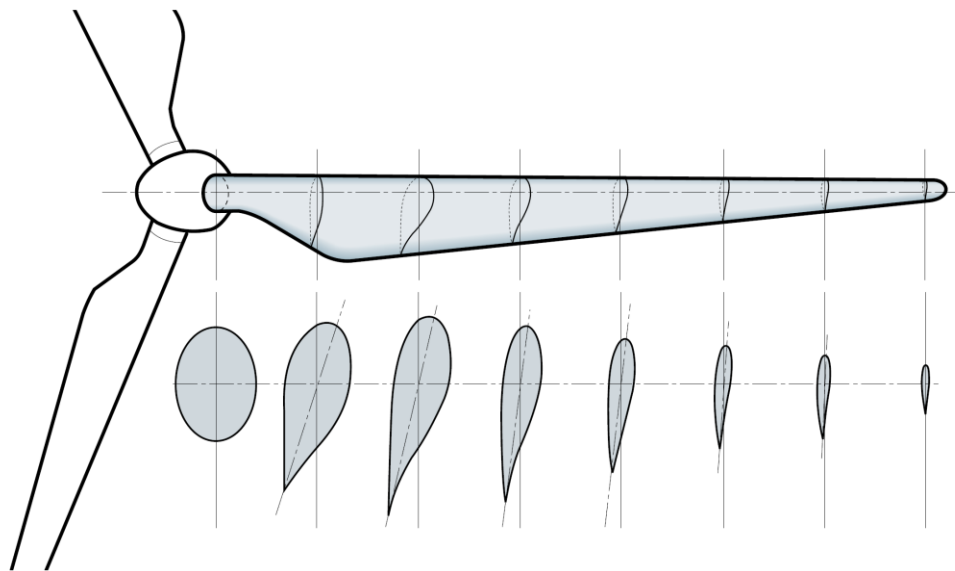


Fig. 1.12. Detalles de la pala del rotor de un aerogenerador multimegawatt [9].

ANÁLISIS AERODINÁMICO DE LAS PALAS DEL ROTOR

Las palas extraen la energía del viento por el principio de sustentación, resultante de la incidencia de la corriente del viento rozando sobre el perfil aerodinámico. La Fig. 1.13 muestra los vectores de velocidad que actúan sobre una sección de la pala cuando la corriente de aire la atraviesa a una

velocidad absoluta V_1 paralela al eje de la turbina, la rotación de las palas crea una componente de velocidad de tangencial V_t perpendicular a V_1 .

Si asumimos que la velocidad de la corriente de aire es constante, la velocidad tangencial a una distancia desde el centro del rotor, creada por el desplazamiento de la pala, está dada por:

$$V_t = \Omega \cdot r \quad (1.1)$$

En donde Ω es la velocidad angular del rotor en rad/s. Por lo tanto, el módulo de la componente resultante V debido a la corriente de aire rozando sobre la parte superior de la pala está dada por:

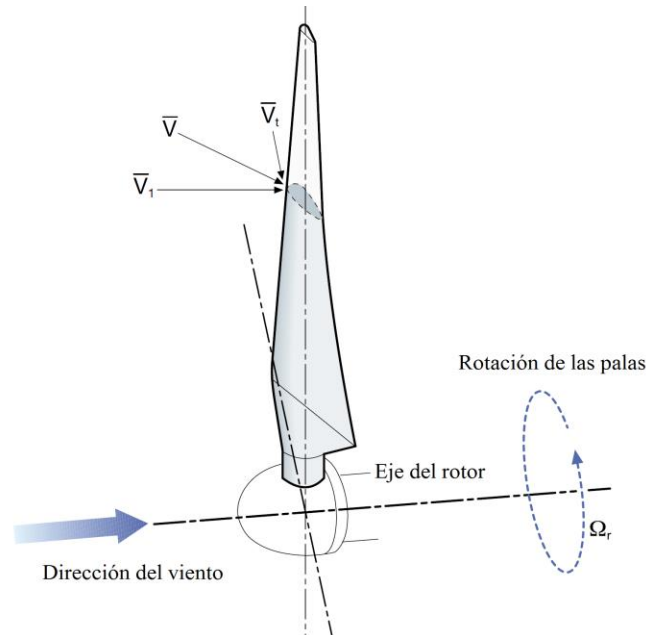


Fig. 1.13. Vectores de velocidad actuando en la pala de un aerogenerador [9].

$$V = \sqrt{V_1^2 + V_t^2} \quad (1.2)$$

$$V = \sqrt{V_1^2 + (\Omega \cdot r)^2} \quad (1.3)$$

Esta ecuación es conocida como la **velocidad resultante** del flujo de aire sobre la pala, llamada también como **velocidad aparente** del viento. Entonces, la velocidad sobre la pala incrementa cuando la velocidad de rotación de ésta incrementa. El efecto del flujo de aire sobre el perfil aerodinámico

de la pala crea dos fuerzas aerodinámicas, la fuerza de sustentación F_p y la fuerza de arrastre F_r las cuales se detallan en la Fig. 1.14. La fuerza de sustentación F_p es perpendicular a la dirección de la velocidad aparente y la fuerza de arrastre F_r es paralela a la dirección de la velocidad aparente.

En donde:

α es el ángulo de ataque o de incidencia, el cual es la desviación angular entre la dirección de la resultante del flujo de aire y la cuerda del perfil aerodinámico.

β es el ángulo de paso, el cual es la desviación angular entre el plano de rotación del eje de las palas y la cuerda del perfil aerodinámico.

$\delta = \alpha + \beta$ es el ángulo de fabricación.

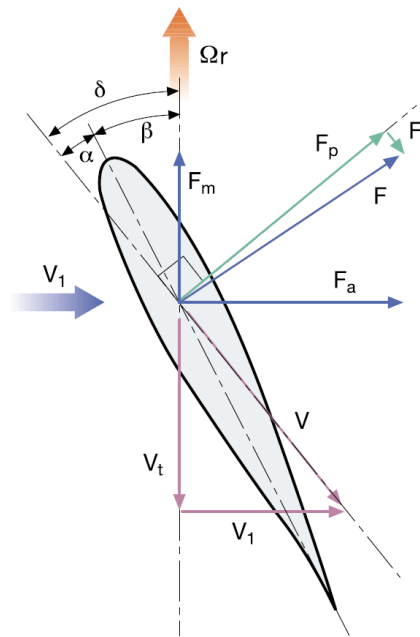


Fig. 1.14. Fuerzas resultantes debido a la corriente de aire atravesando el perfil aerodinámico de una sección de la pala del rotor [9].

Las fuerzas de sustentación y arrastre que actúan sobre el perfil aerodinámico pueden ser expresadas por las siguientes ecuaciones:

$$F_p = \frac{1}{2} C_l \rho A V^2 \quad (1.4)$$

$$F_r = \frac{1}{2} C_d \rho A V^2 \quad (1.5)$$

En donde:

ρ es la densidad del aire a la altura del núcleo del rotor.

A es la superficie del perfil.

Los coeficientes C_l y C_d son los coeficientes de sustentación y arrastre respectivamente y ambos dependen del tipo de perfil, del ángulo de ataque y del tipo de superficie del perfil ya sea rugosa, lisa, etc. y pueden encontrarse en gráficas para cada perfil.

Entre más bajo es el coeficiente de arrastre de un perfil con respecto al coeficiente de sustentación, la eficiencia del perfil será mayor, dicha eficiencia está dada por la ecuación:

$$E = \frac{C_l}{C_d} \quad (1.6)$$

POTENCIA MÁXIMA TEÓRICA Y LÍMITE DE BETZ

El teorema que el Alemán Albert Betz publicó en 1926 establece que existe un límite máximo para la potencia que puede extraerse del flujo de un viento con velocidad U.

Esta teoría asume:

- Flujo del fluido estable, homogéneo, incompresible y de estado estable.
- No existencia de arrastre friccional.
- Infinito número de palas.
- Empuje uniforme sobre el disco o área del rotor.
- No existencia de estelas rotatorias.
- Presiones estáticas corriente arriba y corriente abajo del rotor igual a la presión estática del ambiente sin perturbaciones.

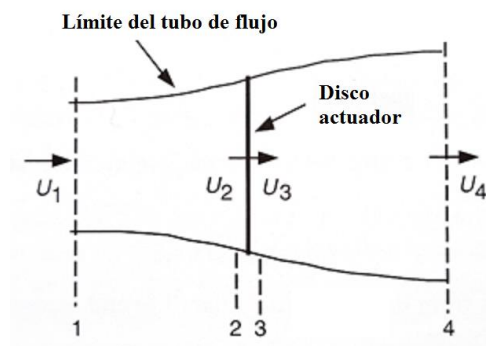


Fig. 1.15. Modelo del disco actuador de una turbina eólica, U es la velocidad media del viento; 1,2, 3 y 4 indican localizaciones [3].

Utilizando el volumen de control mostrado en la Fig. 1.15, podemos calcular la potencia teórica máxima que el viento puede ceder al rotor. Podemos decir que el empuje sobre el disco, es igual y opuesto a la relación de cambio de momentum de la corriente de aire:

$$T = U_1(\rho AU)_1 - U_4(\rho AU)_4 \quad (1.7)$$

Considerando un estado de flujo estable:

$$U_1(\rho AU)_1 = U_4(\rho AU)_4 = \dot{m} \quad (1.8)$$

Por lo tanto:

$$T = \dot{m}(U_1 - U_4) \quad (1.9)$$

En la ecuación tendremos un empuje positivo ya que la velocidad detrás del rotor U_4 es menor que U_1 . Si aplicamos la ecuación de Bernoulli entre los puntos 1 y 2 y de igual manera, entre los puntos 3 y 4 tendremos dos ecuaciones de la siguiente forma:

$$p_1 + \frac{1}{2}\rho U_1^2 = p_2 + \frac{1}{2}\rho U_2^2 \quad (\text{Corriente arriba del rotor}) \quad (1.10)$$

$$p_3 + \frac{1}{2}\rho U_3^2 = p_4 + \frac{1}{2}\rho U_4^2 \quad (\text{Corriente abajo del rotor}) \quad (1.11)$$

Si se asume que las presiones barométricas en las lejanías de las corrientes arriba y abajo del rotor son iguales, tenemos que $p_1 = p_4$, y si además, la velocidad a través del rotor son iguales $U_2 = U_3$.

El empuje T puede ser expresado también como:

$$T = A_2(p_2 - p_3) \quad (1.12)$$

Sustituyendo (5) y (6) en la ecuación (7) tenemos:

$$T = \frac{1}{2}\rho A_2(U_1^2 - U_4^2) \quad (1.13)$$

Igualando (4) y (8) y reconociendo que el flujo másico es $\rho A_2 U_2$ obtenemos:

$$U_2 = \frac{U_1 + U_4}{2} \quad (1.14)$$

Acá es importante definir el factor de inducción axial o factor de retardación **a** el cual se define como el decremento fraccional en la reducción de la velocidad del viento entre la corriente libre y el plano del rotor, por lo tanto:

$$a = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \quad (1.15)$$

$$U_2 = U_1(1 - a) \quad (1.16)$$

Y:

$$U_4 = U_1(1 - 2a) \quad (1.17)$$

La potencia de salida máxima teórica en el rotor es igual a la fuerza del empuje multiplicada por la velocidad del disco, en este caso es igual a (8) por U_2 :

$$P = T = \frac{1}{2} \rho A_2 (U_1^2 - U_4^2) U_2 \quad (1.18)$$

Sustituyendo (11) y (12) en (13):

$$P = \frac{1}{2} \rho A U^3 4a(1 - a)^2 \quad (1.19)$$

COEFICIENTE DE POTENCIA (C_P)

El coeficiente de potencia de una turbina eólica es un parámetro adimensional el cual es utilizado para caracterizar el desempeño de la turbina. Este coeficiente representa la fracción de potencia en el viento que es extraída por el rotor de la turbina. Expresado matemáticamente el coeficiente de potencia C_P es:

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho AU_1^3} = \frac{\text{Potencia en el rotor}}{\text{Potencia en el viento}} \quad (1.20)$$

Si sustituimos (14) en (15) tendremos el coeficiente de potencia en función del factor de inducción axial:

$$C_P = 4a(1 - a)^2 \quad (1.21)$$

Maximizando el C_P con respecto al factor de inducción a se tiene que el C_P es máximo cuando $a=1/3$ y entonces tenemos que C_P :

$$C_P = \frac{16}{27} = 0.5926 \quad (1.22)$$

Esta ecuación nos dice que si fuera diseñado y operado un rotor tal que la velocidad del viento en el rotor fuera 2/3 de la velocidad de la corriente libre del viento, entonces este rotor operaría en el punto de máxima producción de potencia.

La ecuación (17) se conoce como el límite de Betz y es el máximo teórico posible coeficiente de potencia del rotor. En la práctica tres factores reducen este máximo teórico:

- Rotación de la estela detrás del rotor.
- Un número finito de palas y pérdidas de punta asociadas.
- Arrastre aerodinámico distinto de cero.

La eficiencia de la turbina es una función de ambos, el coeficiente de potencia y la eficiencia mecánica (incluida la eléctrica) de la turbina:

$$\eta_{overall} = \eta_{mech} \frac{P_{out}}{\frac{1}{2}\rho AU_1^3} = \eta_{mech} C_P \quad (1.23)$$

Entonces:

$$P = \frac{1}{2}\rho AU_1^3 (\eta_{mech} C_P) \quad (1.24)$$

REGULACIÓN DE POTENCIA Y VELOCIDAD DE LA TURBINA

Las funciones principales del sistema de regulación de la potencia y velocidad de la turbina son las siguientes:

1. Regular la potencia del rotor. Regular la potencia máxima de salida (nominal) en función de la velocidad del viento para evitar que el generador se sobrecargue a grandes velocidades del viento.
2. Controlar la velocidad de rotación del rotor. Regular la velocidad de giro y detener el rotor si es necesario, y en el caso de aerogeneradores de velocidad variable, regular la velocidad de giro del rotor en función de la velocidad del viento para una máxima extracción de potencia.

Para llevar a cabo estas funciones los rotores de las turbinas pueden poseer dos tipos de sistemas de regulación:

- a. Sistema pitch control.
- b. Sistema por pérdida aerodinámica.

SISTEMA DE PITCH CONTROL

En este tipo de sistema las palas son diseñadas de un modo tal que el ángulo de ataque de las palas puede variar. Esto se logra por medio de dos sistemas, uno de ellos es utilizando moto reductores eléctricos y el otro de es utilizando cilindros hidráulicos.

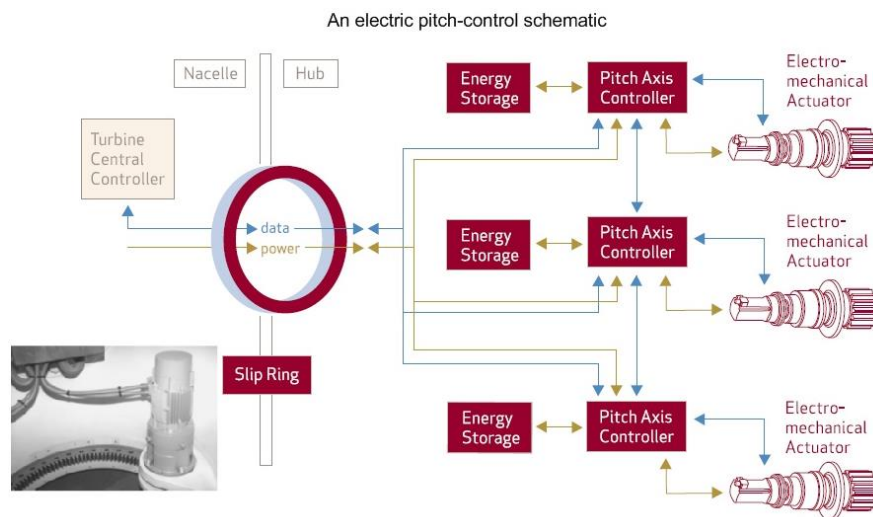


Fig. 1.16. Accionamiento con moto reductores eléctricos [8].

El sistema de control, recibe permanentemente información del anemómetro que se encuentra en el techo de la góndola y sigue la variación de la velocidad del viento y ordena modificar el ángulo de ataque en función de un algoritmo de control de paso. Las Fig. 1.16 y 1.17 muestran los dos tipos de accionamiento del paso de las palas.

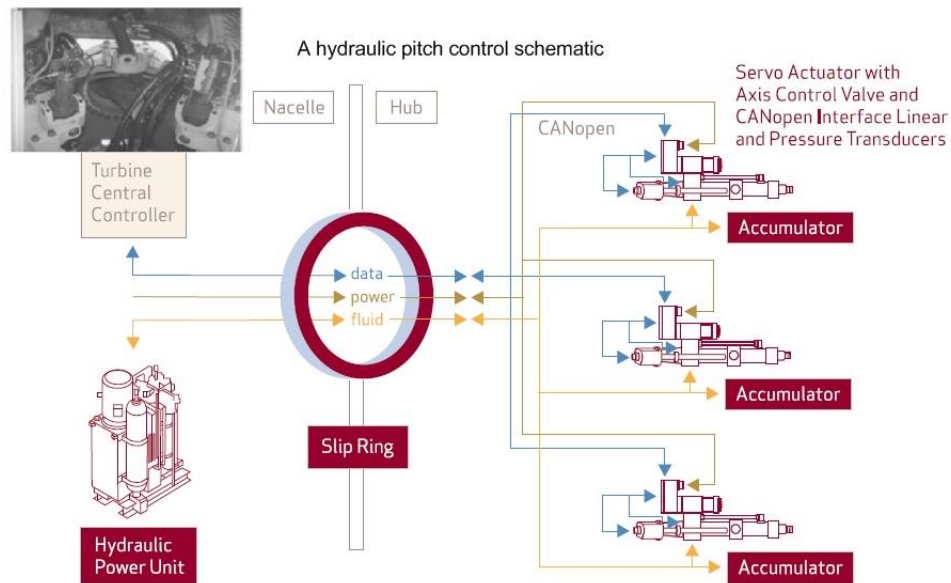


Fig. 1.17. Accionamiento con cilindros hidráulicos [8].

SISTEMA DE CONTROL POR PÉRDIDA AERODINÁMICA (STALL)

En este sistema las palas van unidas al núcleo del rotor a un ángulo fijo, sin embargo la pala es diseñada de una manera tal que a grandes velocidades se crea una turbulencia en la parte superior de la pala tal y como se observa en la Fig. 1.18, la pérdida de sustentación hace que la pala se frene.

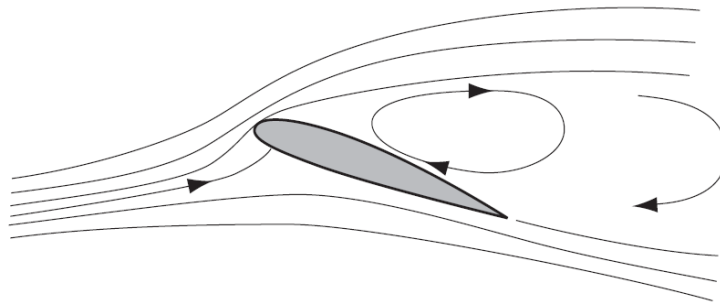


Fig. 1.18. Flujo en pérdida aerodinámica en un perfil aerodinámico [6].

En algunas palas la punta puede girarse actuando como un freno aerodinámico, este sistema es más sencillo que el pitch control ya que no necesitamos un sistema de accionamiento del paso de la pala ni rodamientos en el núcleo. Este sistema fue muy usado en la década de los 90's y es muy utilizado en aerogeneradores con rotores que giran a velocidad constante que accionan generadores asíncronos de jaula de ardilla.

CURVAS C_P - λ

La relación de velocidad específica λ es la relación entre la velocidad tangencial de la punta de la pala a la velocidad libre de la corriente del viento, matemáticamente tenemos:

$$\lambda = \frac{\Omega R}{U} \quad (1.25)$$

En donde:

- Ω : velocidad angular de rotación (rad/s).
- R : radio del rotor (m)
- U : velocidad de la corriente libre del viento (m/s).

Una forma de representar el desempeño de una turbina eólica es la curva adimensional C_P - λ mostrada en la Fig. 1.19. Estas curvas son el punto de partida para graficar otro tipo de curvas que se verán más adelante y se utilizan para determinar la potencia del rotor para cualquier combinación de velocidad del viento y del rotor. Proveen además información sobre el máximo coeficiente de potencia y óptima velocidad específica. Los datos de estas curvas pueden ser encontrados en pruebas de la turbina [3].

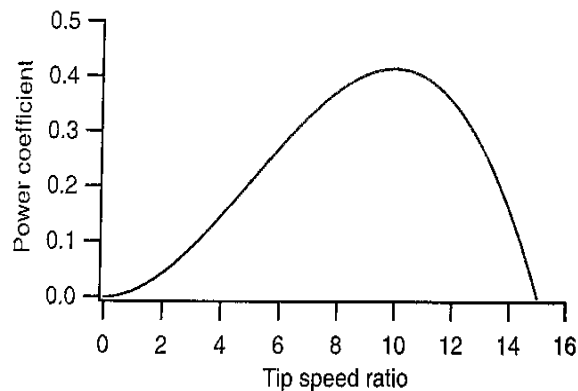


Fig. 1.19. Curva C_P - λ [3].

A un valor de $\lambda = 0$, el rotor no gira y por lo tanto no puede extraer energía del viento. A muy alto λ (en este caso $\lambda = 15$) el rotor corre tan rápido que el viento lo ve como un disco completamente bloqueado. El viento fluye alrededor de este disco "sólido" (como si fuera un edificio sólido), así que no hay transporte de masa (viento) a través del rotor, y por lo tanto no hay posibilidad de extraer energía del viento. En algún punto entre $\lambda = 0$ y $\lambda = 12$ habrá un valor óptimo, en este caso $\lambda = 8$ para el cual se extrae la potencia máxima. Esta será la condición en la que la velocidad (promedio) en el

disco del rotor es $2/3$ de la velocidad del viento según la ley de Betz. Sin embargo, este valor de C_p es mucho menor que el límite de Betz para ese λ , la discrepancia es causada por pérdidas de punta y arrastre pero también por el fenómeno de stall, además de que el diseño de las palas no es perfecto [6].

CURVA DE POTENCIA VS. RPM DEL ROTOR

La curva de potencia vs. rpm de giro del rotor nos muestra la potencia de salida en kW respecto a las rpm del rotor manteniendo el ángulo de paso fijo de las palas y a una velocidad del viento constante. La curva en la Fig. 1.20 muestra que si la velocidad del rotor es de 17 rpm el aerogenerador producirá 1400 kW mientras que si bajan a solo 10 rpm, la producción de energía sería de 918.4 kW. Este cambio en la generación se debe al cambio en el coeficiente de potencia. Si el rotor girase a 32 rpm prácticamente no desarrollaría potencia ya que toda se usaría para girar el rotor.

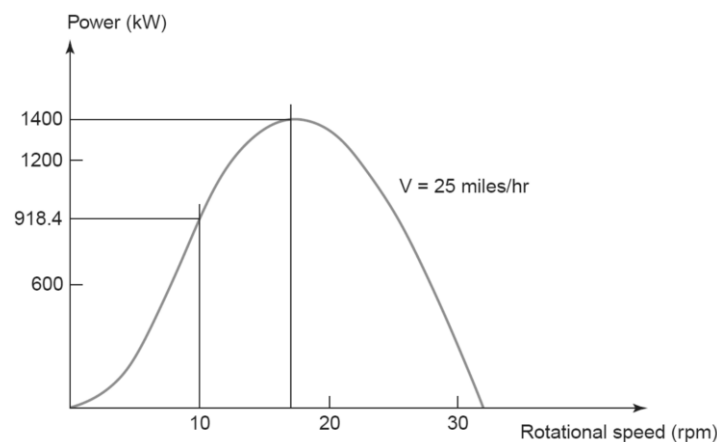


Fig. 1.20. Curva de potencia vs. rpm del rotor [10].

Podemos tener también curvas de potencia vs rpm de giro del rotor para muchas velocidades del viento, manteniendo siempre el ángulo de paso de las palas fijo y la velocidad del viento constante. Un ejemplo de este tipo de curvas se muestra en la Fig. 1.21. Acá vemos que si los rotores de dos aerogeneradores trabajan a distintas velocidades de giro del rotor ($\text{rpm } G_2 > \text{rpm } G_1$), para una misma velocidad del viento, el generador con mayor velocidad de giro generará mayor potencia de salida.

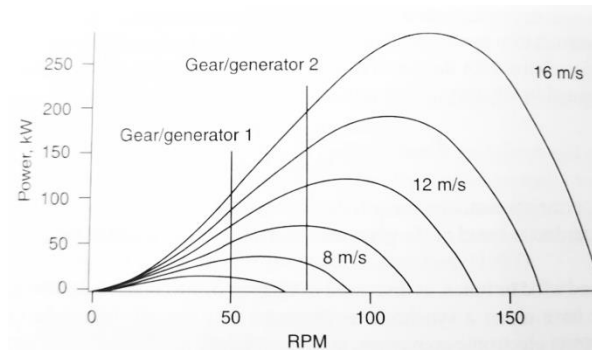


Fig. 1.21. Curva de potencia vs. rpm del rotor para distintas velocidades del viento [3].

Si a lo anterior consideramos que podemos modificar el ángulo de paso de las palas como se muestra en la Fig. 1.22, este es el caso de las turbinas con pitch control, se aprovecha más la energía del viento ya que controlamos el ángulo de paso de las palas conforme aumenta o disminuye la velocidad del viento trabajando siempre en su punto de máxima producción de potencia.

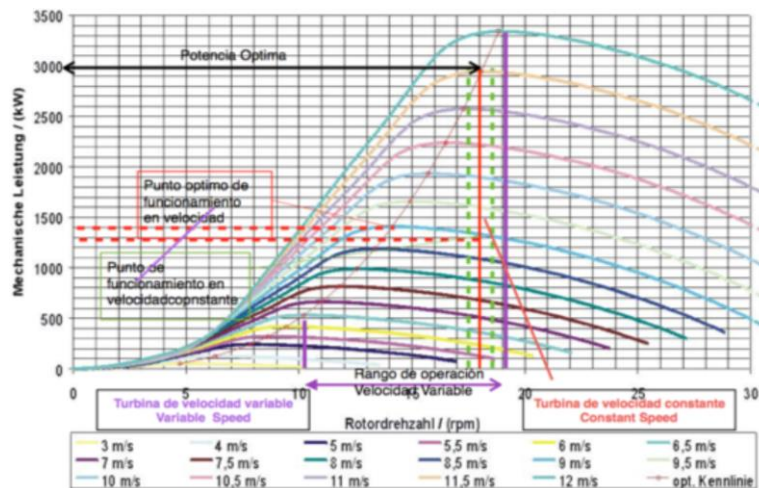


Fig. 1.22. Curva de potencia vs. rpm del rotor a distintas velocidades del viento para una turbina con pitch control [8].

En la realidad la velocidad del viento puede ser muy cambiante y el sistema de paso de las palas debe actuar con rapidez para poder adaptarse a los cambios en la velocidad del viento. Por lo tanto, la regulación de paso en la práctica requiere de un dispositivo que le permita una ligera aceleración de la velocidad del rotor a las ráfagas de viento y un mecanismo que le permita la variación del paso en forma inmediata. (por ejemplo de 0 a 11° por segundo). A menudo, los fabricantes de aerogeneradores detallan en sus catálogos técnicos las curvas C_p vs. Velocidad del viento, un ejemplo de este tipo de curvas es el del aerogenerador ENERCON E-70 de 2.3 MW la cual se muestra en la Fig. 1.23.

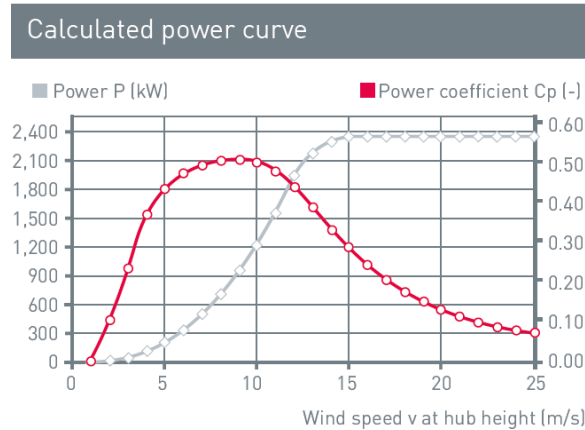


Fig. 1.23. Curva de potencia eléctrica generada vs. Velocidad del viento a la altura del núcleo del eje del rotor (Cortesía de ENERCON).

Esta curva nos detalla que el mayor valor del coeficiente de potencia se tiene a una velocidad del viento de 9 m/s para un diámetro del rotor de 71 m. La curva gris representa la potencia generada por el aerogenerador a una determinada velocidad del viento en el núcleo del rotor siendo un máximo de 2.4 MW a una velocidad del viento en el núcleo de 15 m/s. A una velocidad de 9 m/s tendremos una potencia producida de un poco más de 900 kW. Para que un aerogenerador inicie la producción de potencia se necesitan al menos una velocidad del viento mínima de 4 m/s ya que a una velocidad menor el proyecto de instalación de un parque eólico se vuelve inviable. A una velocidad aproximada de 25 m/s del viento el aerogenerador detendrá su producción entrando en pérdida aerodinámica de las palas (Stall) o girará las palas a un ángulo en el cual frenaría al rotor para evitar que se dañen los componentes del tren de potencia por altas velocidades del viento.

1.3.3 EJE PRINCIPAL DE BAJA VELOCIDAD

El eje principal de baja velocidad está unido a una de las 4 bridas del núcleo, la función de este eje es el de transmitir el alto torque generado por la rotación de las palas del rotor, el eje es hueco para el paso de cables de transmisión de datos desde el rotor hacia el sistema de control del aerogenerador. El otro extremo del eje principal está conectado a la caja multiplicadora. La Fig. 1.24 muestra el eje principal típico de un aerogenerador multi megawatt. El proceso de fabricación utilizado es la forja y el material más comúnmente usado para fabricar el eje es el acero aleado al Cromo-Níquel-Molibdeno 34CrNiMo6.

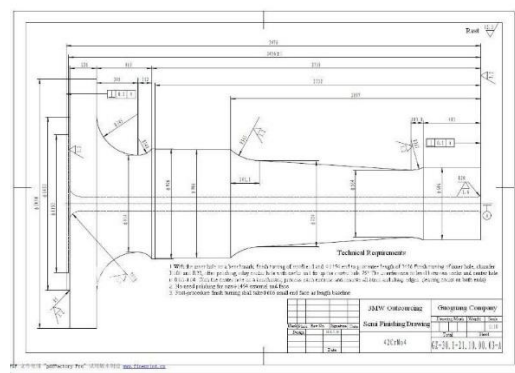


Fig. 1.24. Eje principal de baja velocidad [8].

1.3.4 RODAMIENTOS DEL EJE PRINCIPAL

Los rodamientos utilizados en el eje principal de baja son generalmente del tipo de rodillos esféricos autoalineantes de doble hilera como se muestra en la Fig. 1.25, estos absorben las cargas radiales debidas al peso del rotor y del eje principal y las cargas axiales debidas al empuje del viento sobre las palas del rotor. El porta-rodamiento es el primer soporte del eje ligado a la estructura del bastidor de la turbina.

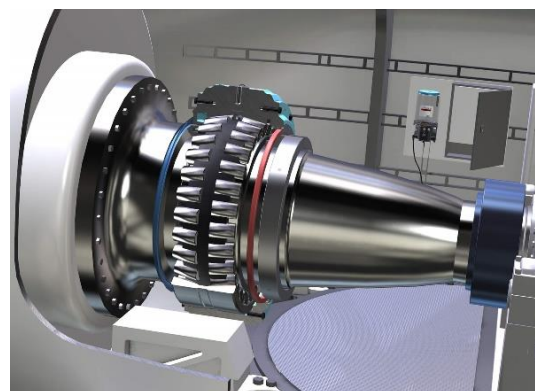
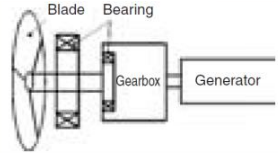
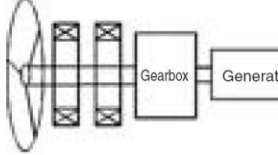
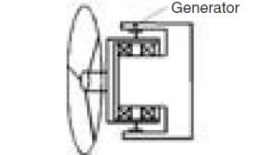


Fig. 1.25. Rodamiento (der.) y porta-rodamiento (izq.) del eje principal de baja (Cortesía de SKF).

Uno de los fabricantes líder de rodamientos en el mundo, NTN, clasifican tres tipos de configuración del tren de potencia, las cuales se detallan en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2. Diseño constructivo del eje principal de baja [11].

	Diseño del tren de potencia	Rodamiento del lado de las palas	Rodamiento del lado del generador	Características
Tipo A		SRB	CRB FCCRB (NFV TYPE)	- Generador de inducción con caja multiplicadora. - Rodamiento del lado del generador funciona como rodamiento de entrada a la caja multiplicadora.
Tipo B		SRB TRB DTRB	SRB TRB CRB	- Generador de inducción con caja multiplicadora. - Dos rodamientos de apoyo del eje principal de baja
Tipo C		TRB DTRB	TRB CRB	- Generador síncrono sin caja multiplicadora. - Anillo exterior rotativo

SRB: Rodamiento de rodillos esféricos autoalineante, CRB: rodamiento de rodillos cilíndricos, FCCRB: rodamiento de rodillos cilíndricos, TRB: rodamiento de rodillos cónicos de una sola hilera, DTRB: Rodamiento de rodillos cilíndricos de doble hilera.

Tipo A. En este tipo de configuración el eje principal utiliza un rodamiento autoalineante (SRB) y el apoyo que se encuentra en el housing de la multiplicadora utiliza un rodamiento de rodillos cilíndricos (CRB) como se muestra en la Fig. 1.26.



Fig. 1.26. Configuración tipo A de los rodamientos del eje principal [12].

Tipo B. En esta configuración NTN monta 2 rodamientos, la cual es común para potencias mayores a 2 MW como se muestra en la Fig. 1.27. Cuando instala un DTRB del lado del rotor el rodamiento

es precargado para limitar el juego axial del eje así como también fretting dentro del rodamiento. Este diseño no tolera grandes errores de montaje que los que tolera el rodamiento (SRB).



Fig. 1.27. Configuración tipo B con dos rodamientos de apoyo del eje principal de baja [12].

Tipo C. Esta configuración es usada en la transmisión directa al generador eliminando así la multiplicadora como se muestra en la Fig. 1.28. El generador es montado en el anillo exterior del rodamiento rotando consecuentemente mientras que en los tipos A y B el anillo interior del rodamiento es el que gira. Entre los fabricantes más reconocidos de rodamientos podemos tener a SKF, FAG, NTN, TIMKEN y NSK, entre otros. Esta configuración es utilizada por el fabricante Alemán ENERCON y el fabricante Argentino IMPSA.

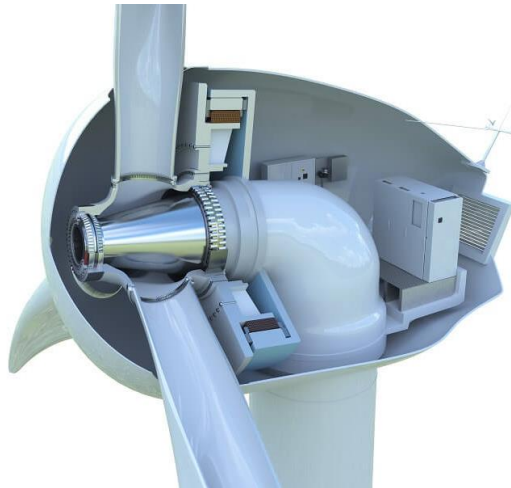


Fig. 1.28. Generador con configuración tipo C de transmisión directa [12].

1.3.5 CAJA MULTIPLICADORA

El tren de potencia puede ser a manera general de 2 tipos de diseños:

1. Integrado.
2. Modular.

La Fig. 1.29 muestra ambos diseños modular e integrado, ambos inciden en el diseño de la caja multiplicadora ya que en el sistema integrado la caja multiplicadora es el componente principal y los componentes restantes del tren forman parte de esta. El housing de la caja multiplicadora provee soporte al rodamiento principal del eje de baja del rotor y en algunos casos el soporte para el(los) generador(es) [8], mientras que en el sistema modular cada uno de los componentes es montado por separado.

El sistema integrado ofrece muchas ventajas como son el menor peso y son más compactos, además de reducir el desalineamiento entre el rotor, la caja multiplicadora y el generador. La mayor desventaja es el mantenimiento del sistema, además, como el tren de potencia es un conjunto, existen grandes cargas en el housing de la caja multiplicadora lo que puede causar desalineamiento de los engranes y fuga de lubricante hacia el generador.

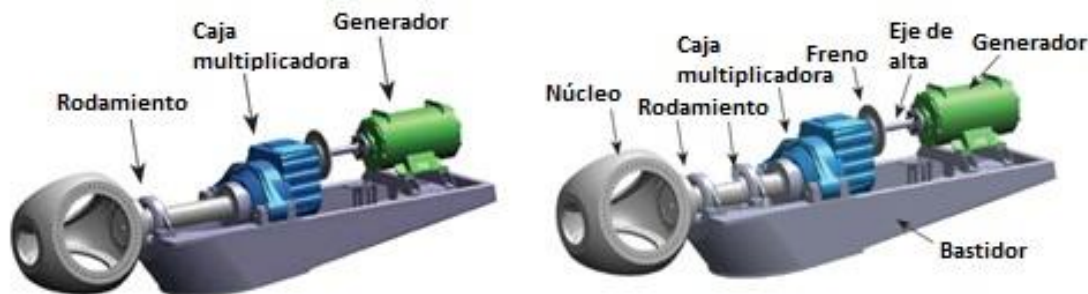


Fig. 1.29. Tipos de diseños del tren de potencia. Izquierda- Sistema con caja integrada. Derecha – Sistema con caja modular [8].

El sistema modular comprende el conjunto del eje principal de baja, los rodamientos del eje principal, la caja multiplicadora, el generador y posiblemente el mando de orientación o guiñada cada uno separado y montado en el bastidor. Este tipo de sistema es más fácil de mantener y reparar ya que cualesquiera de los componentes se encuentran separados pudiendo revisarse o repararse sin necesidad de tocar a los otros, además, las cargas sobre el housing de la caja multiplicadora son menores ya que las cargas del rotor son transmitidas directamente a la torre a través del bastidor. Los tipos de engranes utilizados en las cajas multiplicadoras de los aerogeneradores modernos son

engranes rectos y helicoidales, además podemos tener transmisiones de engranes planetarios en la primera etapa y de engranes de eje paralelo en la última etapa como se muestra en la Fig. 1.30, pudiendo tener una o dos etapas de engranes planetarios y una o dos etapas con engranes de ejes paralelos.



Fig. 1.30. Configuración típica de una caja multiplicadora utilizada en aerogeneradores Multi Megawatt [8].

Las ventajas que posee la caja de engranajes planetarios se resumen en que son más compactas y más eficientes que las de ejes paralelos. Las desventajas son que el mismo movimiento de los engranes tiende a atrapar cualquier parte que se encuentre entre ellos lo cual puede provocar daños catastróficos, además el acceso visual a las partes internas de la caja es limitado y requieren enfriamiento suplementario para mantener una temperatura aceptable del cárter. Entre los fabricantes más reconocidos de este tipo de cajas multiplicadoras podemos mencionar: FLENDER, FELLAR, METSO, GE, WINERGY ZF, HANSEN, REXROTH y ECHESA entre otras.

1.3.6 FRENOS

Los aerogeneradores cuentan con dos sistemas de frenados, uno de ellos es el frenado aerodinámico el cual actúa durante fuertes vientos. En el caso del sistema de pitch control, las palas se giran hasta una posición de “bandera” (ángulo de paso $\beta=0^\circ$) como se muestra en la Fig. 1.31 y en el caso del sistema Stall, se giran las puntas de las palas solamente, durante el proceso de parada de un aerogenerador, este es el primer sistema de frenado que actúa.



Fig. 1.31. A la izquierda se muestran las palas del rotor en posición de bandera [8].

Para llevar al aerogenerador a una parada completa actúa el segundo sistema de frenado, del tipo mecánico, el cual consta de un freno mecánico en el eje de salida de alta velocidad para detener el rotor como se muestra en la Fig. 1.32, ya sea por un paro de emergencia o por mantenimiento, este es accionado cuando el eje principal del rotor ha alcanzado una velocidad de 5 rpm. Generalmente los fabricantes de aerogeneradores instalan el freno mecánico en el eje de alta velocidad entre la caja multiplicadora y el generador en donde se tiene un menor torque en el eje y una alta velocidad.



Fig. 1.32. Freno mecánico en el eje de alta velocidad de aerogenerador [13].

1.3.7 GENERADOR ELÉCTRICO

Las turbinas eólicas pueden ser diseñadas tanto con generadores síncronos como asíncronos, y con varias formas de conexión, directa o indirecta a red del generador. La conexión directa a red significa que el generador está conectado directamente a la red de corriente alterna (generalmente trifásica). La conexión indirecta a red significa que la corriente que viene de la turbina pasa a través de una serie de dispositivos eléctricos que ajustan la corriente para igualarla a la de la red. En generadores asíncronos esto ocurre de forma automática.

Los tipos de generadores más utilizados en un aerogenerador son los siguientes:

1. Generadores síncronos.
 - Generador de imanes permanentes.
2. Generadores de inducción.
 - Con rotor de jaula.
 - Doblemente alimentado.

A continuación, se revisarán algunos detalles de cada uno de ellos.

GENERADORES SÍNCRONOS CON IMANES PERMANENTES

La diferencia significativa es que estos utilizan imanes fijos y no electroimanes para la excitación del rotor. En este caso ni la regulación ni el control de reactiva puede realizarse a través de la excitación. Contiene además un convertidor el cual cambia la frecuencia como se muestra en la Fig. 1.33.

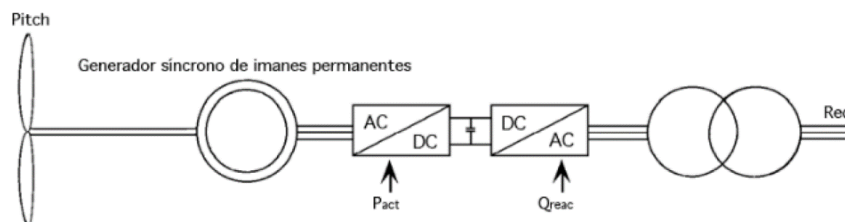


Fig. 1.33. Generador síncrono de imanes permanentes [14].

Este tipo de generador es más caro debido a los imanes fijos fabricados con aleaciones de elementos de tierras raras. La ventaja es que requiere menor mantenimiento y se dan menos pérdidas debido a la ausencia de un circuito de excitación en el rotor del generador. Este sistema es el utilizado por el fabricante ENERCON.

GENERADORES ASÍNCRONOS O DE INDUCCIÓN

La mayoría de turbinas eólicas del mundo utilizan un generador asíncrono trifásico, también llamado generador de inducción, para generar corriente alterna. Este tipo de generador fue inicialmente diseñado como motor eléctrico para generar torque mecánico y es muy utilizado para accionar maquinaria en fábricas, bombas, ventiladores, compresores, elevadores, y otras aplicaciones donde se necesita convertir energía eléctrica en energía mecánica (Fig. 1.34).

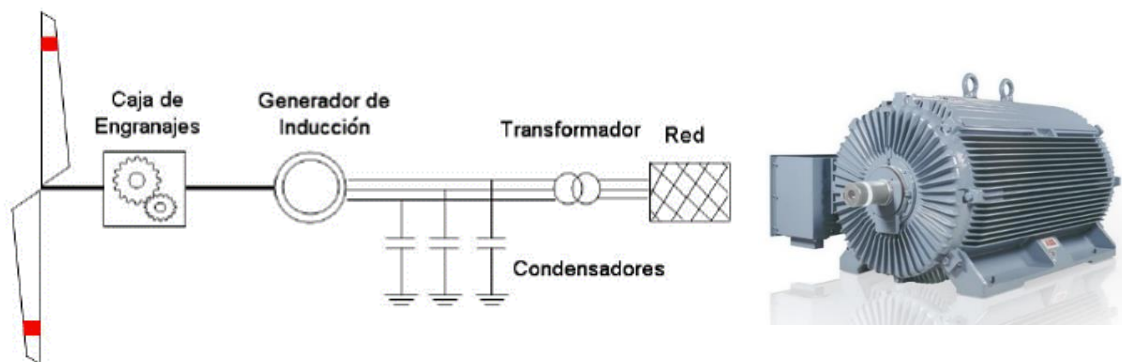


Fig. 1.34. Componentes de un generador de inducción de jaula de ardilla [14].

El rotor es lo que hace que el generador asíncrono sea diferente del generador síncrono. Este consta de un cierto número de barras de cobre o de aluminio, conectadas eléctricamente por anillos de aluminio finales. El rotor está provisto de un núcleo de "hierro", utilizando un apilamiento de finas láminas de acero aisladas, con agujeros para las barras conductoras de aluminio.

DESLIZAMIENTO DEL GENERADOR

La velocidad de un generador asíncrono variará con la fuerza de giro (momento, o par torsor) que se le aplique. En la práctica, la diferencia entre la velocidad de rotación a potencia máxima y en vacío es muy pequeña, alrededor de un 1 por ciento. Esta diferencia en porcentaje de la velocidad síncrona es el llamado deslizamiento del generador. El hecho de que el generador aumente o disminuya ligeramente su velocidad si el par torsor varía es una propiedad mecánica muy útil. Esto significa que habrá menor rotura y desgaste en la caja multiplicadora (menor par torsor máximo). Esta es una de las razones más importantes para la utilización de generadores asíncronos, en lugar de generadores síncronos, en aerogeneradores directamente conectados a la red eléctrica. El número de polos del rotor en el generador de inducción se adapta al número de polos del estator de forma automática. Así pues, un mismo rotor puede ser utilizado con una gran variedad de números de polos. Una de las desventajas de este tipo de generador es que se necesita que el estator esté magnetizado por la red antes de funcionar. Sin embargo, se puede hacer funcionar un generador asíncrono de forma autónoma si se le provee de condensadores que le suministren la corriente magnetizante al estator necesaria. También es preciso que haya algo de remanencia en el hierro del rotor, es decir, algo de magnetismo restante, cuando se ponga en marcha la turbina (en caso contrario, necesitará una batería y electrónica de potencia, o un pequeño generador Diesel, para arrancar el sistema).

GENERADORES DE INDUCCIÓN CON ROTOR DOBLEMENTE ALIMENTADO

Este concepto utiliza un generador asíncrono con rotor bobinado, donde los bobinados del rotor están conectados a un pequeño convertidor usando una unidad de anillos y escobillas. El generador aporta dos tercios de la potencia nominal directamente desde el estator y una tercera parte desde el rotor. El convertidor se usa para controlar la velocidad y el factor de potencia del generador, permitiendo un mayor rango de velocidad para la producción de potencia, así como la habilidad de producir potencia reactiva para dar soporte a la red. Un pequeño convertidor parcial dimensionado a un tercio de la potencia nominal puede ser usado ya que permite un rango de velocidad de aproximadamente $\pm 30\%$ de la velocidad nominal, la cual es suficiente para la aplicación eólica. Estos generadores se utilizan con turbinas eólicas de velocidad variable y regulación de paso. El principio de funcionamiento de estos generadores se basa en inyectar en el rotor corrientes trifásicas de amplitud, frecuencia y fase variables, mientras que el estator se conecta a la red de frecuencia constante (50 o 60 Hz) a través de un transformador, y el rotor devanado con anillos rozantes está provisto de un convertidor que se instala entre el rotor y la red.

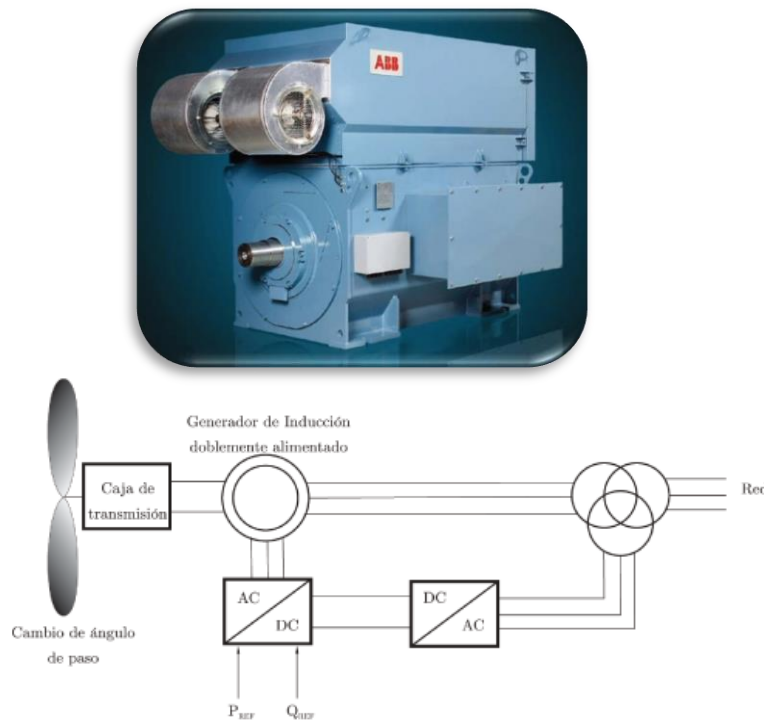


Fig. 1.35. Generador de inducción doblemente alimentado [9].

El generador trabaja a velocidad variable y el control se realiza por medio de la inyección de corriente de frecuencia variable al devanado del rotor. La variación de la tensión y la frecuencia aplicada al rotor, la variación de la tensión y de la frecuencia, permite controlar la excitación del generador y por tanto su velocidad de giro. La Fig. 1.35 muestra la forma de un generador típico de este tipo.

Estos aerogeneradores incorporan una caja multiplicadora con tres etapas de multiplicación y una relación del orden de 1:50. Las velocidades de giro oscilan entre 1400 a 1800 rpm. Este sistema permite controlar las intensidades de los dos lados del convertidor. Por una parte del lado de la red, inversor, y por otro lado del rotor, rectificador. El costo de este sistema es más elevado que el de rotor con jaula ya que el costo del motor propiamente dicho hay que agregar el convertidor electrónico y además, mayores costos de mantenimiento por la presencia de las escobillas y anillos rozantes en el rotor devanado.

1.3.8 SISTEMA DE GUIÑADA (YAW)

Este sistema se encarga de posicionar el rotor de cara al viento para extraer la mayor cantidad de energía del viento, existen dos tipos básicos de sistemas de guiñada: de guiñada activa y de guiñada libre. El sistema de guiñada activa es utilizado en máquinas a barlovento y, por medio de moto-reductores eléctricos (Fig. 1.36) hace girar la góndola accionando el engrane del sistema de guiñada acoplado al bastidor, este sistema actúa por medio de una señal proporcionada por la veleta que se encuentra instalada en el techo de la góndola, el sistema de control recibe la señal de la veleta y éste acciona los moto reductores para hacer girar la góndola y posicionarla en la dirección dada por la veleta.

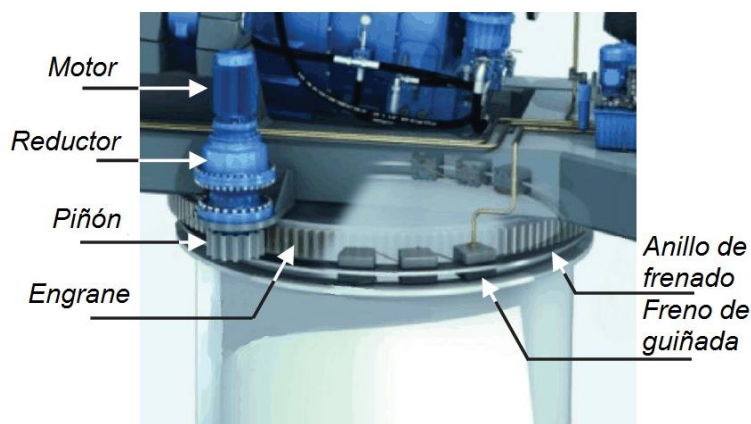


Fig. 1.36. Sistema de guiñada de una turbina típica multimegawatt [16].

El sistema de guiñada libre se utiliza en máquinas a sotavento. El sistema se basa en la aerodinámica de las palas del rotor para alinear la turbina. Uno de los problemas encontrados en el sistema de guiñada activa es el rápido desgaste y la rotura del mando de giro debido a pequeños movimientos de guiñada de la turbina generados por el backlash entre engranes, los cuales causan muchos ciclos de carga de choque sobre los dientes de los engranes [13]. Debido a esto, se equipa al sistema con un freno mecánico para frenar el giro de la turbina una vez se ha alcanzado la dirección del viento y evitar que los dientes del engrane se rompan por las cargas de choque.

1.3.9 LA GÓNDOLA Y EL BASTIDOR PRINCIPAL

Esta es la carcasa que contiene todo el tren de potencia del aerogenerador, se construye en fibra de vidrio o lámina de hierro delgada. Esta carcasa no es un componente con resistencia estructural ya que su función es proteger a los componentes del tren de potencia de las condiciones climáticas. La Fig. 1.37 muestra la góndola de un aerogenerador típico.

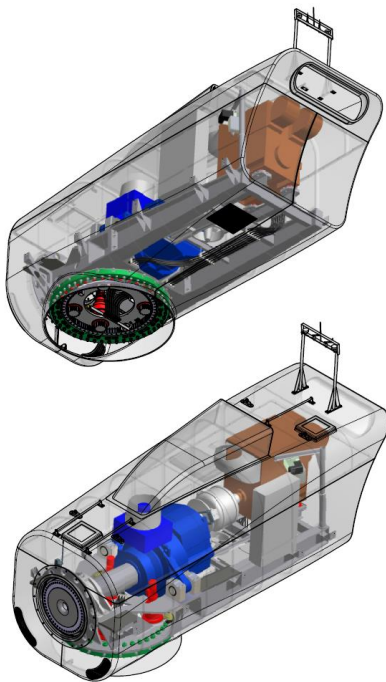


Fig. 1.37. Góndola de aerogenerador [13].



Fig. 1.38. Bastidor principal de aerogenerador [13].

El bastidor principal (Fig. 1.38) es el componente estructural que soporta todo el tren de potencia, contiene un agujero para inspección en medio del bastidor por el cual se accesa para operar o mantener todos los componentes de la turbina.

1.3.10 LA TORRE

La torre es el componente estructural que soporta todo el aerogenerador (Fig. 1.39), los tipos más comunes son las tubulares de acero, las de concreto y las híbridas, a continuación, se detallan las características de cada una de ellas.

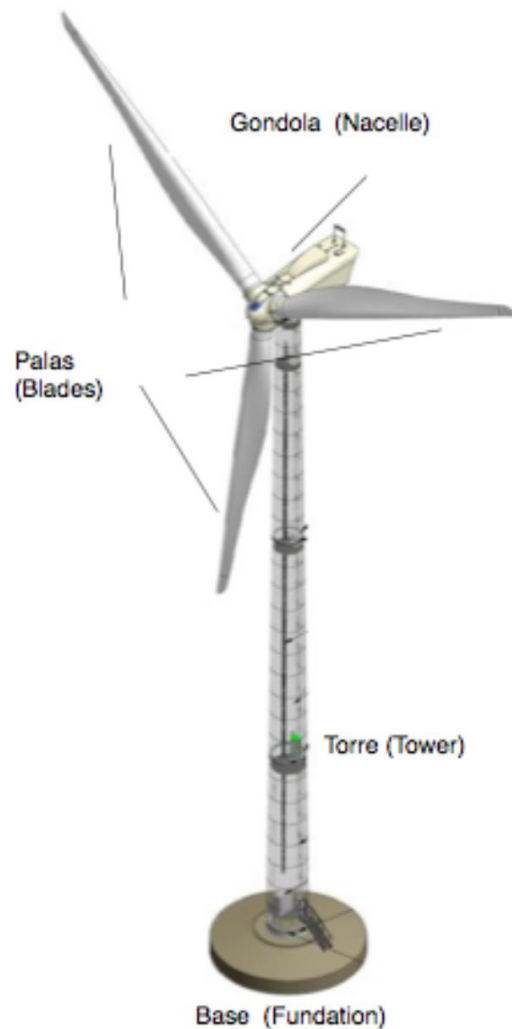


Fig. 1.39. Torre de un aerogenerador [13].

TORRES METÁLICAS TUBULARES DE ACERO

Este tipo de torres son construidas por los mismos fabricantes de los aerogeneradores, aunque existen empresas que fabrican y diseñan torres para turbinas eólicas y son entregadas por secciones. Las torres se diseñan con diámetro y espesor creciente hacia la base, con el fin de obtener mayor rigidez en la base, más flexibilidad en el tramo superior, y al mismo tiempo ahorrar material. Entre cada una de las secciones se encuentran las bridas que unen a los tramos tubulares por medio de pernos como se muestra en la Fig. 1.40.



Fig. 1.40. Proceso de montaje y transporte de una torre tubular de acero [13].

Todas las secciones de las torres tubulares son ensambladas en campo. Entre las ventajas que presentan estas torres están:

1. El proceso de producción puede ser sistematizado.
2. Amplia experiencia en diseño de secciones tubulares.

Entre las desventajas que poseen podemos mencionar:

3. Se limitan hasta alturas de 100 m y potencias hasta de 3 MW.
4. El diámetro de las secciones está limitado a 4.3 m especialmente por razones de transporte.
5. Los espesores máximos manejados se limitan a 40 mm ya que a espesores mayores se encarece el proceso de fabricación.

6. Requiere mayores inspecciones y mantenimiento por la gran cantidad de uniones soldadas y atornilladas requiriendo en algunas ocasiones a herramientas predictivas para inspección de soldaduras.

TORRES DE CONCRETO

Este tipo de torres son fabricadas con tramos de hasta 20 m de largo los cuales son preformados y transportados hacia el sitio del emplazamiento. Las bondades del concreto han sido estudiadas y se tiene mucha experiencia ganada en el sector de la construcción levantando edificios de gran altura por lo que el concreto es especialmente utilizado cuando se necesitan grandes alturas para captar mas energía del viento. Cada tramo de la torre es fabricado en 2 secciones semicirculares las cuales se transportan y se ensamblan en el campo a nivel del suelo utilizando pequeñas grúas. La Fig. 1.41 muestra el proceso de montaje de este tipo de torres.



Fig. 1.41. Proceso de montaje de torres de concreto [13].

Una de las empresas que tiene mucha experiencia en la fabricación de torres de concreto es la española INNEO TORRES, cuya proceso de fabricación es innovador ya que movilizan las instalaciones de fabricación de las torres hacia el lugar del emplazamiento pudiendo instalar la maquinaria e instalaciones en poco tiempo y logrando fabricar en un tiempo muy corto los tramos de concreto que luego se erguirán para formar la torre. Ya que las secciones cumplen los requerimientos para ser

transportadas, el lowboy ó camión pesado para el transporte no requiere ser muy complejo pudiendo transportarse sin problemas hasta el lugar del emplazamiento, siendo las plataformas de los camiones de hasta 24 metros de largo. Para absorción de cargas en flexión, los tramos son unidos por medio de tensores de acero localizados en las paredes internas de cada tramo, para soportar cargas de compresión se encuentran siempre varillas de acero insertadas en los huecos de las paredes las cuales quedan dentro del concreto al hacer el llenado de los tramos con concreto. Entre las ventajas que se tienen al utilizar este tipo de torres tenemos:

1. Fácilmente transportables cada una de las secciones de los tramos de la torre.
2. Tecnología ampliamente conocida y probada.
3. Permite flexibilidad al poder instalar plantas concreteras cerca del lugar del emplazamiento para poder fabricar los tramos.
4. Bajo mantenimiento ya que no utiliza pernos de sujeción para unión de los tramos.
5. Ahorra en costos por transportes ya que la fabricación de los tramos se hacen en el sitio.
6. Se tienen menos restricciones para suministrar los materiales de fabricación y por lo tanto los tramos de torres.

En el proceso de ensamblaje de las secciones se utiliza una pequeña grúa, mientras que para el montaje de cada uno de los tramos se utiliza una sola grúa la cual es utilizada para izar la góndola y demás componentes del aerogenerador. El tiempo de montaje de una sola torre puede reducirse hasta de un día pudiendo instalarse con una programación adecuada, 2 torres por semana.

TORRES HÍBRIDAS DE CONCRETO Y ACERO

Este tipo de torres es al que mayor atención le están prestando los fabricantes ya que con este diseño pueden alcanzarse alturas mayores a los 80 m, esto encaminado a obtener mayor potencia instalando turbinas con mayor diámetro del rotor y a mayores alturas del buje buscando mayores velocidades del viento (Fig. 1.42). En este tipo de torres se tiene un tramo inferior de concreto unida a un tramo tubular metálico en la parte superior. Por lo general los tramos inferiores de concreto están unidos mediante cables post-tensados.



Fig. 1.42. Torre híbrida [13].

Basándose en el reporte Tall Towers for Large Wind Turbines la longitud de una sección de acero fue determinada de 50 metros para una turbina de 3 MW y 40 metros para una turbina de 5 MW permaneciendo de esta manera dentro del diámetro límite de 4.5 metros para las secciones tubulares [16]. Una de las ventajas de las torres de concreto es que en su proceso de fabricación y montaje, éstas pueden ser transportadas por los caminos sin necesitar permisos especiales ya que se trasladan en mitades, pero en el caso de las palas siempre se tienen mayores dificultades por lo delicadas que son debido a los materiales de fabricación.

LOGÍSTICA DE TRANSPORTE DE PALAS DE AEROGENERADORES

La expansión de la industria de la energía eólica y el transporte de componentes de un aerogenerador ha desarrollado un mercado completo de vehículos (camiones, grúas, etc.) especialmente diseñados para transportar dichos componentes desde la fábrica hasta el lugar del proyecto (Fig. 1.43) por lo que este es el gran reto de los fabricantes de aerogeneradores, el negocio se ha vuelto una cuestión de logística. Este factor es determinante a la hora de instalar un parque eólico, de hecho, hay personas que piensan que el factor de logística del transporte de palas y otros componentes no permitirán que la generación eólica crezca ya que el acceso y los caminos que se tenga que construir para transportar los componentes de un aerogenerador serán un costo importante en el proyecto.



Fig. 1.43. Logística de transporte de las palas [8].

A medida crece el tamaño del aerogenerador, también lo hace la altura de la torre y por lo tanto el tamaño de las palas lo cual vuelve al transporte de tales componentes caros y pesados un gran reto de logística. A parte de lo anterior, si el lugar del proyecto se encuentra en un país diferente al del fabricante, el transporte de los componentes puede requerir utilizar barco y camiones de transporte volviendo más sensible la integridad de las palas por la manipulación de éstas al ser transportadas. En el caso de las torres, en algunos países como Suecia, se ha limitado el diámetro de las secciones tubulares de acero a 4.5 metros considerando el paso por puentes y otro tipo de obstáculos.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- [1] <https://erenovable.com/aerogeneradores-eolicos/energia-eolica/>
- [2] <http://www.wind-works.org>
- [3] J.F. Manwell, J.G. McGowan, A.L. Rogers, Wind Energy Explained, John Wiley & Sons Ltd. Publication, Second Edition, USA, 2009.
- [4] https://en.wikipedia.org/wiki/Gedser_wind_turbine
- [5] <http://eolienne.cavey.org/en/autres.php>
- [6] Tony Burton, Nick Jenkins, David Sharpe, Ervin Bossanyi, Wind Energy Handbook, John Wiley & Sons Ltd. Publication, Second Edition, UK, 2012.
- [7] Mark A. Rumsey and Joshua A. Paquette, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM 87185, Structural Health Monitoring of Wind Turbine Blades.
- [8] Leopoldo Emilio Bressan, Curso de Experto Universitario en Desarrollo de un Parque Eólico, Universidad Tecnológica Nacional, Buenos Aires, Argentina 2017.
- [9] Technical Application Papers No. 13, Wind Power Plants, ABB, Italia 2011.
- [10] Ahmad Hemami, Wind Turbine Technology, CENGAGE Learning, USA 2012.
- [11] www.ntn.com
- [12] <https://www.windpowerengineering.com/mechanical/bearings/large-offshore-wind-turbines-challenging-bearing-designs/>
- [13] Leopoldo Emilio Bressan, Curso de Experto Universitario en Turbinas Eólicas de Potencia, Universidad Tecnológica Nacional, Buenos Aires, Argentina 2017.

[14] <http://es.pfernandezdiez.es/?pageID=11> (Biblioteca sobre energía energética), Pedro Fernández Díez.

[15] Miguel Villarrubia López, Ingeniería de la Energía Eólica, Ediciones técnicas Marcombo, México 2013.

[16] Evangelos Tsioumas, Nektarios Karakasis, Nikolaos Jabbour, Christos Mademlis, [Indirect estimation of the Yaw-Angle misalignment in a horizontal axis wind turbine](#), 2017 IEEE 11th International Symposium on Diagnostics for Electrical Machines, Power Electronics and Drives (SDEMPED).

[17] Staffan Engström, Tomas Lyrner, Manouchehr Hassanzadeh, Thomas Stalin and John Johansson, Tall towers for large wind turbines, Elforsk rapport 10:48, July 2010.

2. MANTENIMIENTO DE AEROGENERADORES

Los objetivos de la Gestión de mantenimiento de los aerogeneradores que se encuentran en un parque eólico son:

1. Establecer las condiciones y garantías técnicas que deben cumplir las instalaciones para operar en su punto de máxima eficiencia, sin comprometer la seguridad.
2. Lograr la más alta disponibilidad y fiabilidad de las instalaciones.
3. Reducir los costos debido a las incidencias por fallas.

Para lograr estos objetivos, en un parque eólico se llevan a cabo tres tipos de mantenimiento, los cuales son:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.
- Mantenimiento predictivo.

A continuación, se detallan cada uno de ellos.

2.1 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Los principales objetivos de este tipo de mantenimiento son:

1. Seguridad personal.
2. Seguridad ambiental.
3. Confiabilidad operacional.

El mantenimiento preventivo es planificado y se efectúa para evitar fallas mayores y costosas que puedan dejar inhabilitada una máquina por mucho tiempo. Básicamente consta del reemplazo de piezas a un intervalo de tiempo determinado por el fabricante o por el uso del equipo, como por ejemplo reemplazo de filtros, reemplazo de aceites, reemplazo de zapatas del freno mecánico y reemplazo de sellos, estos componentes tienen una vida útil mucho más corta que la vida proyectada para el aerogenerador, además debemos efectuar otras actividades preventivas como calibración y ajuste de sensores y limpieza de las palas, entre otras. Las actividades específicas y los intervalos a realizarlas se dan en los manuales del fabricante del aerogenerador. Los costos de cada mantenimiento dependen del tipo de consumibles utilizados en cada mantenimiento y varían dependiendo del costo

de mano de obra y accesibilidad al aerogenerador. En la Tabla 2.1 se detallan las actividades sugeridas por el fabricante GAMESA quien recomienda que la primera inspección se efectúe a los 3 meses después de la puesta en marcha de los aerogeneradores del parque y posteriormente se efectúen inspecciones semestrales. Por supuesto que dependiendo del fabricante y/o tipo de aerogenerador, las actividades de mantenimiento pueden variar.

El fabricante GAMESA ofrece un contrato de mantenimiento durante 5 años, los dos primeros bajo garantía de calidad y los siguientes tres años como un contrato de mantenimiento. En los mantenimientos programados y no programados GAMESA proporciona la mano de obra, repuestos, transporte y todo lo necesario para cumplir con las actividades detalladas por cada gama de mantenimiento. En caso de existir daños en algún componente durante el tiempo de garantía debido a fallas en el equipo o las instalaciones, el fabricante reemplaza todos los componentes.

2.2 MANTENIMIENTO PREDICTIVO O BASADO EN CONDICIONES

Conocido también como CBM por sus siglas en inglés Condition Based Maintenance es el mantenimiento basado en las condiciones significativas de la máquina, como por ejemplo, la temperatura y condición del aceite en la multiplicadora o los niveles de vibraciones en los rodamientos del eje principal y rodamientos del generador. Cuando en el monitoreo de condiciones se tiene componentes estructurales o en el rotor y las palas, a menudo es referido como SHM por sus siglas en inglés Structural Health Monitoring, mientras que cuando se monitorean componentes del tren de potencia se conoce como CMS por sus siglas en inglés Condition Monitoring Systems. La filosofía de este mantenimiento es identificar síntomas de mal funcionamiento brindando un margen de tiempo para poder intervenir el equipo antes de que se presente una falla catastrófica [1]. Para conocer los valores de los parámetros significativos de la máquina se recolectan valores reales ya sea manualmente cada día, semana, quincena, mes, etc. o continuamente por medio de sensores que permanecen tomando los parámetros continuamente. Los objetivos que se persiguen con este tipo de mantenimiento son [1]:

1. Diagnosticar la causa de la aparición de los síntomas de mal funcionamiento.
2. Evaluar el riesgo de fallo y predecir el momento en que éste puede presentarse.
3. Decidir el momento más oportuno para proceder a la revisión en profundidad del equipo.
4. Reducir el tiempo de indisponibilidad del equipo.

Tabla 2.1. Gama de mantenimiento semestral de los aerogeneradores GAMESA.

NÚCLEO DEL ROTOR	FRENOS
Detección de fisuras.	Verificación del torque de apriete de los pernos.
Revisión del torque de apriete de los pernos.	Revisar pinzas y pastillas de frenos.
Chequeo de soldaduras.	Revisar el disco de frenos.
PALAS DEL ROTOR	Purgado del circuito hidráulico del freno (Si es necesario).
Inspección visual de las palas.	EJE DE ALTA VELOCIDAD
Detección de fisuras y grietas.	Lubricación general.
Inspección del extender de las palas.	Revisión del eje de transmisión.
EJE PRINCIPAL	GENERADOR
Lubricar sistema de bloqueo del eje.	Lubricación general.
Lubricar rodamiento(s) del eje principal.	Reapriete de bornes del generador.
Revisión del torque de apriete de los pernos.	Revisión de los amortiguadores del generador.
CILINDROS DEL SISTEMA DE PASO	Revisión de los rodamientos.
Lubricar anillos guías en alojamiento del eje de orientación de las palas.	Revisión del dispositivo protector del ventilador.
Lubricar rodamiento del eje de orientación de las palas.	SISTEMA HIDRÁULICO
Lubricar pines de vástagos de pistones.	Revisión de niveles y fugas.
Lubricar soportes de cilindros hidráulicos.	Reemplazo de filtro de alta presión.
Revisión del torque de apriete de los pernos.	Revisión de presiones en todo el circuito hidráulico.
Revisión de cojinetes de soporte de cilindros.	Revisión de los rodamientos.
Inspección del rodamiento del eje de orientación de las palas.	Revisión del dispositivo protector del ventilador.
Revisión por fugas de aceite hidráulico.	MOTORES DE GUIÑADA
Revisión de la posición cero del sistema del eje de orientación de las palas.	Lubricación general (cada 5 años).
Comprobación alineación del paso.	Revisión de rodamientos.
EJE PRINCIPAL DE BAJA	Revisión de fugas de aceite.
Lubricar el (los) cojinete(s) principal(es).	CAJA MULTIPLICADORA
Revisión de rodamientos.	Lubricación general.
Verificar torque de apriete de pernos de sujeción al rotor.	Revisión por fugas de aceite.
SISTEMA DE AMORTIGUACIÓN	Prueba de aceite en el circuito de refrigeración.
Lubricar discos de muelles de resortes.	TORRE TUBULAR
Verificación del torque de apriete de los pernos.	Revisión general.
Comprobación de holguras y rozamientos.	Verificación del torque de apriete de los pernos de unión.
SISTEMA DEL RODAMIENTO DE GUIÑADA	INSPECCIONES VARIAS
Lubricación completa del rodamiento y dientes.	Inspecciones de cables (bridas, etc.)
Verificación del torque de apriete de los pernos.	Inspección de veleta y anemómetro.
Revisión de presiones en puntos del circuito hidráulico.	Revisión de circuitos de emergencia (sensores, etc.)
Revisión de los rodamientos de deslizamiento.	Revisión del estado de los condensadores.
Control del material.	Revisión de las baterías del autómata.
GÓNDOLA	
Verificación del torque de apriete de los pernos.	
Control del material.	
Revisión de soldaduras.	
Revisión general de la carcasa.	

Las técnicas para conocer los parámetros y diagnosticar una falla inminente o prematura son muchas por lo que para detectar un fallo en el equipo pueden complementarse entre ellas, las más utilizadas en aerogeneradores son:

1. Inspección visual.
2. Termografía.
3. Prueba por líquidos penetrantes.
4. Prueba por ultrasonido.
5. Endoscopia.
6. Análisis de aceite.

2.2.1 INSPECCIÓN VISUAL

Es un chequeo visual de todo el aerogenerador para comprobar el estado de los componentes, la Tabla 2.2 detallan algunas de las tareas de inspección que pueden efectuarse en un aerogenerador, de igual manera, éstas pueden variar dependiendo del tipo de aerogenerador.

Tabla 2.2. Revisiones trimestrales y semestrales [1].

CIMENTACIONES Y TORRE	FRENOS
Tornillos de sujeción de la base sueltos o flojos.	Desgaste anormal.
PALAS DEL ROTOR	Sobrecalentamiento
Decoloraciones, rugosidades	SISTEMA HIDRÁULICO
Fisuras, grietas, desgaste superficial en borde de ataque.	Fugas de aceite.
Fisuras en el hub.	Nivel de aceite adecuado.
Tornillos de sujeción flojos o sueltos.	Roturas en apoyos de los cilindros hidráulicos.
Retenes y engrases rodamientos palas.	Desregulaciones y desgastes.
CAJA MULTIPLICADORA	EJE PRINCIPAL DE BAJA Y BASTIDOR
Fugas de aceite.	Grietas o deformaciones en el eje.
Nivel de aceite adecuado.	Estado de soldaduras del bastidor.
Grietas o fisuras en bastidor de soporte de la caja.	Tornillos de sujeción sueltos o flojos.
Daños superficiales, grietas o fisuras en carcasa de la caja.	

2.2.2 INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA

El astrónomo Sir Frederick William Herschel descubrió la existencia de la radiación infrarroja en 1800. Los infrarrojos están a medio camino entre el espectro visible y las microondas del espectro electromagnético como se muestra en la Fig. 2.1. La regla general para los componentes mecánicos y eléctricos es que ambos calientan antes de fallar, este calor es la fuente principal de radiación de infrarrojos por lo que cualquier objeto con una temperatura superior al cero absoluto ($-273,15\text{ }^{\circ}\text{C}$ o 0

Kelvin) emite radiación en la región infrarroja. Hasta los objetos más fríos que podamos imaginar, como los cubitos de hielo, emiten rayos infrarrojos [2]. Una cámara termográfica registra la intensidad de la radiación en la zona infrarroja del espectro electromagnético y la convierte en una imagen visible [2]. En los aerogeneradores las cámaras termográficas se utilizan para diagnosticar y detectar:

1. Desgaste en cojinetes, ejes, engranes y frenos.
2. Calentamiento en componentes eléctricos como transformadores, conectores, controladores, motores de guiñada y de control de paso, etc.

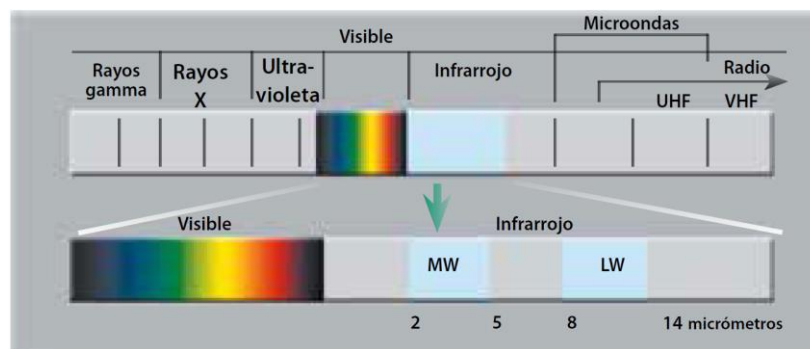


Fig. 2.1. Banda de infrarrojos, espectro visible y microondas del espectro electromagnético [2].

La termografía de infrarrojos es el arte de transformar una imagen de infrarrojos en una imagen radiométrica que permita leer los valores de temperatura. Por tanto, cada píxel de la imagen radiométrica es, de hecho, una medición de temperatura. Esto hace de la cámara termográfica una herramienta perfecta para el mantenimiento predictivo [2]. La Fig. 2.2 muestra la inspección termográfica del interior de una turbina eólica por medio de una cámara de la marca FLIR.



Fig. 2.2. Inspección termográfica del interior de una turbina eólica [2].

2.2.3 PRUEBA POR LÍQUIDOS PENETRANTES

Esta prueba no destructiva permite encontrar grietas u otras discontinuidades superficiales en piezas y componentes fabricadas con materiales ferrosos y no ferrosos, limitándose solamente a encontrar fallas superficiales. Se utilizan en piezas de maquinaria industrial, agrícola y automotriz, así como también en uniones soldadas. Los componentes a los que comúnmente se les efectúan pruebas por líquidos penetrantes son los componentes de la caja multiplicadora, eje de baja velocidad y rotores de generadores. Las ventajas que presenta este ensayo se enuncian a continuación:

1. No requiere el uso de equipos complejos y caros, utilizándose en piezas grandes y pequeñas.
2. Los líquidos penetrantes no son corrosivos y no dañan los materiales en los cuales se aplican.
3. Son utilizados en piezas de diversos materiales a parte del hierro y acero.

En la Fig. 2.3 se detalla el procedimiento para el uso de líquidos penetrantes.

Limpieza inicial: Consiste en eliminar de la zona a inspeccionar cualquier resto de contaminante que dificulte, tanto la entrada del penetrante en las discontinuidades como la posterior eliminación del que queda sobre la superficie.



Aplicación del líquido penetrante y tiempo de penetración: Consiste en cubrir la superficie a inspeccionar con el líquido penetrante y dejar transcurrir el tiempo necesario para que dicho líquido pueda llenar por capilaridad las discontinuidades.



Eliminación del exceso de penetrante: Con esta etapa se evita la posterior formación de indicaciones falsas.



Aplicación del revelador: Una vez eliminado el exceso de penetrante se aplica un revelador en forma seca o finamente pulverizado en una suspensión acuosa o alcohólica de rápida evaporación. Al final queda una fina capa de polvo cubriendo la zona a ensayar.



Inspección para interpretar y evaluar las indicaciones: La fina capa de revelador absorbe el líquido penetrante retenido en las discontinuidades, llevándolo a la superficie donde puede registrarse y evaluar.



Fig. 2.3. Pasos para efectuar el ensayo de líquidos penetrantes [3].

2.2.4 PRUEBA POR ULTRASONIDO (UT)

Por sus siglas en ingles ultrasonic test (UT), es una técnica basada en hacer pasar un haz de ondas ultrasónicas a través de la pieza que se desea inspeccionar.

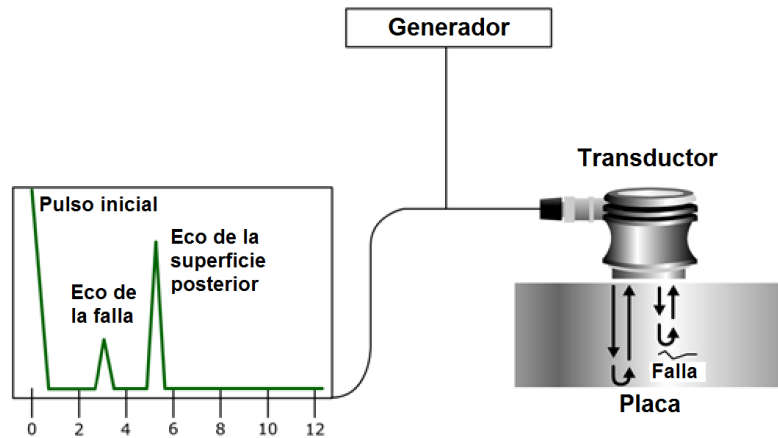


Fig. 2.4. Componentes del equipo de ultrasonido [4].

El sistema básico se muestra en la Fig. 2.4 y consta de los siguientes componentes:

1. Generador electrónico. Produce señal de voltaje alterna.
2. Transductor (emisor y receptor). Emite el haz de ondas ultrasónicas y a la vez recibe las ondas provenientes de regreso de la pieza a inspeccionar.
3. Acoplador. Transfiere la energía de las ondas ultrasónicas al material a inspeccionar.
4. Amplificador. Amplifica y modifica las señales del transductor.
5. Dispositivo de salida. Muestra los resultados en pantalla.
6. Cronómetro electrónico. Controla la operación de varios componentes del sistema.

La energía producida por el transductor se propaga a través de los materiales en forma de ondas, al existir un defecto (grietas, etc.) en la trayectoria de la onda, parte de la energía se reflejará desde la superficie del defecto. La señal de onda reflejada es transformada en una señal eléctrica por el transductor y se muestra en la pantalla. El tiempo de viaje de la señal puede estar directamente relacionado con la distancia recorrida por la señal. A partir de la señal, a veces se puede obtener información sobre la ubicación del reflector, el tamaño, la orientación y otras características [5]. Algunas de las ventajas de la inspección ultrasónica son [5]:

1. Es sensible a discontinuidades superficiales y subsuperficiales.

2. La profundidad de penetración para la detección o medición de defectos es superior a otros métodos NDT.
3. Solo se necesita acceso de una sola cara cuando se usa la técnica de pulso-eco.
4. Es altamente preciso para determinar la posición del reflector y estimar el tamaño y la forma.
5. Se requiere una preparación mínima de la parte.
6. El equipo electrónico proporciona resultados instantáneos.
7. Las imágenes detalladas se pueden producir con sistemas automatizados.
8. Tiene otros usos, como la medición de espesores, además de la detección de defectos.

Las limitaciones de este método son [5]:

1. La superficie debe ser accesible para transmitir ultrasonido.
2. La habilidad y el entrenamiento son más amplios que con algunos otros métodos.
3. Normalmente requiere un medio de acoplamiento para promover la transferencia de energía de sonido en la muestra de prueba.
4. Los materiales que son ásperos, de forma irregular, muy pequeños, excepcionalmente delgados o no homogéneos son difíciles de inspeccionar.
5. El hierro fundido y otros materiales de grano grueso son difíciles de inspeccionar debido a la baja transmisión de sonido y al alto ruido de la señal.
6. Los defectos lineales orientados en paralelo al haz de sonido pueden pasar desapercibidos.
7. Se requieren estándares de referencia para la calibración del equipo y la caracterización de defectos.

2.2.5 INSPECCIÓN BOROSCOPÍA

Es una técnica utilizada para visualizar componentes internos inaccesibles al ojo humano, se utiliza principalmente para determinar daños en los componentes internos de las cajas multiplicadoras como los dientes de engranes y pistas de rodamientos. Las tres causas principales asociadas a dichos daños son: el micropitting, la espumación/aireado del aceite y la degradación del aceite. La Fig. 2.5 muestra dos imágenes tomadas a una caja multiplicadora con un boroscopio de la marca OLYMPUS.

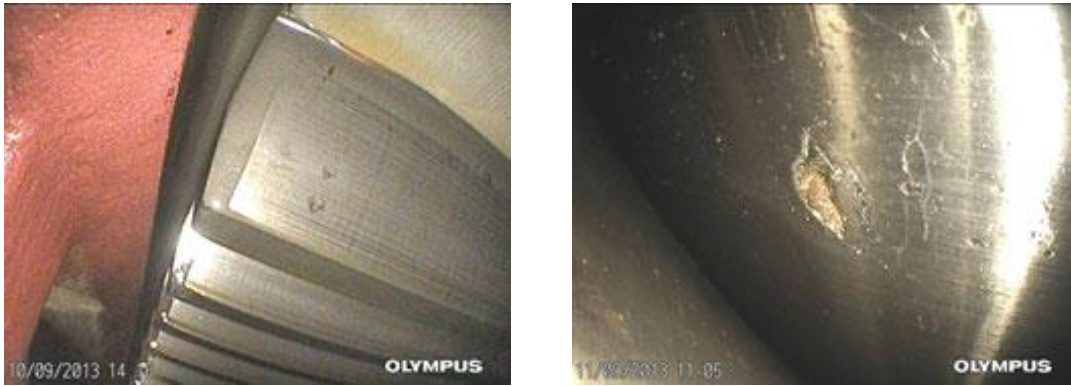


Fig. 2.5 Izquierda: fotografía de los engranes de la etapa de baja velocidad. Derecha: fotografía de los rodamientos de la etapa de velocidad media de la caja multiplicadora [6].

El equipo utilizado para realizar una boroscopia se muestra en la Fig. 2.6 y consta de:

1. Lente – Encargada de captar las imágenes.
2. Sonda – Transmite la imagen captada hasta la unidad de procesamiento.
3. Unidad de almacenamiento – almacena las imágenes o videos captados por la lente.
4. Fuente de luz – Aporta luz para poder visualizar detalles en lugares totalmente oscuros.

Antes de realizar una endoscopia en una caja multiplicadora es necesario recopilar mucha información con el objeto de determinar con mayor certeza la condición operacional de esta. Dicha información podemos resumirla en la siguiente:



Fig. 2.5. Equipo de endoscopia de la marca Olympus [6].

Antes de ascender a la góndola de la turbina se debe revisar si el sistema consta de acelerómetros que captan las vibraciones de los componentes principales de la turbina, es necesario revisar la información arrojada por estos y luego, comprobar físicamente en la góndola, que estos se encuentren bien instalados, que no tengan cables flojos, que se encuentren bien ubicados y libres de aceite. A continuación se detalla un procedimiento a seguir:

1. Al encontrarse en la góndola, efectuar una inspección visual para verificar si existen fugas de aceite, olores raros como desgaste excesivo de fricciones de frenos, aceite derramado y palpar los diferentes componentes que se encuentran en la góndola para determinar si se encuentran trabajando a altas temperaturas.
2. Tomar una muestra para análisis del aceite de la caja multiplicadora.
3. Tomar lectura de vibraciones en diversos puntos de la caja multiplicadora, en los cojinetes del eje de baja y cojinetes del generador. Tomar las lecturas cuando la turbina se encuentre trabajando a la velocidad de trabajo y no en bajas ni altas velocidades del viento o durante ráfagas de viento. El rango de velocidades más favorable es entre 4.0 a 6.0 m/s.

2.2.6 ANÁLISIS PERIÓDICO DE ACEITE

Esta es una técnica que consiste en recolectar muestras de aceite de las máquinas o equipos para evaluar tres cosas fundamentalmente [7]:

1. La degradación del aceite. Es el proceso por el que se va reduciendo la capacidad del aceite de cumplir las funciones para las que ha sido diseñado que son limpiar, lubricar, sellar y refrigerar. Dicho proceso es originado por la alteración de las propiedades físicas y químicas del aceite. El nivel de degradación depende de factores tales como las velocidades y cargas a que están sometidos los engranes y rodamientos, la calidad del aceite, el tiempo de uso del aceite y de la severidad del servicio. Los principales indicadores de la degradación del aceite son la viscosidad y el número de acidez del aceite TAN por sus siglas en ingles (Total Acid Number).
2. Cuantificar la contaminación presente en el aceite. Se efectúa determinando la cantidad de agua presente en el aceite, la cual proviene de la condensación proveniente de las bajas temperaturas, de partículas de agua que circulan en el aire las cuales pueden entrar a través del respiradero de la caja multiplicadora si éste no es del tipo desecante, además el agua puede llegar al aceite por malas prácticas de manipulación del aceite y durante las actividades de mantenimiento. El contenido de agua en el aceite puede determinarse en campo rápidamente por el método de

crepitación el cual consiste en calentar en una plancha caliente una muestra de aceite y determinar de manera apreciativa la cantidad de agua basado en el chisporroteo del aceite al ser calentado a una temperatura menor a 160°C, este método es apreciativo y no es muy preciso por lo que solo podemos utilizarlo para cuantificar si existe mucho contenido de agua en el aceite. Otros métodos más precisos son la medición de la constante dieléctrica del aceite y la espectrometría.

3. Identificar y cuantificar las partículas de desgaste en el aceite usado. Las partículas de desgaste que circulan con el aceite producto de la fricción de los dientes de los engranajes, de las bolas de rodadura contra las pistas de los rodamientos o de la acción reciprocante de actuadores y válvulas oleohidráulicas debe en primer lugar cualificarse para determinar qué tipo de materiales son y en segundo lugar la cantidad de cada uno de ellos presentes en el aceite al momento de tomar las muestras del aceite. Hoy en día se utiliza la técnica de la espectrometría de una muestra de aceite.

La Tabla 2.3 muestra información contenida en la norma ISO IEC 81400-4 2 “Design and Specification of Gearboxes” sobre los límites condenatorios del aceite para el contenido de agua, número de acidez, viscosidad y metales de desgaste.

Tabla 2.3. Límites de análisis para lubricantes de cajas multiplicadoras de aerogeneradores.

Parámetro de análisis	Límite	Insatisfactorio
Agua (Karl Fischer) ¹	0.05%	>0.10%
Sedimentos (ver F.5.2.3)	---	Visible
Número de acidez (AN), incremento sobre el aceite fresco	40%²	>75%
Cambio de viscosidad (desde el límite ISO VG)	10%	>20%
Hierro Fe (ppm)	75 to 100	>200
Cobre Cu (ppm)	50 to 75	>75
Silicon SI (ppm), incremento sobre el aceite fresco	15 to 20	>20
Limpieza	-/17/14	-18/15

¹ Para límites de agua en aceites PAG consultar al fabricante del lubricante.

² Valores a ser aconsejados por el fabricante del lubricante.

El mayor beneficio de la utilización de esta herramienta es que se logra una alerta temprana que permite planificar una parada para corregir el problema, alcanzando de esta manera una mayor disponibilidad de la máquina y una reducción de fallas catastróficas.

2.2.7 ANÁLISIS DE VIBRACIONES

Es una de las técnicas más utilizadas dentro del CBM, se utiliza para el monitoreo de los componentes del tren de potencia del aerogenerador (rotor y sus rodamientos, eje principal de baja, caja multiplicadora y sus rodamientos y el generador y sus rodamientos) para esto se recolectan datos de vibraciones por medio de acelerómetros, transductores de velocidad y sensores de distancia y desplazamiento instalados en dichos componentes. Esta tecnología ha llegado a ser tan importante que actualmente los fabricantes de aerogeneradores los instalan como equipo estándar para aerogeneradores multi megawatt. Mediante el análisis de vibraciones es posible detectar rodamientos en mal estado y daños en engranes de la caja multiplicadora. La Tabla 2.4 muestra los requerimientos mínimos para los sensores utilizados en el CMS de los aerogeneradores.

Tabla 2.4. Requerimientos mínimos para sensores según el GL Certification Guideline 2013 [8].

Componente del aerogenerador	Número de sensores necesarios por componente	Dirección de medición	Rango de frecuencia
Cojinetes del rotor	1 (+1 opcional)	Radial + axial	0.1 Hz...≥10 kHz
Caja multiplicadora	4+1	Radial + axial	0.1 Hz...≥10 kHz para ejes de baja velocidad y 10 Hz...≥10 kHz para ejes de alta velocidad
Cojinetes del generador	2	Radial	0.1 Hz...≥100 Hz
Torre con góndola	2 (opcional)	En dirección del eje del rotor y transversal al eje del rotor	0.1 Hz...≥10 kHz

La Fig. 2.6 muestra un ejemplo de instalación de sensores en los componentes del tren de potencia de un aerogenerador.

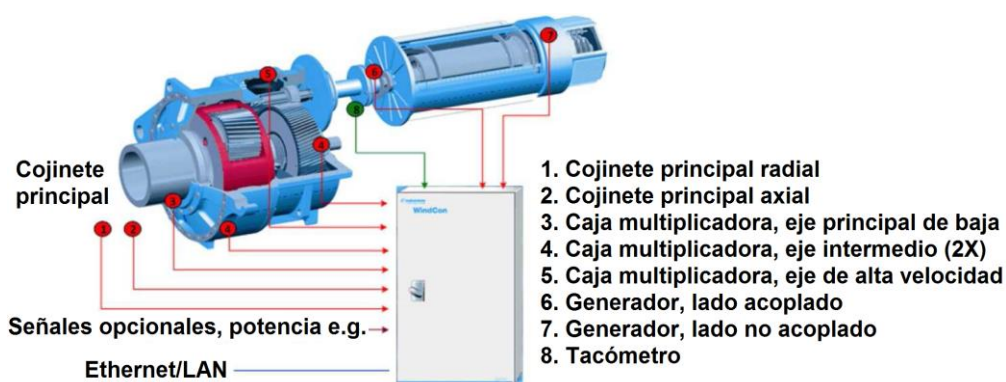


Fig. 2.6. Posicionamiento de sensores de vibración en la caja multiplicadora y generador eléctrico aplicados en el sistema de SKF WindCon [8].

2.3 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Este tipo de mantenimiento se realiza cuando ya se ha producido una falla en el aerogenerador y queda indisponible para generar, por lo tanto, debe intervenir de emergencia siendo este un paro no programado. El tiempo invertido en la reparación del equipo consta del tiempo en detectar la falla más el tiempo en localizarla físicamente más el tiempo de reparación de la misma.

El mantenimiento correctivo es funcional cuando la producción no es un aspecto apremiante, cuando los costos ocasionados por dar otro tipo de mantenimiento a la máquina son más elevados que dejarla fallar o cuando no tiene sentido darle otro tipo de mantenimiento [1].

Es importante mencionar que, si se tiene un mantenimiento preventivo y predictivo adecuados, la probabilidad de que se produzcan fallas súbitas en el aerogenerador se reducen enormemente, sin embargo, siempre existe el factor medioambiental, rayos por tormentas eléctricas, temperaturas extremas, ráfagas de viento impredecibles, etc. que contribuyen a provocar fallas indeseables.

Posterior a una indisponibilidad, es necesario llevar a cabo un análisis de causa-raíz el cual es de utilidad para poder eliminar el origen de la falla para que a futuro no se produzca más. Los pasos a seguir para dicho análisis se detallan a continuación:

1. Una vez se dio la falla y la máquina es indisponible es necesario efectuar un informe de falla, esto quiere decir, detallar por qué se indispuso la máquina, las alarmas que generó antes de fallar, si es que las hay, y cuáles fueron las acciones correctivas inmediatas que se tomaron para darla por disponible ante el ente regulador del sistema eléctrico, que para nuestro país, es la Unidad de Transacciones (UT).
2. Registrar la falla y las acciones correctivas tomadas para que quede un historial de fallas y las acciones que se tomaron para corregirlas, esto puede ser de ayuda como una fuente de consulta para futuros eventos de falla.
3. Recopilar información sobre la falla. Buscar y analizar la información de operación de la máquina antes de la falla, analizar datos de temperaturas, niveles de vibración de los componentes que han fallado (si es posible), revisar las condiciones medioambientales que se tenían al momento de la falla y toda la información que contribuya a estudiar y determinar el origen de la falla.
4. Desarrollar el diagrama de causa-efecto o diagrama de Ishikawa. Esta es una representación gráfica de los efectos o las características de calidad que necesitamos mejorar y las causas o factores que la influyen. Para construirlo debemos primero definir la característica y el efecto que queremos estudiar, luego escribimos las causas que ocasionan que dicha característica de calidad se vea alterada. La Fig. 2.7 detalla el diagrama de causa-efecto para analizar la falla del rodamiento del paso de la pala de un aerogenerador.

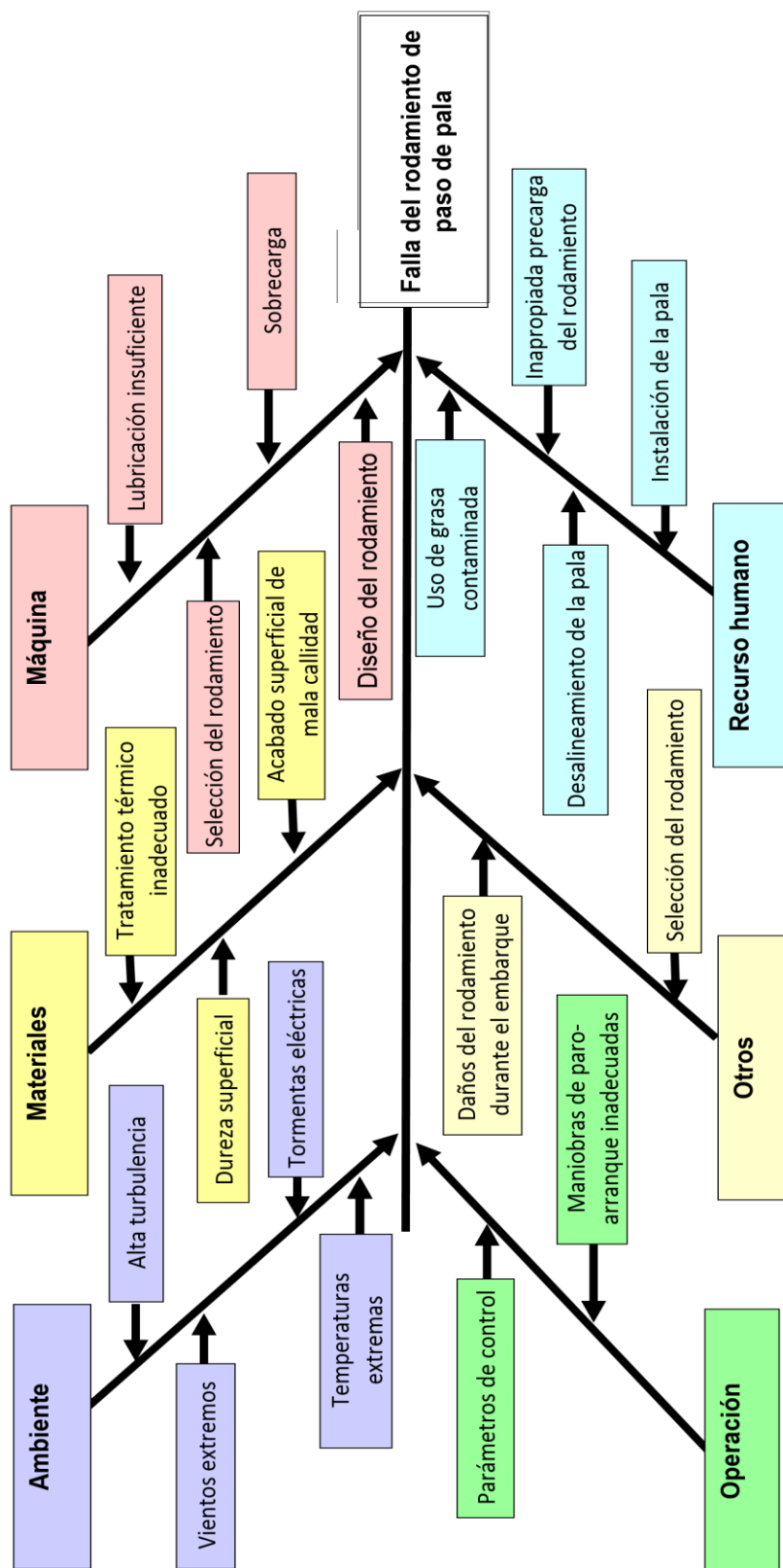


Fig. 2.7. Diagrama de Ishikawa para analizar la falla de un rodamiento de paso de la pala de un aerogenerador.

A manera general, cuando efectuamos un mantenimiento correctivo en un aerogenerador vamos a agruparlo en dos grandes grupos:

1. Pequeños correctivos.
2. Grandes correctivos.

2.3.1 PEQUEÑO CORRECTIVO

Este tipo de mantenimiento considera pequeñas fallas y/o reemplazo de pequeños componentes los cuales no requieren mucho tiempo para su detección y reparación, generalmente se solucionan en menos de 24 horas, producen bajas pérdidas de producción pero pueden volverse repetitivas. Además, para llevar a cabo un pequeño correctivo no se precisan medios auxiliares de elevación y transporte adicionales más que los encontrados en el parque. Las reparaciones más usuales son aquellas en las cuales se necesitan pequeñas herramientas manuales y trabajos de taller, siendo las más comunes [1]:

1. Soldaduras y pequeñas reparaciones de tornillería.
2. Restauración de partes fabricadas con materiales plásticos.
3. Reparación de grietas con adhesivos de ingeniería.
4. Reparación de partes dañadas con sistema de resina.
5. Laminado por combinación resina epoxi con tela de fibra de vidrio.
6. Daños en la instrumentación.
7. Fallos eléctricos en elementos de tableros y cableado.
8. Fugas por sellos mecánicos y mangueras hidráulicas de la caja multiplicadora o del sistema hidráulico.
9. Reparaciones en frenos.
10. Reemplazo de motoreductores de giro de la góndola.
11. Reemplazo de motores eléctricos de las bombas de la central hidráulica.
12. Averías mecánicas de pequeño alcance.
13. Pequeñas fisuras en las palas, siempre que no signifiquen pérdida de fuerza o debilitamiento del borde de ataque.
14. Daños superficiales en las palas como perdida de pintura superficial, fisuras en el gel coat, burbujas superficiales, pequeña pérdida elástica en el pandeo ó pequeñas delaminaciones.

Ante cualquier falla que se genere es importante mantener un stock de repuestos necesarios para poder solventarla, generalmente los fabricantes de cada uno de los componentes del aerogenerador brindan un listado de piezas de repuestos que es necesario tener en taller para dichas reparaciones.

2.3.2 GRANDES CORRECTIVOS

Los trabajos considerados por los grandes correctivos requieren mayor tiempo de indisponibilidad de la máquina, una programación muy detallada ya que es necesario recurrir a personal técnico calificado por parte del fabricante y considerar el factor climatológico ya que es necesario basarse en predicciones del viento para definir el tiempo de indisponibilidad de la máquina. Se necesitan grúas de gran tonelaje y equipo especial para transporte e izaje de los componentes y, en algunas ocasiones, puede hacer intervenir a la aseguradora. Las actividades consideradas por el gran correctivo son entre otras:

1. Reemplazo de palas y/o del rotor.
2. Averías diversas en las palas (grietas y fisuras estructurales o impactos por rayos eléctricos).
3. Fisuras en el eje principal de baja.
4. Fallos en el (los) rodamiento (s) principal (es) del eje de baja.
5. Fallos en la multiplicadora, que es el principal elemento y la principal preocupación de los responsables del mantenimiento de un parque eólico.
6. Reemplazo del generador, daños o defectos en el asilamiento.
7. Reemplazo del transformador, sobrecalentamiento, falta de aislamiento.
8. Reemplazo de la caja multiplicadora.
9. Reemplazo de corona del sistema de orientación.
10. Reemplazo de la góndola.
11. Reemplazo de un tramo de torre.

Para aplicaciones de aerogeneradores instalados en tierra, las fallas menores (que representan alrededor del 75% del número total) son responsables de solo el 5% del tiempo de inactividad, mientras que las fallas importantes (que representan el 25% de las fallas) son responsables del 95% del tiempo de inactividad [9].

2.3 CONFIABILIDAD, MANTENIBILIDAD Y DISPONIBILIDAD

2.3.1 CONFIABILIDAD

Es la probabilidad de que un equipo realice su función sin fallas en un tiempo determinado. La confiabilidad se mide por medio del MTBF por sus siglas en inglés (Mean Time Between Failures), Tiempo Medio Entre Fallas [10]. El MTBF es básicamente el tiempo promedio transcurrido entre una falla y la siguiente, matemáticamente se expresa como:

$$MTBF = \frac{S - d}{f} \quad (2.1)$$

En donde:

S=Tiempo de producción programado.

d=Tiempo muerto.

f= es el número de fallas totales que se dieron en el período de producción programado.

Un valor de MTBF típico de los aerogeneradores es de 75 días [11].

2.3.2 MANTENIBILIDAD

Es la probabilidad de que la máquina, después de la falla sea puesto en estado de funcionamiento en un tiempo dado. La mantenibilidad se mide por medio del MTTR por sus siglas en inglés (Mean Time To Repair), Tiempo Medio de Reparación [10]. Cuando la máquina ha fallado, se vuelve crítico reducir al máximo el tiempo que demora su reparación. Este término engloba todas las paradas del aerogenerador sin importar que sean por razones de mantenimiento preventivo o correctivo. Matemáticamente la MTTR se expresa como:

$$MTTR = \frac{T}{f} \quad (2.2)$$

En donde:

T=Tiempo total empleado en reparar las fallas que se dieron en el período de producción programado.

f= es el número de fallas totales que se dieron en el período de producción programado.

Un valor de MTTR típico de los aerogeneradores es de 25 horas [12].

2.3.3 DISPONIBILIDAD

Es la capacidad del equipo para llevar a cabo con éxito la función requerida durante un tiempo específico [10]. Matemáticamente la disponibilidad se define como:

$$D = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \quad (2.3)$$

La disponibilidad de los aerogeneradores se encuentra alrededor de 98%, o sea, éstos se encuentran preparados para funcionar el 98% del tiempo.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- [1] Romero Lozano Luis, Gestión de mantenimiento de instalaciones de energía eólica MF0617_3, Editoria PARANINFO, España 2016.
- [2] Guía de termografía para mantenimiento predictive, FLIR Systems, 2011.
- [3] <https://corquimalsac.es.tl/Tintes-Penetrantes-para-Ensayos-No-Destructivos.htm>
- [4] Mosquera Ávila Paul Fernando, Sánchez Espinoza Marcelo Francisco, “Detección de fallas superficiales e internas en tuberías de alta presión para motores estacionarios por el método de ultrasonido”, Tesis previa a la obtención del título de Ingeniero Mecánico Automotriz, Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca, España, Febrero de 2015.
- [5] https://www.nde-ed.org/EducationResources/CommunityCollege/Ultrasonics/cc_ut_index.htm
- [6] <https://www.olympus-ims.com/en/rvi-products/>
- [7] Tormos Bernardo, Diagnóstico de motores Diesel mediante el análisis de aceite usado, Editorial Reverté, Barcelona, España 2012.
- [8] Leopoldo E. Bressan, Diplomado de Experto Universitario en Desarrollo de un parque eólico, , Universidad Tecnológica Nacional, Argentina Febrero de 2017.
- [9] S. Faulstich, P.J. Tavner, B. Hahn, Wind turbine downtime and its importance for offshore deployment, Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology, Kassel, Germany, Energy Group, School of Engineering, Durham University, Durham DH1 4RL, United Kingdom, Research article, 2010.
- [10] Salih O. Duffuaa, Sistemas de Mantenimiento, Planeación y Control. Editorial LIMUSA, Mexico 2004.
- [11] M’Hammed Sahnoun, Farid Bagui, Mourad Messaadia, Failure analysis of onshore wind farms based on experimental data, <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-01274496> Mediterranean Conference on Information, February 2016.

[13] Diego Coronado, Katharina Fischer, Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology IWES, Condition Monitoring of Wind Turbines: State of the art, user experience and recommendations, Project Report, Bremerhaven Germany, January 2015.

[14] www.energiza.org

[15] www.aeeolica.org/es/

[16] S. Faulstich, P.J. Tavner, B. Hahn, Wind turbine downtime and its importance for offshore deployment, Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology, Kassel, Germany, Energy Group, School of Engineering, Durham University, Durham DH1 4RL, United Kingdom, Research article, 2010.

[17] M’Hammed Sahnoun, Farid Bagui, Mourad Messaadia, Failure analysis of onshore wind farms based on experimental data, <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-01274496> Mediterranean Conference on Information, February 2016.

3. DAÑOS MECÁNICOS COMUNES Y ZONAS MÁS AFECTADAS QUE SUFREN LOS ROTORES Y ÁLABES DE LOS AEROGENERADORES.

3.1 MATERIALES Y ESTRUCTURA DE FABRICACIÓN DE LAS PALAS

Las palas de rotores eólicos pueden fallar de muchas maneras pudiendo variar entre los diferentes diseños de palas, pero hay algo en común para todas ellas, los materiales y la estructura de las palas. Los materiales más utilizados para fabricación de las palas son los compuestos, los cuales comprenden al menos dos materiales disimilares los cuales al combinarlos se obtienen propiedades diferentes de los materiales individuales, más comúnmente, fibras reforzadas mantenidas en su lugar por una matriz de aglutinante. Las fibras reforzadas agregan resistencia y rigidez y la matriz aglutinante mantiene y protege las fibras y distribuye las cargas. El compuesto mejor conocido es la fibra de vidrio plásticamente reforzada conocida como GRP por sus siglas en inglés (Fiberglass Reinforced Plastic). Las principales ventajas de estos compuestos son:

- a. Facilidad para fabricación del perfil aerodinámico de la pala.
- b. Alta resistencia.
- c. Alta relación de rigidez/peso.
- d. Resistencia a la corrosión.
- e. Aislantes eléctricos.
- f. Resistentes a la degradación provocada por el medio ambiente.
- g. Se prestan para una variedad de métodos de fabricación.

La fibra de vidrio mejor conocida es el Glass-E (aluminosilicato de calcio) y el Glass-S libre de aluminio silicato siendo el segundo el más costoso aunque tiene un 25% a 30% más resistencia que el vidrio-E.

Las matrices utilizadas son resinas las cuales pueden ser de 3 tipos:

- a. Poliesteres insaturados.
- b. Epóxicos.
- c. Ésteres vinílicos.

Todas estas matrices son líquidas cuando se mantienen almacenados, pero se solidifican cuando se curan. Los poliésteres son más utilizados debido a su bajo costo y su menor tiempo de curado, los

epóxicos son más fuertes, tienen mejor resistencia química, buena adherencia y baja contracción luego del curado. Las palas se fabrican en dos configuraciones estructurales básicas, una de ellas es con laminados monolíticos los cuales consisten en diferentes capas de fibra de vidrio unidireccionales o multidireccionales y la otra es con compuestos en sándwich como se muestran en la Fig. 3.1.

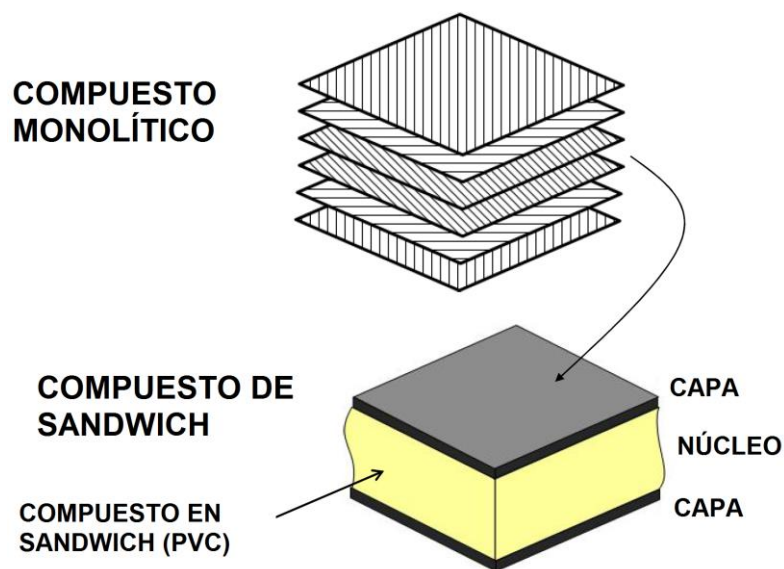


Fig. 3.1. Configuraciones estructurales de palas de aerogeneradores [1].

La pala construida con compuesto en sándwich consiste de un núcleo de material de baja densidad entre dos capas delgadas de material compuesto, generalmente el núcleo es de PVC con densidad entre 40 a 200 kg/m³. La inserción de un núcleo incrementa el espesor de la estructura, la rigidez a la flexión y resistencia sin incrementar su peso y soportan cargas de compresión y tensión como se muestra en la Fig. 3.2 [1].

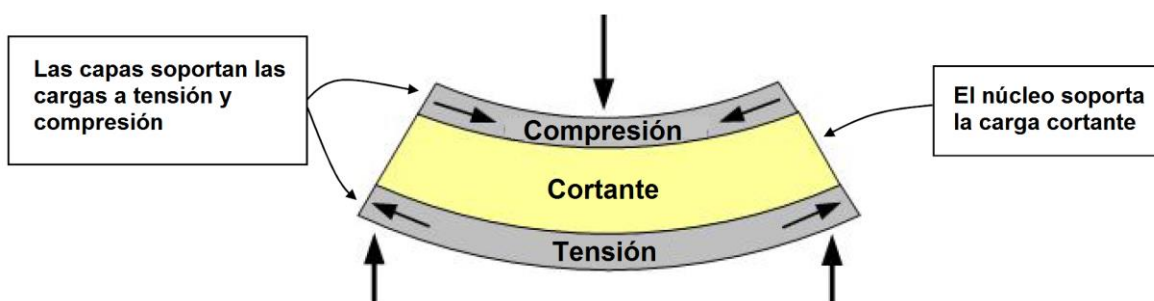


Fig. 3.2. Estructura de fabricación de compuesto en sándwich [1].

La pala se forma a partir de dos conchas y entre ellas se monta un largero o mástil para soportar los momentos de flexión y las cargas axiales, este largero se fabrica de fibra de carbono que da resistencia estructural a la pala, ambos bordes del perfil aerodinámico, el de ataque y el de fuga, se unen por medio de un labio encolado, las capas exteriores de la pala contienen una capa de fibra de vidrio en una matriz de resina poliéster, esto se muestra en la Fig. 3.3.



Fig. 3.3. Moldes para fabricación de las dos conchas que conforman la pala [4].

Las capas más exteriores de los moldes, consisten en una resina y como capa de acoplamiento entre este y los materiales estructurales, se utiliza fibra de vidrio Glass-E o S con tejido de 100 g/m^2 , esta capa evita que la textura de los materiales estructurales pueda verse a través del gelcoat. Además, la superficie está protegida con pintura PUV contra la radiación ultravioleta [Bressan]. La Fig. 3.4 muestra las diferentes capas de una pala del aerogenerador marca GAMESA G87 en donde se aprecian las distintas capas de compuestos y materiales utilizados para la unión de las conchas.

La propia concha consta de capas de fibra de vidrio separadas multiaxiales que son simétricas dentro y fuera del núcleo de sandwich. Dos capas de material de $\pm 45^\circ$ se extienden sobre toda la pala y el largero se construye en la zona donde se encuentra la separación máxima entre los perfiles aerodinámicos.

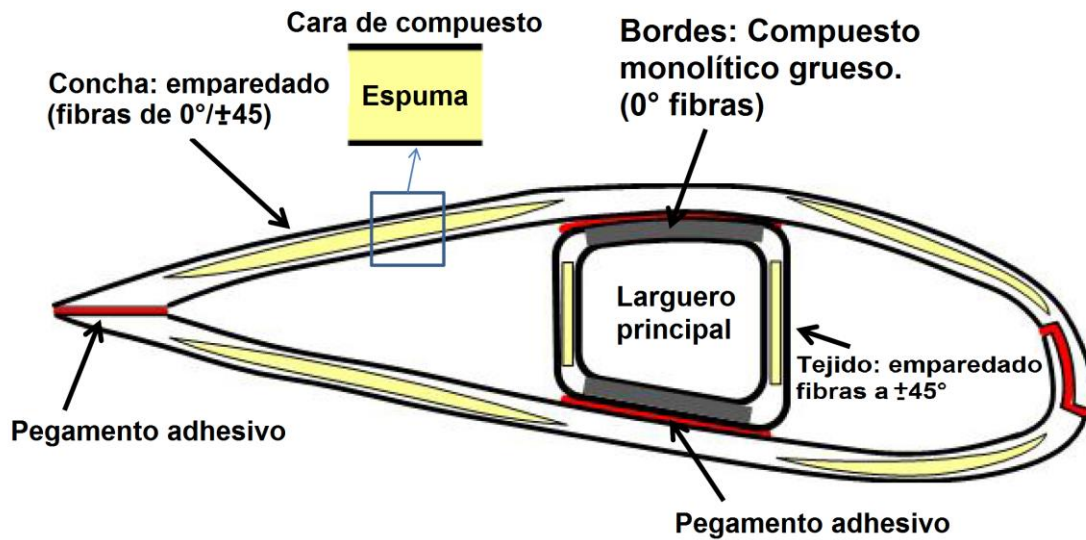


Fig. 3.4. Sección transversal de una pala fabricada con material compuesto y su larguero principal [1].

Uno de los métodos de fabricación de palas más utilizado es por **colocación de capas húmedas** (ver Fig. 3.5), esta es una de las técnicas de fabricación más antigua para fabricar palas de turbinas eólicas. En este proceso se tienen múltiples capas de tela de fibra de vidrio húmeda cada una de las cuales se empapa de resina epóxica más un endurecedor. Este proceso es manual, y se forza la resina dentro de la fibra de vidrio con ayuda de rodillos y rascadores y se dejan curar en condiciones atmosféricas estándar. Las fibras podrían tener una orientación específica en el compuesto. Las capas superiores e inferiores están unidas adhesivamente para formar una estructura de perfil aerodinámico. Otro de los métodos para fabricación de palas con compuesto sandwich es el **prepreg** (Fig. 3.6), en este método el material de fibra se preimpregna con resina a temperatura ambiente para formar un producto intermedio que no está completamente curado.

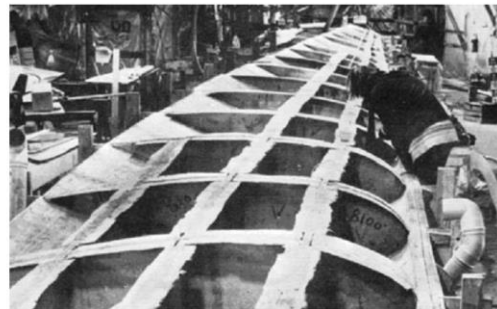
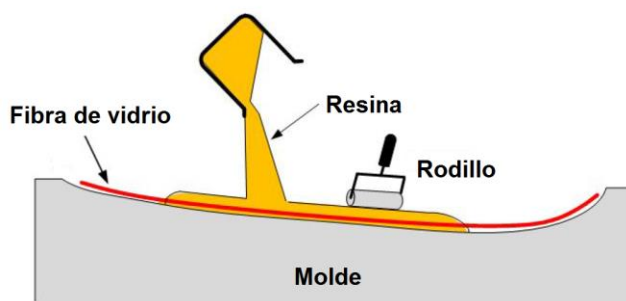


Fig. 3.5. Proceso de fabricación de palas por capas húmedas [1].

Este producto intermedio (preimpregnados) se colocan en la superficie del molde, se empacan al vacío y se someten a una temperatura entre 70°C y 120°C y presión donde la resina funde y consolida los tejidos de fibra. El producto ahora está sujeto a ser curado. Esta técnica es ampliamente utilizada en la industria aeroespacial. Para palas grandes de aerogeneradores, los preimpregnados se curan a 80°C lo cual disminuye el proceso y el costo del producto.

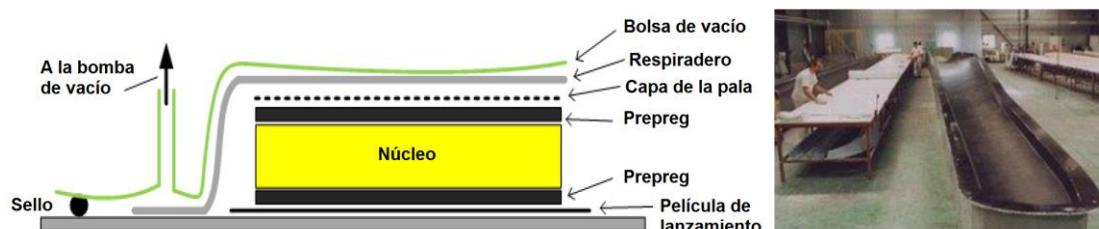


Fig. 3.6. Tecnología de fabricación de palas “Prepreg” [1].

Vestas Wind Systems, ha utilizado la tecnología prepreg de fibra de vidrio y epoxi durante muchos años, y ahora han introducido fibras de carbono en sus láminas de 45 m de longitud.

3.2 PRINCIPALES DAÑOS EN LAS PALAS Y ZONAS MÁS AFECTADAS

Debido a las fallas que se dan en los compuestos que conforman las palas, se validan los diseños efectuando pruebas de fatiga en laboratorios, en [3] los autores detallan las pruebas efectuadas, hasta la falla, en una pala de turbina eólica de 25 metros de larga tipo V52, proveída por Vestas Wind Systems A/S. El objetivo de la prueba fue obtener información detallada sobre los mecanismos de falla en la pala. Antes de las pruebas, la pala se inspeccionó mediante barrido ultrasónico para verificar si existían imperfecciones y daños antes de comenzar la prueba. Durante cada una de las pruebas, el comportamiento de la pala se registró mediante video y fotos, extensómetros, emisión acústica y sensores de deflexión. Cada prueba se detuvo en cada signo de daño y se inspeccionó visualmente identificándose grietas y propagación de daños los cuales se esquematizaron, dichos esquemas se muestran en la Fig. 3.7.

Todos estos tipos de fallas se generan por falla de las fibras, falla de la matriz, falla interlaminar (delaminación), inestabilidad (pandeo), despegado de la fibra-matriz principalmente y aplastamiento y despegado del núcleo o de las capas superficiales, en el caso de una pala constituida por estructura de sandwich.

La falla de la matriz se debe a cargas de tensión (falla perpendicular a la carga), compresión (falla a lo largo de planos inclinados) y cargas cortantes fuera del plano (falla a lo largo del plano a 45°), como se muestra en la Fig. 3.9.

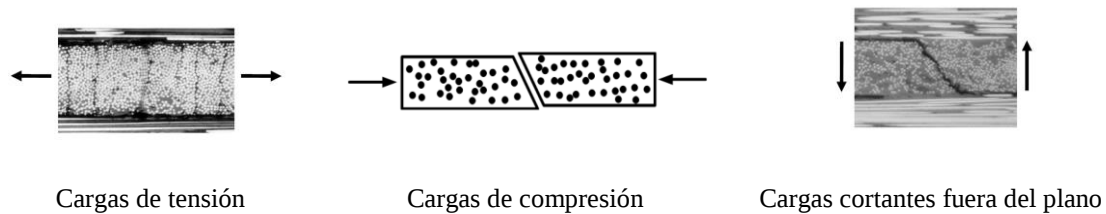


Fig. 3.9. Causas de falla de la matriz [1].

La falla interlaminar (delaminación) es la separación entre capas adyacentes debido a esfuerzos normales o cortantes en la interface (ver Fig. 3.10) generalmente se debe a cargas de impacto fuera del plano o debido a cargas en el plano en presencia de concentradores de esfuerzos tales como arrugas, transiciones geométricas u otros defectos existentes. La delaminación puede propagarse en tres maneras: abriéndose, deslizándose y desgarrándose.

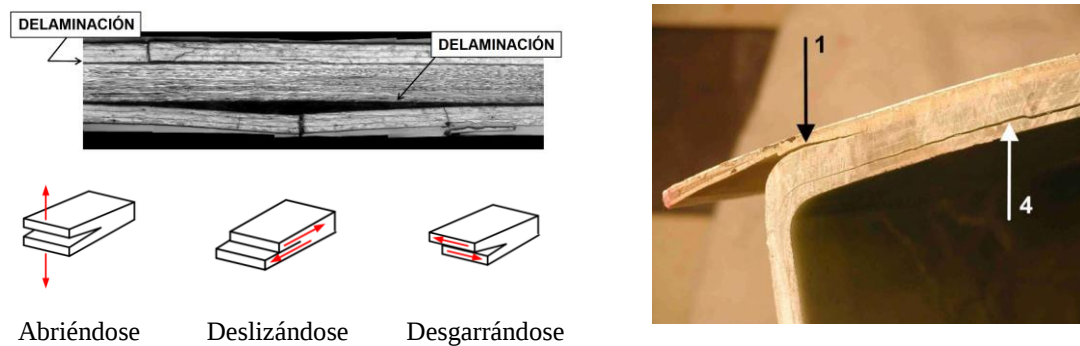


Fig. 3.10. Falla por delaminación. A la izquierda se muestra los tipos de fallas por delaminación [1] mientras que a la derecha se muestra un larguero en el cual se tiene despegado del adhesivo entre las capas, falla tipo 1 y delaminación entre las capas tipo 4 [3].

La inestabilidad por pandeo es un tipo de colapso debido a cargas de compresión caracterizado por la apariencia de deflexiones las cuales reducen significativamente la resistencia a la compresión y la rigidez de los compuestos estructurales pudiendo desarrollar otros problemas como las fallas en las fibras y delaminación de las estructuras de compuestos dependiendo del espesor del laminado y del

tamaño y profundidad de la delaminación [1]. Pueden tenerse tres tipos de pandeo en las palas, pandeo local, global y una mezcla de ambos, esto se muestra en la Fig. 3.11.

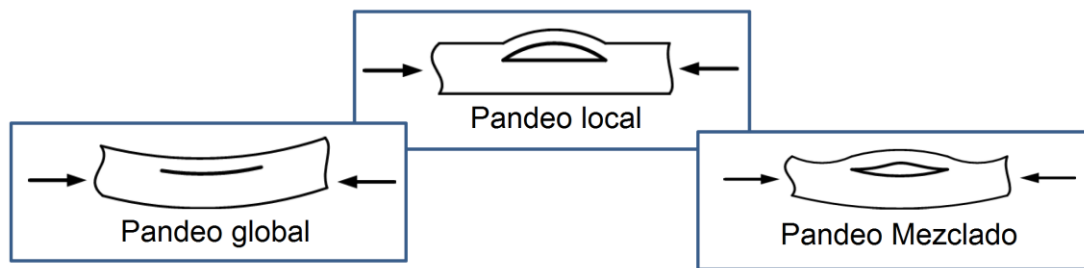
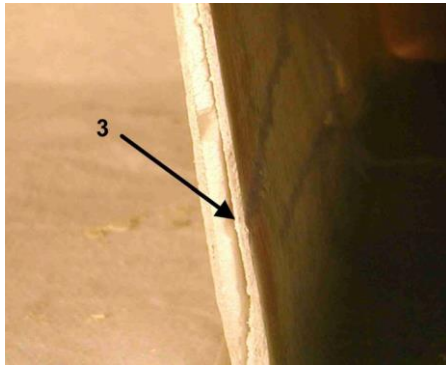


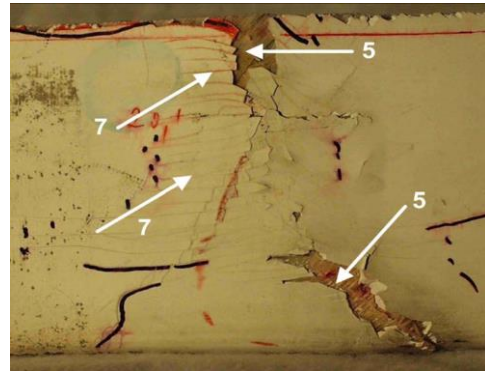
Fig. 3.11. Tipos de pandeo [1].

La flexión de las capas debido al pandeo produce mayores tensiones y puede promover el crecimiento de la delaminación, además el pandeo puede provocar el despegado de las capas con el núcleo en las palas con compuesto en sandwich [1].

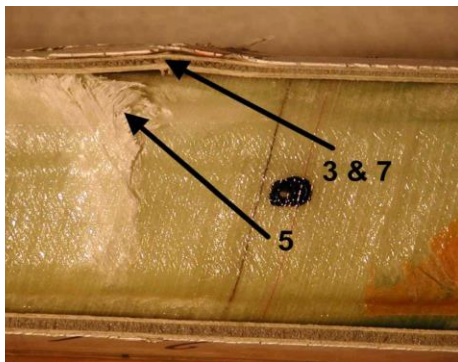
El despegado del núcleo y las capas superficiales puede ocurrir durante el proceso de fabricación de la pala o durante el tiempo de servicio de esta, reduce la resistencia última del material y la rigidez de la estructura produciendo fallas catastróficas. Este tipo de falla no es visible en la superficie de la pala y junto con la delaminación son los más críticos modos de falla en los materiales compuestos ya que afectan fuertemente la resistencia a la compresión y la rigidez de la pala. En la referencia [5] los autores hacen uso del análisis de esfuerzo termoelástico (TSA) por sus siglas en inglés (thermoelastic stress analysis) el cual está basado en la medición de pequeños cambios de temperatura en la superficie que pueden ser relacionados a cambios en la suma de los esfuerzos principales para un material ortotrópico [Fruemann, Dulieu]. Se estudió el campo de esfuerzos en paneles fabricados por el método de infusión de resina utilizando una estructura compuesta por un núcleo de PVC y ambas caras formadas por 8 pliegos de epóxico y vidrio-E de 210 g/m^2 con distancias de entramados de 1.1 mm y 1.7 mm respectivamente. Este estudio determinó que el perfil del TSA manifiesta la severidad de los daños en la región en estudio, las diferencias en la forma de la curva están relacionadas directamente con la severidad de los daños y la resistencia remanente de la estructura en sándwich y por lo tanto el TSA es usado como una herramienta de evaluación no destructiva. La Fig. 3.12 muestra los daños por despegado de los compuestos que se dieron en pruebas de laboratorio.



(a)



(b)



(c)



(d)

Fig. 3.12. Daños por despegado de los compuestos. (a) Despegado entre las capas y el núcleo, tipo 3; (b) grietas a lo largo de las fibras, tipo 5, y grietas en la resina, tipo 7; (c) Larguero expuesto a cargas de compresión con daños tipo 3, fallas del laminado del larguero tipo 5 y rotura de la resina y despegado de la misma tipo 7; (d) Fatiga en la línea de pegado en el borde de salida de la pala [2], [3].

A parte de la fatiga que se genera en las palas por cargas de tensión y compresión por el trabajo normal de éstas, existen otros factores que pueden ocasionar daños en las palas como las tormentas eléctricas, objetos u otros cuerpos extraños que puedan impactar las palas y el mismo transporte de las palas desde la fábrica hasta el sitio de emplazamiento. La Fig. 3.13 muestra los daños ocasionados por los factores antes mencionados. La tabla 3.1 se ha extractado de la referencia [1] la cual resume las acciones a tomar cuando se tiene cada una de las fallas antes estudiadas, además de otras adicionales.

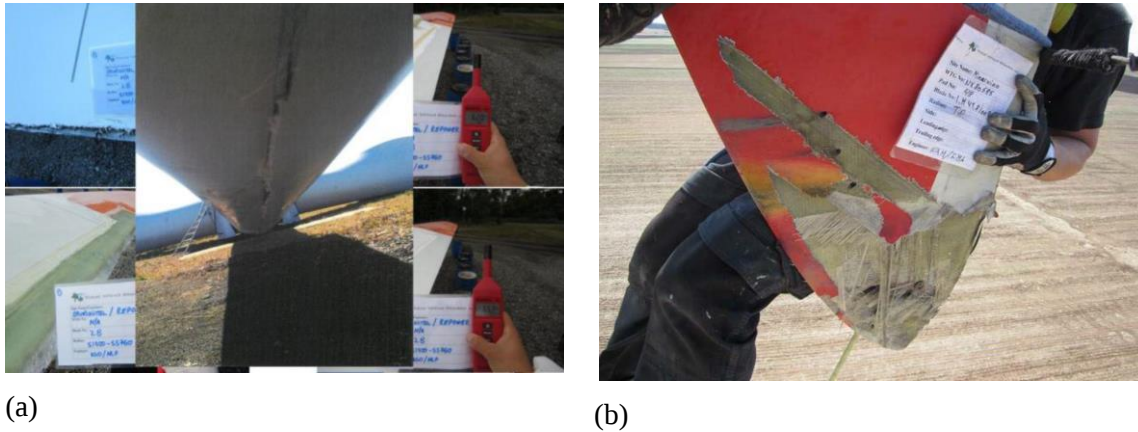


Fig. 3.13. Daños por despegado de los compuestos. (a) Despegado entre las capas y el núcleo, tipo 3; (b) grietas a lo largo de las fibras, tipo 5, y grietas en la resina, tipo 7 [2].

Tabla 3.1. Modos de falla y acciones a tomar [2].

Modo de falla	Razón(es)	Acción
Delaminación	-Momentos flexionantes. -Efecto Brazzier	C y D
Erosión del área de sellado de la raíz de la pala,	-Desgaste.	C
Descamación de la capa superior	-Burbujas de aire que quedaron durante el proceso de fabricación. -Baja calidad.	B
Finas grietas en la capa superior	-Materiales de baja calidad.	B
Grietas transversales desde el borde de ataque.	-Diseño pobre.	C y D
Grietas transversales en la superficie de la pala	-Diseño pobre.	C y D
Fallas por fatiga en la raíz de conexión de la pala	-Diseño pobre.	D
Fallas por fatiga en las líneas de pegado de las conchas, grietas longitudinales en el borde de ataque.	-Distorsión por cortante transversal. -Deformación y/o pandeo del borde de ataque.	B y C
Efecto UV en las fibras	-Desgaste y descamación	B
Daños por rayos de tormentas eléctricas.	-Rayos eléctricos	D
Daños por transporte	-	A-D
Impacto de una pala a la torre	-Alta deflexión de la punta de la pala	D
Separación completa de las conchas		D

^A Mantener en observación. No es peligroso.

^B Daños a ser reparados en una oportunidad.

^C Los daños deben ser reparados tan pronto como sea posible.

^D Daños serios, detener la turbina.

3.3 MODELO DE PROPAGACION DE DAÑO POR FATIGA DE LOS MATERIALES COMPUESTOS

La confiabilidad de las estructuras fabricadas de materiales compuestos es un factor importante principalmente en las palas de los aerogeneradores. Los materiales compuestos tienen varias ventajas estructurales, pero también tienen algunas desventajas que requieren ser evaluadas de manera profunda, especialmente el comportamiento de los compuestos a escalas micromecánicas y macromecánicas. Las tres categorías de fallas de los compuestos que requieren atención son: fallas prematuras por defectos de fabricación o cargas inesperadas o fatiga, baja resistencia al impacto de alta energía y efectos de los mecanismos de degradación como la ingresión de líquidos. Sin embargo, las fallas por fatiga toman un alto interés para los modelos de predicción de falla. El inicio de crecimiento de una grieta y la delaminación de las estructuras compuestas son caracterizaciones relevantes para detectar y predecir fallas tempranas en la estructura compuesta. Por otro lado, los mecanismos de degradación como efectos térmicos y de humedad contribuyen a iniciar y acelerar los daños por fatiga de las estructuras en servicio. Diversos investigadores han propuesto diversos modelos de comportamiento de daños en los materiales compuestos. Wu & Yao [6] analizaron los factores relacionados con el desarrollo de materiales compuestos por daños por fatiga y describieron un modelo fenomenológico de daños por fatiga definido por la degradación de la rigidez del material compuesto.

$$\frac{dD}{dy} = aby^{b-1}(1 - y^b)^{a-1} \quad (3.1)$$

Donde:

D : Daño de fatiga acumulado

y : vida normal de fatiga, definido por la relación n/N , n es la vida evaluada en el presente y N es la vida total útil.

a y b : son parámetros del modelo.

Con la ayuda de MATLAB, la Fig. 3.14 es generada para observar el comportamiento del daño acumulado por fatiga de un material compuesto. A la vida del 0.5 el material se encuentra dañado aproximadamente al 80%. Las predicciones del daño acumulado pueden ser calculadas por modelos confiables que hayan sido validados por experimentos, donde el error de la predicción respecto a la medida real del daño sea considerablemente bajo.

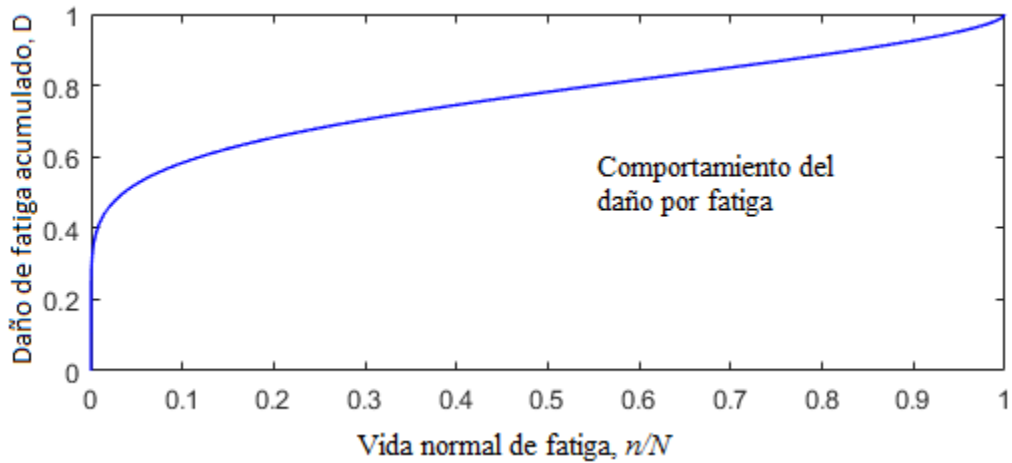


Fig. 3.14. Modelo fenomenológico de daños por fatiga.

Un modelo de propagación de daño experimentado puede permitir la predicción de la gravedad del daño sin que este haya ocurrido aún. Alertas tempranas de la propagación del daño pueden ser desplegadas para la toma de decisiones, si el material debe ser inspeccionado, reparado o remplazado. Si la longitud de una grieta por fatiga puede ser medida en Situ, y un modelo de la propagación de la grieta es usado, entonces, la predicción del crecimiento de esa grieta puede ser hecha, de tal manera que se puede conocer el estado futuro de la grieta. Mayor profundidad de estudio en las predicciones de fallas es requerida. Un objetivo de este trabajo es considerar las fallas mecánicas comunes y zonas más afectadas que sufren las palas de los aerogeneradores. Para simplificar el estudio, se considerará los daños por fatiga en las estructuras fabricadas de fibra de vidrio y carbono.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- [1] Francesco Aymerich, Composite materials for wind turbine blades: issues and challenges Department of Mechanical, Chemical and Materials Engineering of University of Cagliari, Italy 2012.
- [2] Branner Kim, Ghadirian Amin, Database about blade faults, Technical University of Denmark, 2014.
- [3] Bent F. Sørensen, Erik Jørgensen, Christian P. Debel, Find M. Jensen, Henrik M. Jensen, Torben K. Jacobsen and Kaj M. Halling, Improved design of large wind turbine blade of fibre composites based on studies of scale effects (Phase 1) -Summary Report, Risø National Laboratory, Denmark 2004.
- [4] <http://www.abc.es/economia/abci-empresas-marcan-ritmo-molinos-eolicos>
- [5] J.M. Dulieu-Barton, R. K. Fruehmann, Development of thermoelastic stress analysis as a non-destructive evaluation tool, School of Engineering Sciences University of Southampton, UK, 2008.
- [6] Wu, F., & Yao, W. (2010). A fatigue damage model of composite materials. *International Journal of Fatigue*, 32(1), 134-138.

4. FILOSOFÍA DEL SHM (STRUCTURAL HEALTH MONITORING) Y SUS APLICACIONES TECNOLÓGICAS

4.1 FILOSOFÍA DEL SHM (STRUCTURAL HEALTH MONITORING)

Antes de llegar a formarse como una filosofía, el SHM estuvo presente desde el mantenimiento predictivo con el uso de las pruebas no destructivas por sus siglas en inglés (NDT) para revisar las condiciones físicas y la confiabilidad de componentes o estructuras principales que no tienen un control en tiempo real en un programa de mantenimiento, durante la década de 1970 y principios de la década de 1980 dichas pruebas se utilizaron mucho para el monitoreo de condiciones de maquinaria rotativa. Esto llevó a establecer guías de entrenamiento y certificación de personal profesional para cumplir ciertos procedimientos y normas de acuerdo a autoridades de certificación como la ASTM, la ISO, entre otras. En el caso de un aerogenerador, como ya hemos citado en el Capítulo 2, el SHM es utilizado para monitoreo de condiciones de componentes estructurales tales como el rotor y las palas. Ya que las palas han sido fabricados con materiales compuestos es de suma importancia monitorear de manera continua y en tiempo real sus principales características, esto dio lugar al surgimiento de materiales y estructuras inteligentes combinando sensores/actuadores y algoritmos de procesamiento de información para la detección de daños en estos materiales.

Según la norma SAE ARP6461, el SHM se define como el proceso de adquirir y analizar datos procedentes desde sensores abordo para evaluar la salud de una estructura [SAE, SAE ARP 6461 Standard - Guidelines for Implementation of Structural Health Monitoring on Fixed Wing Aircraft, (2013) 95]. Representa el procedimiento de implementación de estrategias de detección de daño en estructuras aeroespaciales, marinas, de ingeniería civil o mecánica, siendo el daño, cualquier variación en las propiedades geométricas, condiciones de contorno o de los materiales de estos sistemas [1]. Cualquier cambio en el historial de carga, en la geometría o en las características estructurales puede ser detectado y considerado en caso de que sean necesarias acciones correctivas. El sistema se monitoriza de forma continua, tratando de descubrir daño incipiente, pudiendo alargar la vida en servicio de las estructuras.

Las principales razones para instalar sistemas SHM en las palas del rotor de un aerogenerador son:

1. Detectar daños internos en los compuestos utilizados en la fabricación de las palas asegurando la funcionalidad operacional y la integridad estructural de los componentes a un largo plazo.
2. Reducir los costos operacionales.

Al día de hoy la información que se tiene sobre SHM y la madurez que ha adquirido la tecnología utilizada en estos sistemas ha permitido generar varios axiomas en los cuales se enfoca la filosofía del SHM [2]:

- a. **Axioma I:** todos los materiales tienen fallas o defectos inherentes.
- b. **Axioma II:** la evaluación del daño requiere una comparación entre dos estados del sistema.
- c. **Axioma III:** identificar la existencia y la ubicación del daño se puede hacer en un modo de aprendizaje no supervisado, pero identificar el tipo de daño presente y la severidad del daño generalmente solo se puede hacer en un modo de aprendizaje supervisado.
- d. **Axioma IVa:** los sensores no pueden medir el daño. La extracción de características mediante el procesamiento de señales y la clasificación estadística es necesaria para convertir los datos del sensor en información de daños.
- e. **Axioma IVb:** sin extracción inteligente de características, cuanto más sensible es una medida a dañar, más sensible es a las cambiantes condiciones operativas y ambientales.
- f. **Axioma V:** las escalas de longitud y tiempo asociadas con la iniciación y evolución del daño dictan las propiedades requeridas del sistema de detección SHM.
- g. **Axioma VI:** existe una relación de compromiso entre la sensibilidad al daño de un algoritmo y su capacidad de rechazo de ruido.
- h. **Axioma VII:** El tamaño del daño que se puede detectar a partir de los cambios en la dinámica del sistema es inversamente proporcional al rango de frecuencia de la excitación.

Dependiendo del sistema implementado, el SHM puede clasificarse en 4 niveles, esta clasificación se basa en la extensión de la información alcanzada por cada técnica sobre los daños generados, estos niveles son acumulativos mostrando cada uno de ellos más información que el nivel anterior. Dichos niveles se detallan a continuación:

Nivel 1: Detección. A este nivel el sistema es capaz de detectar daños en la estructura de la pala, pero no es capaz de proveer más información sobre la naturaleza, localización o severidad del daño. No puede evaluar si la estructura es segura, solamente provee una indicación cualitativa de que el daño existe.

Nivel 2: Localización. Consiste en la configuración o arreglo de los sensores de tal manera que cuando ocurra un daño puede ser localizado más rápido si este ocurre cerca de un sensor determinado. Muchas veces los sensores pueden ser ubicados en las áreas más críticas o susceptibles a daños.

Nivel 3: Evaluación. La evaluación consiste en la comparación de patrones de espectros emitidos por los sensores en condiciones normales y condiciones de daño, de tal manera que, con un banco de patrones se puede determinar el nivel de severidad o tipo de daño que ha sufrido la estructura.

Nivel 4: Pronóstico. Una vez identificado el tipo de daño, un modelo matemático que pueda modelar el comportamiento del daño es usado para hacer predicciones del daño y tener un pronóstico del daño actual y proyectarlo a un horizonte de tiempo para observar su evolución o crecimiento o severidad.

El sistema SHM puede entenderse desde un punto de vista biológico como un sistema nervioso similar al del cuerpo humano, como se muestra en la Fig. 4.1a. En los campos aeronáutico y espacial se han realizado muchas investigaciones sobre el sistema SHM con el fin de reducir los costos operacionales y costos del ciclo de vida de la estructura de los aviones, y garantizar la aeronavegabilidad. Las estructuras de las aeronaves pueden considerarse pieles y huesos; y varios sensores SHM unidos a las estructuras se ven como los nervios sensoriales que llevan información sensorial hacia el sistema nervioso central (SNC) en las pieles y los huesos; la unidad de procesamiento de datos se considera como el cerebro; y la comunicación entre los sensores y la unidad de procesamiento de datos se conecta a través de una red, ya sea de cable (bus de comunicación) o inalámbrica. La Fig. 4.1b representa las capas de un sensor inteligente para la detección de daños. El parche de detección está compuesto por un elemento de detección, acondicionamiento de señal (generación o detección de una señal) / adquisición de datos, procesamiento de señal, una fuente de alimentación del elemento de detección y un enlace de conexión (para comunicar la información). Finalmente, el diagnóstico se desarrolla por la comparación entre las señales procesadas y la línea de base registrada a través de la unidad de procesamiento y la base de datos para luego mostrarse mediante la interfaz hombre-máquina (HMI).

4.2 APLICACIONES TECNOLÓGICAS DEL SHM

Desde la experiencia del campo de la ingeniería civil, el enfoque SHM se ha utilizado como un método para inspeccionar estructuras civiles en tiempo real. Las infraestructuras adquirieron importancia en términos de evaluación de salud estructural requerida, debido a las consecuencias potencialmente catastróficas en caso de su fracaso. Además, los edificios y puentes son actualmente el foco de gran atención y desarrollos recientes en términos de su SHM. Por ejemplo, se están construyendo puentes en lugares más difíciles, con una complejidad, dimensiones, capacidad de carga y tráfico humano cada vez mayores a través de ellos. De esta forma, los sistemas SHM están diseñados con los sensores instalados en las estructuras para la evaluación de daños basada en la vibración.

Además, las inspecciones visuales y las técnicas NDT son de apoyo y ayuda para el mantenimiento y las reparaciones de emergencia. Sin embargo, existen diferencias sustanciales entre el NDT convencional y las inspecciones a través de SHM. La inspección basada en SHM proporciona una ventaja significativa con sensores conectados permanentemente a la estructura de interés, tanto la velocidad de inspección como la eliminación de los pasos para acceder a los sitios de inspección.

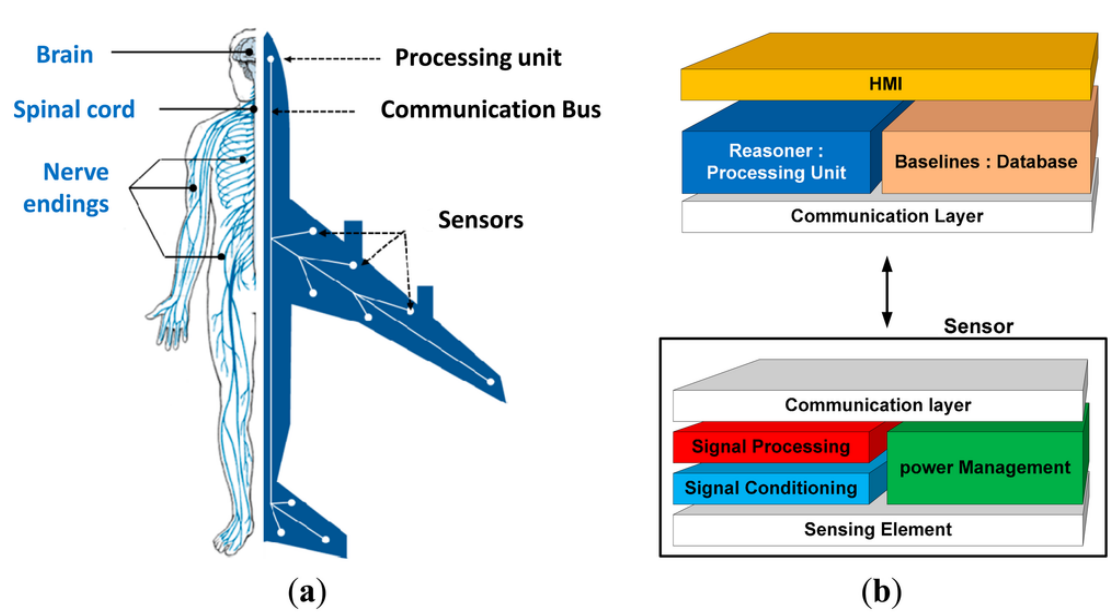


Fig. 4.1. a) Analogía del SHM con el cuerpo humano, b) Modelo de capa de un sensor inteligente [2].

Hay varias contribuciones para los sistemas SHM y su evolución por diferentes agencias, organizaciones, centros de investigación universitarios e industriales tales como Society of Automotive Engineers International (SAE), Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio (NASA), Administración Federal de Aviación (FAA), European Aviation Agencia de Seguridad (EASA), Asociación Internacional de Transporte Aéreo (IATA), Comité Directivo de la Industria Aeroespacial para el Monitoreo y Gestión de la Salud Estructural (AISC-SHM), entre otras entidades. Especialmente, la industria aeronáutica, espacial y nuclear se ha beneficiado de estos avances tecnológicos para implementar sistemas de alerta temprana como estrategias de mantenimiento. Normalmente, las tareas de inspección requieren eliminar partes o componentes para inspeccionar el componente / sistema de interés, lo que implica el tiempo de inactividad del sistema o estructura vital y la logística prolongada de los procedimientos de mantenimiento, ya sea que las estructuras tengan un acceso difícil (es necesario eliminar varias piezas / componentes para llegar). El sistema en tierra

y no en operación, no es rentable y, de hecho, representa un costo para el operador (mantenimiento, tiempo de hangar, alquiler, etc.). Por lo tanto, un sistema de SHM capaz de inspeccionar un componente / estructura in situ y en tiempo real, ofrece una solución adecuada para monitorear el estado de salud de un componente / estructura de difícil acceso sin pasar mucho tiempo en la inspección. Esta idea es compatible con el SHM como una estrategia de detección de daños a bordo.

4.3 APLICACIÓN DE SHM EN PALAS DE AEROGENERADORES

Existen muchos tipos de sensores que se utilizan para detección de daños y estudio de la salud estructural de un componente, especialmente, en las palas de aerogeneradores se han efectuado diversos estudios con diversos tipos de sensores siendo los más adecuados para dicha aplicación los siguientes:

1. Sensores de emisión acústica (AE).
2. Sensores con fibra óptica (FOS).

Veremos en detalle las características de cada uno de ellos y la forma en que estos trabajan.

4.3.1 SENSORES DE EMISIÓN ACÚSTICA (AE)

Cuando ciertos procesos dinámicos ocurren rápidamente en o sobre la superficie de un material, parte de la energía que se libera genera ondas de esfuerzo elásticas (vibraciones dentro del material). Estas ondas de esfuerzo se propagan desde la fuente y eventualmente llegan a la superficie, produciendo pequeños desplazamientos superficiales temporales [3]. Este método de detección de eventos es muy poderoso hasta una microescala, sin embargo, puede no ser un método muy efectivo en estructuras complejas, ya que la velocidad de la onda es una función de la geometría y parámetros materiales de dicha estructura, en lugar de ello se ha llegado a implementar el Sistema Neuronal Estructural en Servicio (SNS) el cual es un sistema pasivo, tiene alta sensibilidad al daño y utiliza un cableado e instrumentación simples [4]. Tiene “n” canales de entrada desde los sensores, y solamente dos canales de salida los cuales reducen el número requerido de canales de adquisición de datos para monitorear la salud estructural [4]. Esta estrategia permite la fabricación de “Smart blades” ó “palas inteligentes” las cuales utilizan sensores piezoeléctricos que convierten las aceleraciones en señales eléctricas como se muestra en la Fig. 4.2.

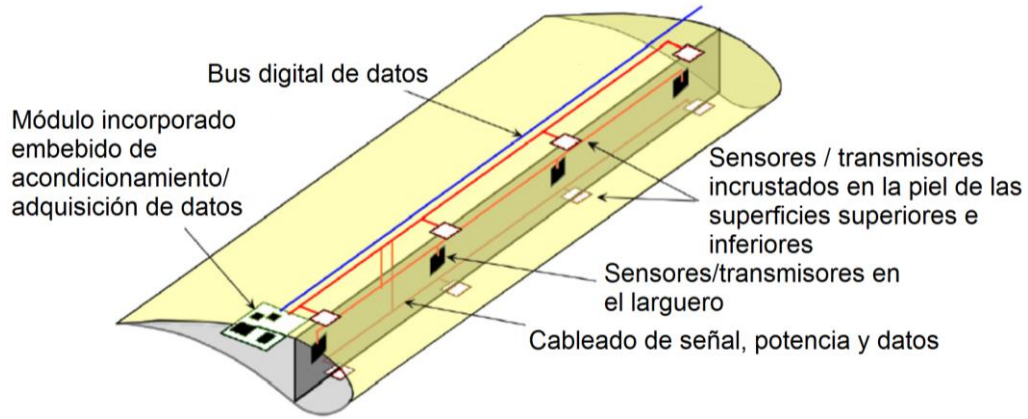


Fig. 4.2. Diseño conceptual de una pala inteligente usando el SNS [4].

Los materiales poliméricos de que se fabrican las palas son muy deseables para ser monitoreados con sensores de emisiones acústicas por lo que se efectúan arreglos por zonas, de esta manera el primer sensor detecta el “impacto” y lo atribuye a la zona en la cual se efectuó dicho impacto, usan tiempo de viaje desde el punto en que se generó la onda de esfuerzo para triangular la fuente de la onda de esfuerzo. Si el “impacto” es detectado por dos sensores, éste puede ser asignado a una localización entre estos dos sensores, esto es conocido como un modo de detección y localización pasivo y se muestra en la Fig. 4.3 [3].

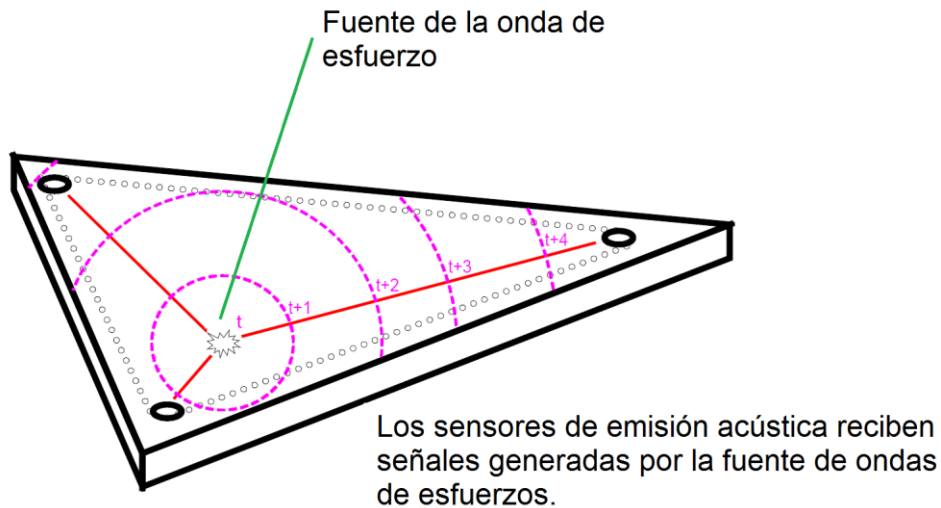


Fig. 4.3. Detección y localización de fuentes de ondas de esfuerzo usando el tiempo de viaje en un arreglo de tres sensores [3].

Los sensores piezoeléctricos también actúan en forma inversa, pueden ser alimentados con una señal de corriente y éstos generan ondas de esfuerzos que se transmiten a través del material hasta llegar a los otros sensores y de esta manera identificar áreas con daños las cuales pueden identificarse por medio de las formas alteradas de las ondas de esfuerzos generadas. Este es llamado modo activo de detección y localización. Este tipo de modo se muestra esquemáticamente en la Fig. 4.4.

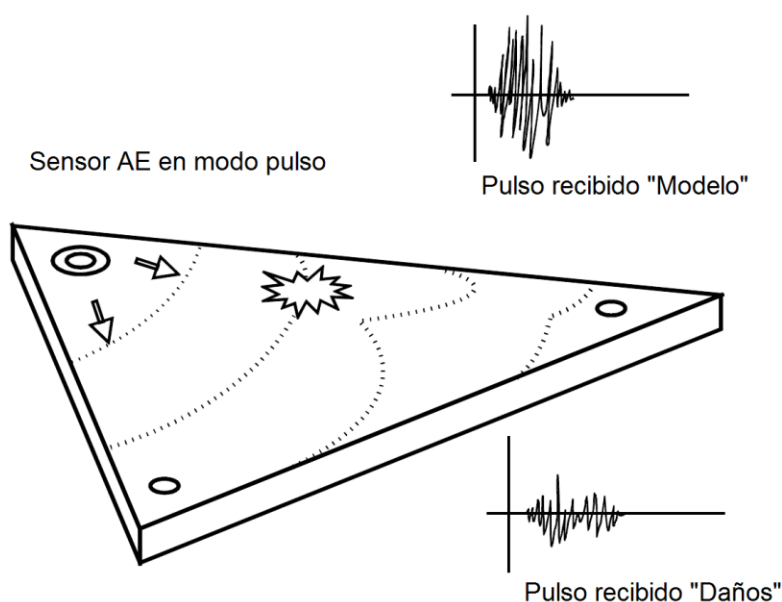


Fig. 4.4. Detección y localización de fuentes de ondas de esfuerzo usando el tiempo de viaje en un arreglo de tres sensores [3].

El diagrama en la Fig. 4.5 muestra el bus de comunicación de los sensores piezoeléctricos conectados a la pala. Los sensores necesarios son resonantes a 150 kHz y tienen preamplificadores integrales. Las formas de onda obtenidas requieren conversión de analógico a digital con una frecuencia de muestreo de 1 MHz. El microcontrolador luego toma la señal de forma de onda rica en información, calcula las características relevantes y almacena los datos para cada uno. Esta información se transmite a lo largo de la línea del bus de comunicación y transmitida a una computadora remota [3]. Una de las principales fortalezas de un sistema de este tipo es que el sistema informático remoto también puede comunicarse con los microcontroladores. Esto significa que la función de el microcontrolador puede ser cambiado "en línea" por un operador en la oficina.

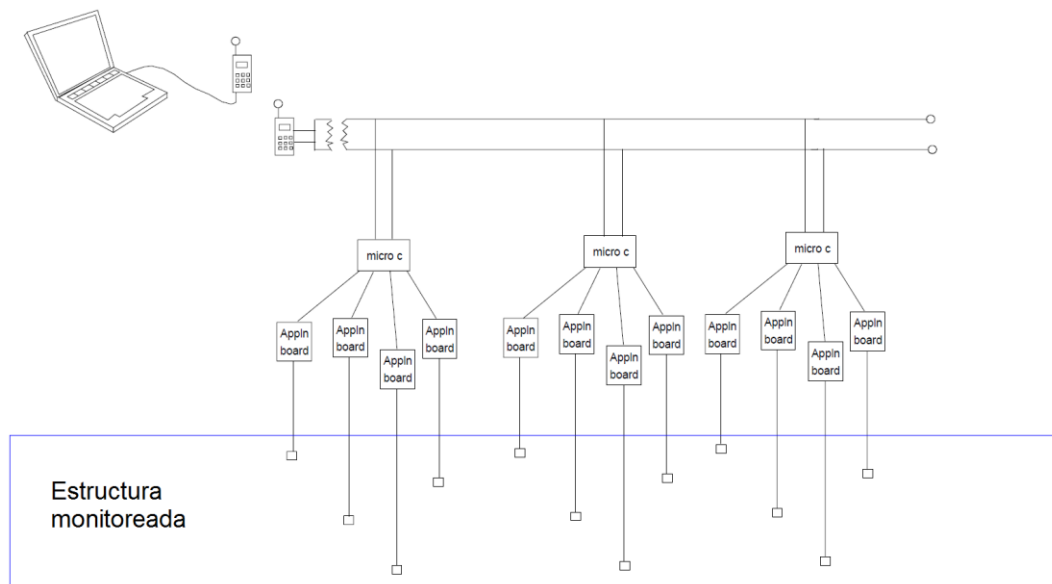


Fig. 4.5. Sistema generalizado con bus de comunicación para monitoreo remoto de una estructura [3].

La línea del bus de comunicación y microcontroladores están disponibles para otros sensores y funciones de la pala. Estos podrían incluir funciones de descongelación, acelerómetros, lecturas de tensión, lecturas de temperatura, entre otras. Es importante hacer notar que todo el conjunto de funciones presentes también está disponible para los equipos de inspección en el sitio. Un operador podría usar una computadora portátil para comunicarse directamente con la estructura de la pala que desea examinar y obtener información en tiempo real para acelerar los tiempos de inspección teniendo el potencial de reducir significativamente el esfuerzo de inspección donde un gran número de estructuras están involucradas [3].

4.3.2 SENSORES CON MALLA DE FIBRA BRAGG (FBG)

Al considerar sensores con fibra óptica (FOS), el tipo más ampliamente utilizado es del tipo de malla con fibra Bragg, por sus siglas en inglés Fiber Bragg grating (FBG).

La Fig. 4.6 muestra los tres componentes principales que conforman la fibra óptica: el núcleo, el revestimiento y la capa protectora. El revestimiento refleja luz perdida de regreso al núcleo, asegurando la transmisión de la luz en el núcleo con pérdida mínima. Esto es logrado con un índice refractivo más alto en el núcleo con relación al revestimiento, provocando una total reflexión interna de luz. La capa protectora sirve para proteger la fibra de condiciones externas y daños físicos.

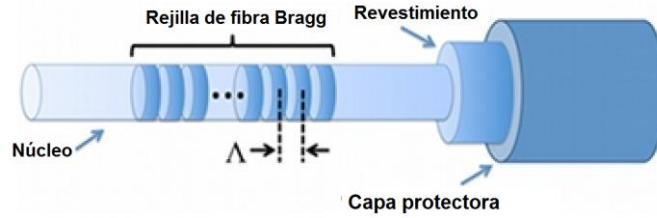


Fig. 4.6. Partes principales de la fibra óptica [5].

La malla de fibra Bragg (FBG) es una microestructura periódica que actúa como un espejo selectivo de longitud de onda. Esto significa que si la luz de una fuente de banda ancha se inyecta en la malla óptica, solo la luz dentro de un ancho espectral muy estrecho, centrado en la longitud de onda de Bragg, se verá reflejado por la rejilla. La luz restante continuará su camino a través de la fibra óptica sin experimentar ninguna pérdida como se muestra en la Fig. 4.6 [5]. La malla de fibra Bragg es simétrica en su estructura, por lo que siempre reflejará la luz en la longitud de onda de Bragg λ_B sin importar de qué lado provenga la luz. El índice refractivo de la fibra es alterado permanentemente de acuerdo a la intensidad de luz a la que es expuesto.

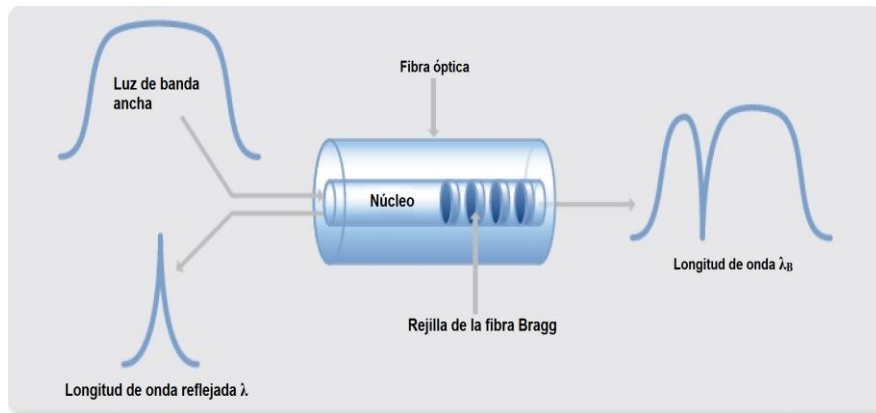


Fig. 4.7. Operación de un sensor óptico FBG [5].

La longitud de onda λ_B está definida por el periodo de la microestructura Λ y por el índice de refracción del núcleo n_{eff} :

$$\lambda_B = 2n_{\text{eff}}\Lambda \quad (4.1)$$

En donde:

λ_B : Longitud de onda Bragg.

n_{eff} : índice refractivo efectivo.

Λ : Periodo espacial de la rejilla.

Cuando un rayo de luz de amplio espectro se envía a un FBG, las reflexiones de cada segmento al alternar el índice refractivo interfieren de un modo positivo para una longitud de onda específica de luz solamente, llamada la longitud de onda de Bragg, descrita en la ecuación (1). Esto provoca que el FBG refleje una frecuencia específica de luz al transmitir todos los demás [6].

Ya que la longitud de onda Bragg es una función de la separación entre las redes Λ en la Ecuación (5.1), los FBGs pueden ser fabricados con varias longitudes de onda Bragg, lo cual permite a diferentes FBGs reflejar longitudes de onda de luz únicas.

Cuando la fibra es estirada o comprimida la FBG medirá deformación ya que la microestructura de la fibra es alterada, produciendo en consecuencia, un cambio en la longitud de onda Bragg [6].

La dependencia de la deformación de una rejilla de fibra Bragg puede determinarse diferenciando la longitud de onda:

$$\frac{\Delta\lambda_B}{\lambda_B} = \frac{\Delta(n_{\text{eff}}\Lambda)}{n_{\text{eff}}\Lambda} = \left(1 + \frac{1}{n_{\text{eff}}} \frac{\partial n_{\text{eff}}}{\partial \varepsilon}\right) \Delta\varepsilon = (1 + p_e)\Delta\varepsilon = \beta_e \Delta\varepsilon \quad (4.2)$$

En donde:

β_e : deformación sensitiva de la rejilla Bragg.

p_e : constante fotoelástica (variación del índice de refracción con la tensión axial) ≈ -0.212 para la fibra óptica [6].

Por lo anterior:

$$\frac{\Delta\lambda_B}{\Delta\varepsilon} = \beta_e \lambda_B = 0.788\lambda_B \quad (4.3)$$

Por lo general, la FBG está disponible en longitudes de onda de 800 nm y 1550 nm a un bajo costo, por lo que:

$$\frac{\Delta\lambda_B}{\Delta\varepsilon} = 1.2 \frac{pm}{\mu\varepsilon} \quad (4.4)$$

Similarmente a la dependencia de la deformación de la fibra Bragg, la dependencia de la temperatura puede ser determinada diferenciando la ecuación 4.1:

$$\frac{\Delta\lambda_B}{\lambda_B} = \frac{\Delta(n_{\text{eff}}\Lambda)}{n_{\text{eff}}\Lambda} = \left(\frac{1}{\Lambda} \frac{\partial\Lambda}{\partial T} + \frac{1}{n_{\text{eff}}} \frac{\partial n_{\text{eff}}}{\partial T} \right) \Delta T = (\alpha + \zeta) \Delta T = \beta_T \Delta T \quad (4.5)$$

En donde:

β_T : sensibilidad térmica de la rejilla Bragg.

α : Coeficiente de expansión térmica de la fibra Bragg = $0.55 \times 10^{-6}/^\circ\text{C}$ para un rango de temperatura por debajo de 200°C [6].

ζ : Coeficiente termo-óptico (variación del índice de refracción con la temperatura) ≈ -0.212 para la fibra óptica = $5.77 \times 10^{-6}/^\circ\text{C}$ para un rango de temperatura por debajo de 200°C [6].

Por lo tanto, la sensibilidad de temperatura está dada por:

$$\frac{\Delta\lambda_B}{\Delta T} = \beta_T \lambda_B = 6.32 \lambda_B \quad (4.6)$$

Para una FBG con λ_B de 1550 nm la sensibilidad de temperatura es de:

$$\frac{\Delta\lambda_B}{\Delta T} = 9.8 \frac{\text{pm}}{^\circ\text{C}} \quad (4.7)$$

Los sensores pueden ser montados en diversas posiciones, tanto en la superficie externa de la pala como en el interior de ésta. La Fig. 4.8 muestra 4 casos de localización de montaje de los sensores.

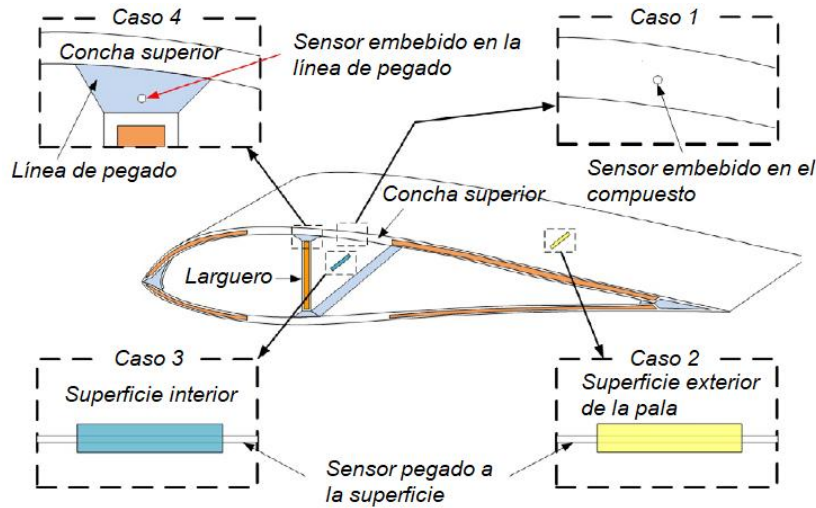


Fig. 4.8. Cuatro casos de localización de los sensores de fibra óptica [7]. La posición del caso 4 es la posición propuesta por los autores para efectuar estimaciones de deflexión de la pala.

4.4 MANTENIMIENTO BASADO EN SHM PARA ESTRUCTURAS DE MATERIALES COMPUESTOS

En el mantenimiento, el cual se inscriben áreas de planificación, gestión, logística y la toma de decisiones, la optimización está asociado a procurar mejorar los procesos del trabajo de mantenimiento y aumentar el rendimiento y la productividad de los aerogeneradores con la disminución de los tiempos muertos por parada. De allí se puede considerar el tiempo empleado por los trabajadores para la ejecución de tareas de inspecciones y mantenimientos ya sean correctivos/preventivos, además, los métodos y técnicas específicas que permitan mayor fluidez en el trabajo, lo cual se traduciría en una mayor productividad, manteniendo los estándares de calidad, seguridad y eficiencia.

Un mantenimiento basado en SHM, consiste en que los equipos pueden ser monitoreados en tiempo real y en situ de manera remota, reduciendo así los tiempos muertos de parada por las inspecciones. Las palas de los aerogeneradores requieren ser inspeccionadas y evaluadas para garantizar su integridad. Si un sistema de sensores es instalado en las áreas críticas de las palas, permitirá monitorear la salud estructural ante cualquier daño. Sin embargo, un sistema SHM puede monitorear el daño mismo y su crecimiento una vez éste haya sido detectado. Para explicar específicamente cómo funcionaría un sistema SHM instalado en las palas de los aerogeneradores, usaremos la Fig. 4.9, donde el modelo del daño por fatiga es graficado usando el modelo de Wu & Yao descrito en el Capítulo 3. Aquí, el daño acumulado por fatiga, D , es asumida como una longitud de grieta, la cual puede ser medible por sensores embebidos a la estructura de la pala. Usando MATLAB, once mediciones son generadas con el uso del modelo teórico y ruidos blancos por una función Gausiana, tales mediciones están representando la longitud de grieta real y son almacenadas en la base de datos del sistema SHM. Una tercera grafica es mostrada como el modelo de predicción obtenido por algoritmos de predicción basado al Filtro de Kalman [8]. Dos áreas pueden ser vista, una es el área donde la iniciación de la grieta viene por fabrica y no es detectable por los sensores; sino hasta que el crecimiento de la grieta alcanza un nivel mayor de daño acumulado del 55% (0.55, eje vertical). Si la acumulación del daño alcanza un nivel de gravedad del 75%, una alarma temprana es desplegada, para que el sistema SHM genere la línea de predicción y estime el error respecto a la medición de la longitud de grieta, de acuerdo al valor obtenido en la medición, el sistema SHM predecirá la longitud de grieta para el siguiente ciclo, 50% de la vida del material (0.5, eje horizontal), donde una inspección (Insp) de pala es requerida.

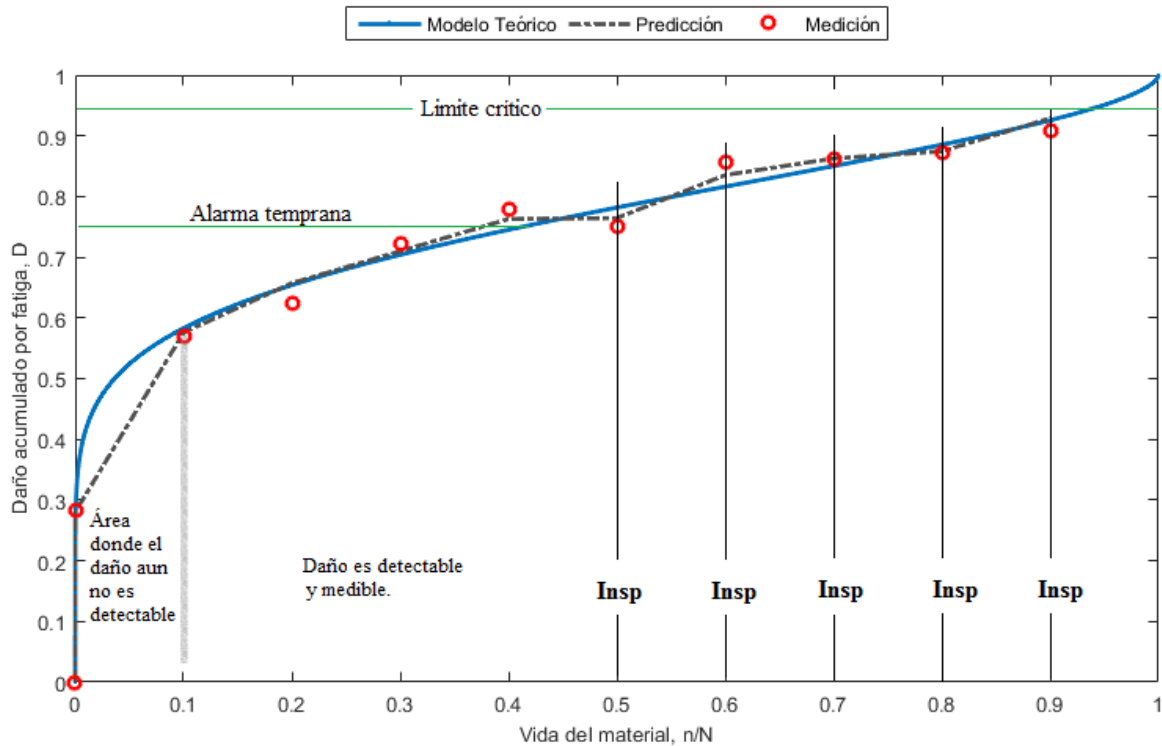


Fig. 4.9. Predicción de daño acumulado por fatiga, MATLAB.

Salto de inspecciones son posibles cuando el modelo de predicción converge con las mediciones del daño. Dado que la longitud de grieta puede ser extrapolada, tanto las inspecciones y reparaciones pueden ser omitidas de manera que se puede predecir cuándo alcanzará un valor crítico para ser reparada o remplazada la pala. De esta manera, el aerogenerador puede seguir operando sin tener que hacer paradas por inspección o mantenimiento a lo largo de su vida útil. Por lo tanto, los ahorros por los saltos de inspecciones y reducción de los tiempos muertos pueden ser efectivos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Worden K, Farrar C. R., Manson G and Park G. “The fundamental axioms of structural Health Monitoring”. In proc. R. Soc. 463 1639-64, 2007.
- [2] Misael E. Melgar, L. D. Cot, J. Martinez Vega, Contribution of the SHM Approach to the Evolution of Smart Structures, ICA: Institut Clément Ader, Université de Toulouse; INSA, UPS, Mines Albi, ISAE; ICA; 135 avenue de Rangueil, F-31077 Toulouse Cedex 4, France 2013.
- [3] Lading, Lars; McGugan, Malcolm; Sendrup, P.; Rheinländer, J.; Rusborg, J., Fundamentals for remote structural health monitoring of wind turbine blades – A preproject. Annex B. Sensors and non-destructive testing methods for damage detection in wind turbine blades, Technical University of Denmark, 2002.
- [4] Chen Ciang Chia, Jugn-Ryul Lee, Structural health monitoring for a wind turbine system: A review of damage detection method, Article in Measurement Science and Technology, October 2008. <https://www.researchgate.net/publication/230937312> .
- [5] <http://www.ni.com/white-paper/11821/es/>
- [6] Bart Peeters, Fábio Luis Marques Dos Santos, Andreia Pereira, Francisco Araujo, On the use of Optical Fiber Bragg Grating (FBG) Sensor Technology for Strain Modal Analysis, 11th International Conference on Vibration Measurements by Laser and Noncontact Techniques – AIVELA 2014.
- [7] Sang-Woo Kim, Min-Soo Jeong, Wooram Kang, Il-Bum Kwon, Deflection Estimation of a Wind Turbine Blade Using FBG Sensors Embedded in the Blade Bonding Line, Article in Smart Materials and Structures, December 2013.
- [8] Hernández Hector, Rodríguez Bryan, González Alejandro, Modelos de Crecimiento de Grietas por Fatiga en Materiales Compuestos, Universidad Don Bosco, Abril de 2018.

5. ANALISIS DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS AEROGENERADORES

5.1 ANTECEDENTES

La Asociación Danesa de la Industria del Viento en 2006 compiló datos de más de 500 máquinas, en las más viejas de 25 a 150 kW se tuvieron costos anuales del 3% del costo de capital original del aerogenerador; para máquinas más nuevas el costo oscila entre 1.5% a 2.0% ó aproximadamente de \$0.01/kWh al año [10]. Basados en la experiencia de Dinamarca, Alemania, España y el Reino Unido, la EWEA (2003b) estima que los costos de Operación y Mantenimiento (O&M), en general, son aproximadamente 0.012 – 0.015 €/kWh de energía eólica producida a lo largo de la vida útil de un parque eólico. Así los costos de operación y mantenimiento representan el 2-3% de los costos totales de inversión llave en mano en los primeros años de vida de un parque eólico y alrededor del 5% al final de su vida útil (EWEA 2003b). Los contratos de mantenimiento con el fabricante de los aerogeneradores pueden incrementar el costo de O&M tanto como 15 – 18% y esto es debido a que dicho contrato supone prácticamente un seguro que cubre toda la inversión y con garantía extendida. Según datos de la IRENA [3] en el periodo de tiempo comprendido entre 2010 a 2016 el costo de O&M para aerogeneradores con las características descritas con anterioridad, e instalados en tierra, fue de \$0.014/kWh en la región de Centro y Sur América.

5.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO

Para analizar los costos de un parque eólico se deben efectuar estudios del recurso eólico del lugar en donde se pretende instalar el parque eólico, el estudio del recurso debe arrojar datos de la velocidad media del viento en el lugar a una altura determinada como por ejemplo 60 m, 80 m, etc. para esto podemos hacer estimaciones haciendo uso de sitios web especializados para este fin como el sitio de la NASA de Estados Unidos o el SIG de Argentina, así como también softwares especializados como el WaSP para determinación del punto exacto de montaje de cada turbina del parque. En El Salvador, por el momento no se cuenta información disponible o con un sitio web de apoyo para calcular el potencial eólico de un punto específico que sea potencialmente factible para instalar un parque eólico, como por ejemplo: Metapán, San Julián y San Vicente. Sin embargo, en este capítulo se hará un estudio de caso para la instalación de un parque eólico ubicado en Argentina. Para fines demostrativos, se ha seleccionado Punta Alta, al Sur-Oeste de la ciudad de Bahía Blanca para la

instalación del parque eólico. El área en estudio fue seleccionada al sur-este de Punta Blanca, dicha área es mostrada en la Fig. 5.1.

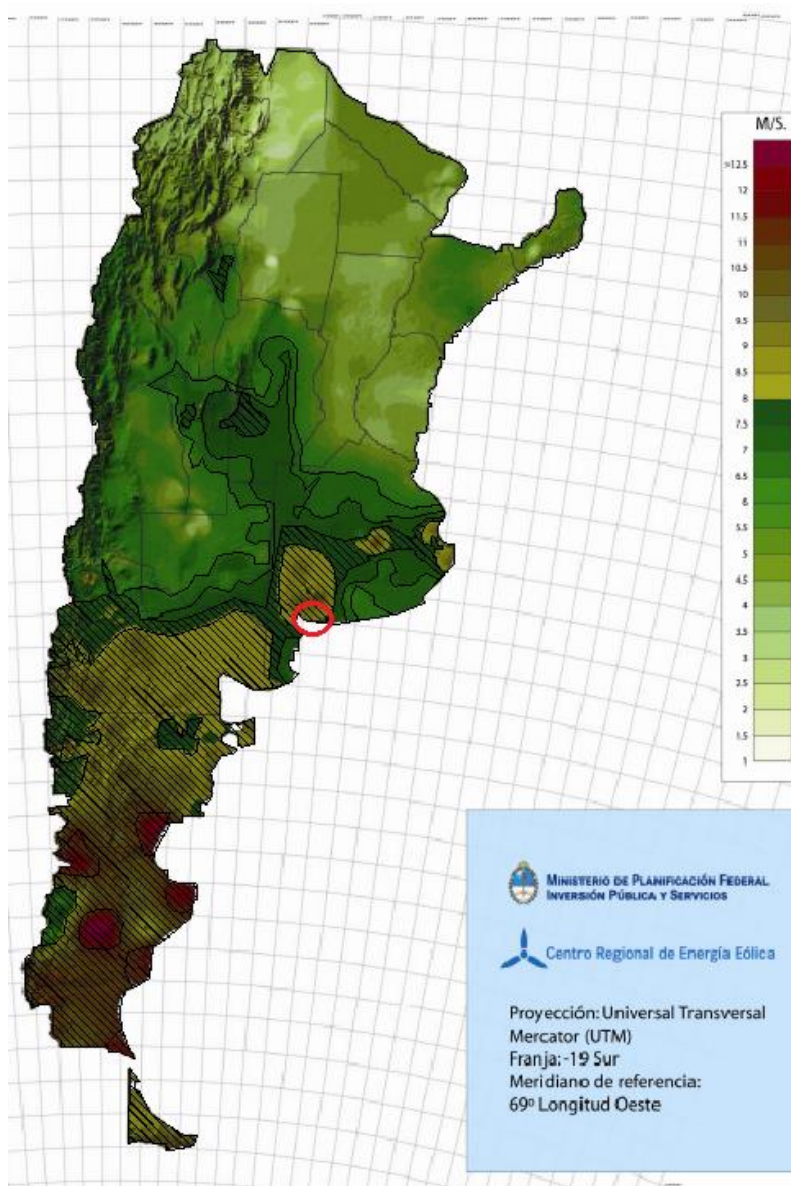


Fig. 5.1. Ubicación geográfica de Punta Alta, La Argentina [1]

El sitio fue seleccionado ya que las velocidades del viento según el mapa eólico del SIG son mayores a 7.5 m/s, las pantallas de los resultados del análisis del sitio web se muestran en la Fig. 5.3. De acuerdo al estudio, el sitio seleccionado no forma parte de las áreas protegidas de la región, un aspecto muy importante para tomar en cuenta para proyectos de impacto ambiental favorable.

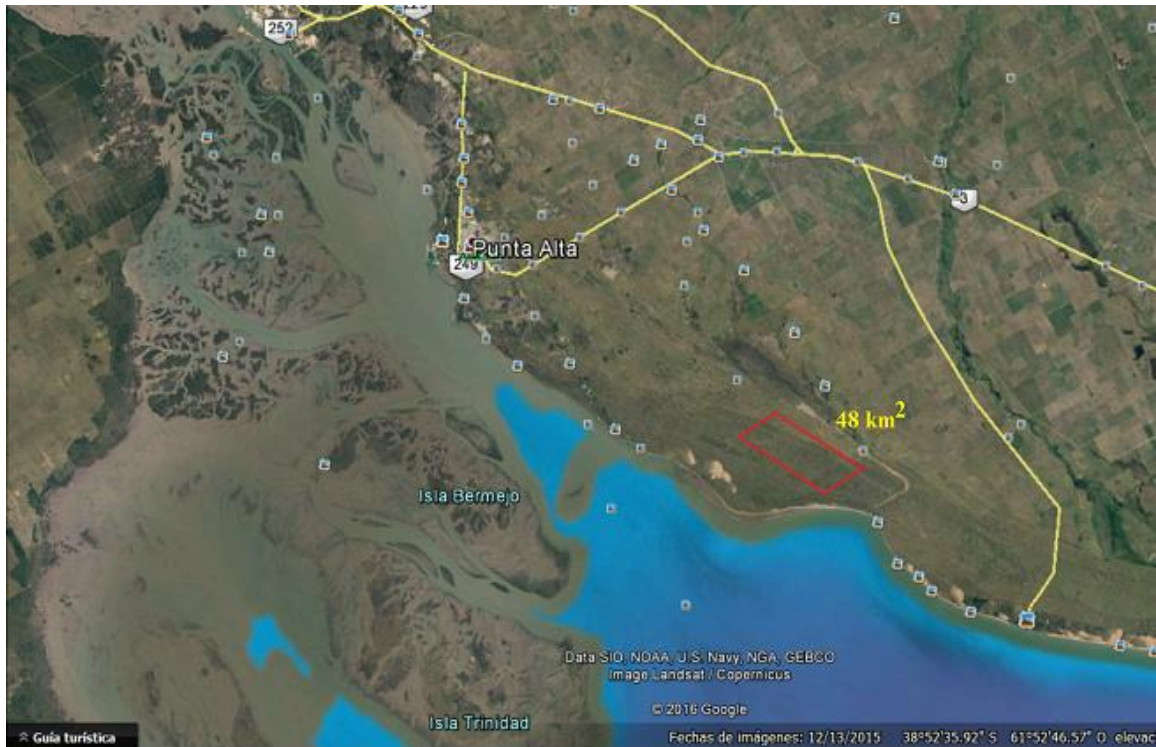


Figura 5.2. Área en estudio tentativa para instalación del parque eólico [2].

Basándonos en la Tabla 1.1 del Capítulo 1, los aerogeneradores clase I son aptos para ser instalados en el parque, ya que las velocidades son mayores a 8.5 m/s y menores a 10 m/s. Las siguientes consideraciones para nuestro análisis del proyecto de desarrollo del parque eólico son asumidas:

- a. Potencia total del parque a instalar de 30 MW.
- b. Equipos a instalar con capacidades de entre 1 y 3 MW.
- c. La relación de precio considerado de cada aerogenerador instalado 1,477 U\$S/kW (instalado) según datos de la IRENA 2018.
- d. Vida útil del parque: 20 años.
- e. Tasa de interés anual: 5%.
- f. Costos por compra de repuestos se mantiene en el mismo margen todos los aerogeneradores.
- g. Precio de venta de la energía de 75 \$/MWh.

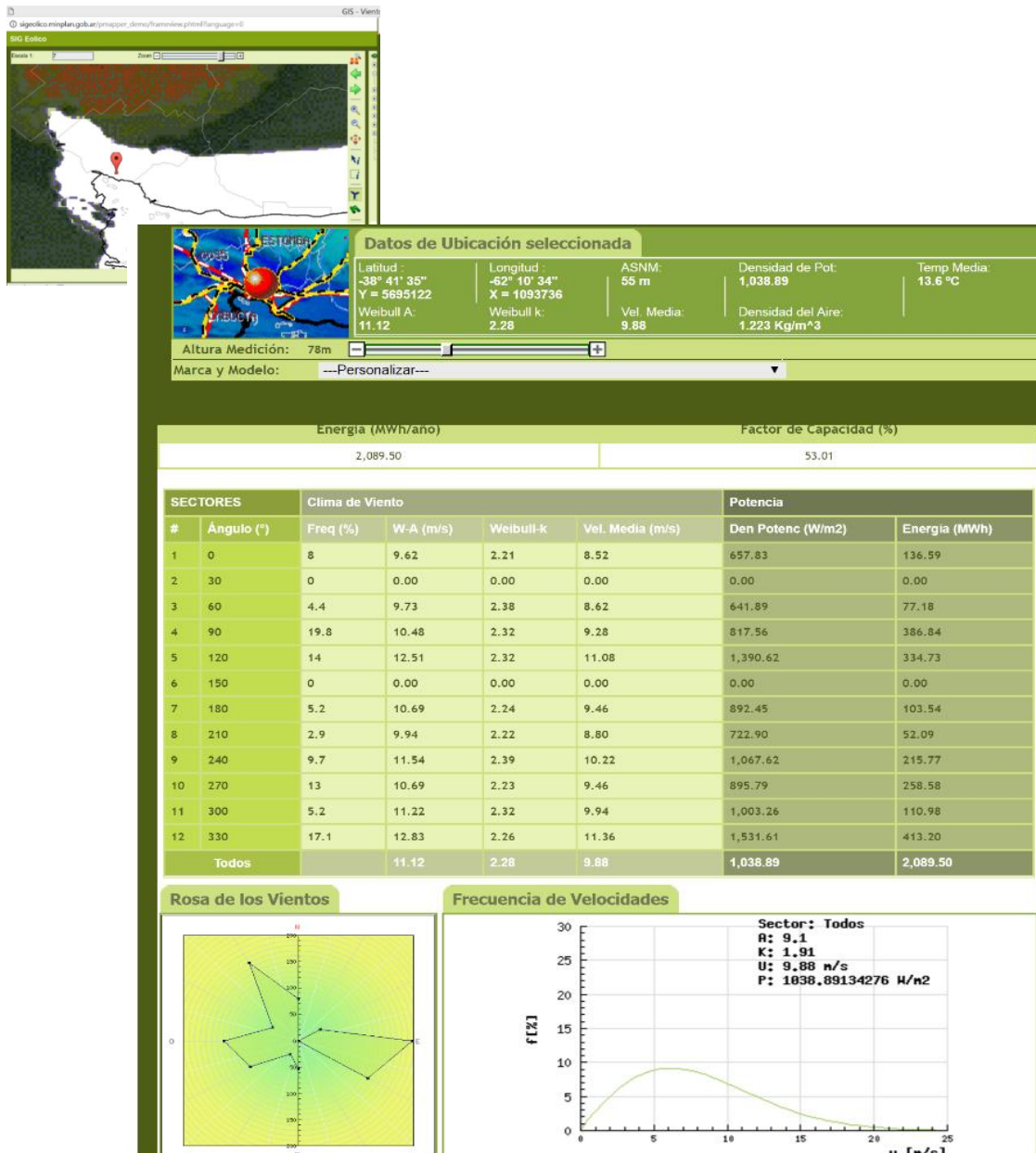


Fig. 5.3. Resultados del SIG para el punto de medición y ubicación tentativa de instalación del parque eólico.

La Tabla 5.1 muestra las horas-hombre laborales dedicadas al año por técnico para turbinas en el rango de potencia de 750 kW a 2.5 MW. Las horas laborales asumidas para mantener turbinas de mayor potencia reflejan el tiempo adicional requerido para el acceso a la turbina y el aumento de los puntos de mantenimiento. Esta tabla será un insumo para nuestros cálculos del proyecto.

Tabla 5.1. Horas-hombre anuales de mantenimiento estimadas por técnico y por aerogenerador [3].

Periodo (Años)	1-5	6-10	11-15	16-20
De 750 kW a 1 MW	100	150	200	250
De 1 MW hasta 2.5 MW	200	250	300	350

En cuanto a la inspección manual se refiere, un técnico calificado para trabajo en alturas inspecciona dos turbinas por día de trabajo [4] y cada inspección se estima alrededor de \$276 por cada pala, lo que constituye un costo total de \$828 por turbina, aunque este costo es muy variable ya que puede oscilar entre \$225 a \$3,000 en algunas partes del este de Europa [5]. Para efectos de nuestro cálculo se utilizará un costo de \$1,000.00 por inspección de las tres palas de una turbina. Si citamos otras tecnologías de inspección de palas, además de la inspección manual, en años recientes se ha desarrollado mucho la tecnología de inspección con drones, la cual es una opción con muchas ventajas en cuanto a los riesgos a la salud y seguridad del personal de mantenimiento. Este tipo de tecnología podría tener un costo de inspección de \$300 a \$500 por turbina y se efectúa en mucho menor tiempo que la inspección manual logrando inspeccionarse una turbina completa entre 15 a 30 minutos [6].

En su artículo L. J. Bond y J. Van Dam [5], efectúan un análisis de costos para implementar el sistema SHM utilizando principalmente 2 tipos de sensores, uno con fibra óptica y otro con sensores de emisión acústica, por lo que en la Tabla 5.2 se detallan los costos de instalación de ambos sistemas, estos costos pueden tener una gran variación de hasta \$10,000.

Tabla 5.2 Costos de instalación de dos tipos de sensores utilizados para establecer el SHM [5].

Componentes del sistema	Sistema con 20 de transductores emisión acústica	Sistema con fibra y 40 de sensores desplazamiento
Transductores	\$ 2,923.00	\$ 1,948.00
Electrónica en la pala	\$ 9,742.00	\$ -
Electrónica en el Hub	\$ 2,923.00	\$ 3,897.00
Comunicación	\$ 1,948.00	\$ 1,948.00
Central procesadora	\$ 2,435.00	\$ 2,435.00
Instalación	\$ 4,871.00	\$ 2,435.00
Cableado	\$ 487.00	\$ 4,871.00
Total	\$ 25,329.00	\$ 13,152.00

En la Tabla 5.3 se detallan los datos técnicos de 3 aerogeneradores a considerar para el desarrollo del parque eólico, estos datos se han tomado de los catálogos de cada fabricante.

Tabla 5.3. Datos técnicos de 3 aerogeneradores en estudio obtenidos de catálogos de fabricantes.

DESCRIPCIÓN	ENERCON E-70 2.3 MW	GAMESA G80 – 2.0 MW	VESTAS V80-2.0 MW
Disposición	Barlovento	Barlovento	Barlovento
Diámetro del rotor (m)	71	80	80
Altura del buje (m)	75	78	78
Clase IEC	I	I	I
Número de palas	3	3	3
Velocidad del rotor (rpm)	6.0 – 21.5	9.0 – 19.0	16.7
Área de barrido (m²)	5,281.0	5,027.0	5,027.0
Vel. de arranque (m/s)	3.0	4.0	4.0
Vel. de corte (m/s)	28.0	25.0	25.0
Potencia nominal (kW)	2,300	2,500	2,000

Las curvas de potencia vs velocidad de los tres aerogeneradores se muestran en la Fig. 5.4 y se han graficado con ayuda de una hoja de cálculo en Excel.

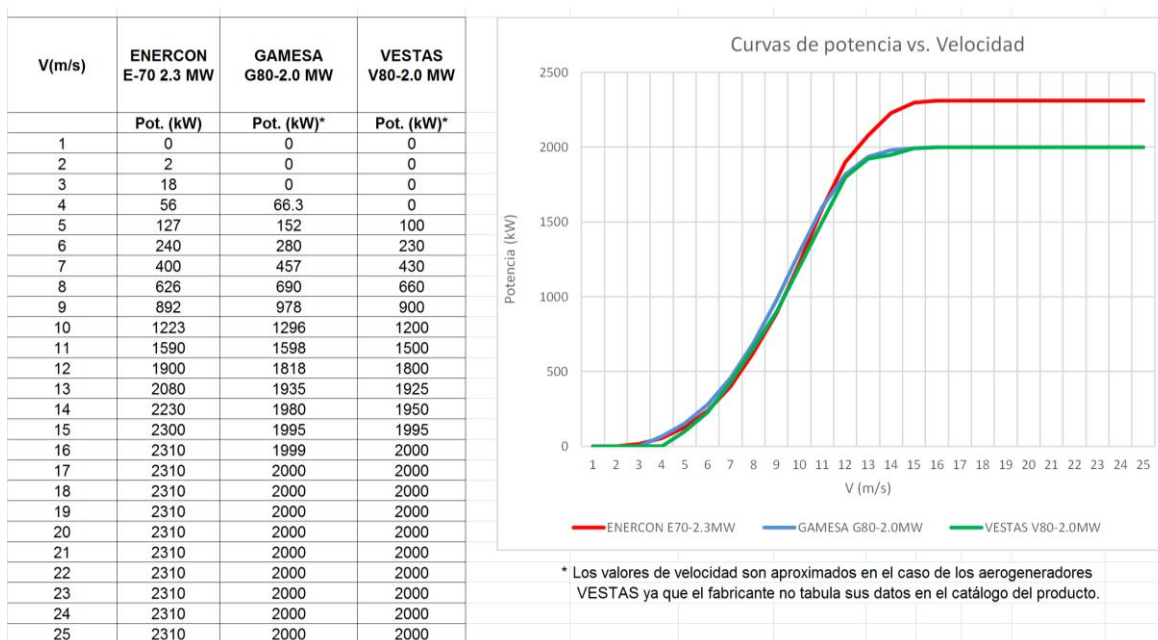


Fig. 5.4. Curva de potencia vs velocidad de los 3 aerogeneradores en estudio.

Basándose en los catálogos del fabricante, el aerogenerador Enercon E-70 viene configurado para una altura del buje de 75 metros mientras que los resultados arrojados por el SIG para el lugar de instalación del parque se obtuvieron para 78 metros por lo tanto será necesario calcular la velocidad del viento para una altura de 75 metros por medio del cálculo:

$$V(h) = V_0 \cdot \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha \quad (5.1)$$

$V(h)$: Velocidad del viento a la altura deseada (m).

V_0 : Velocidad medida que ya se conoce a otra altitud h_0 ya definida.

h : altura a la cual deseamos conocer $V(h)$.

α : coeficiente de rugosidad. Se considera de 0.055 por el tipo de terreno en donde se instalarán los aerogeneradores.

Teniendo esto nos da por resultado una velocidad de:

$$V(h) = 9.88 \cdot \left(\frac{75}{78}\right)^{0.055} = 9.86 \text{ m/s}$$

Para los tres aerogeneradores en estudio se determinó la producción anual y el factor de capacidad, por medio de una hoja de cálculo, estos resultados se muestran en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4. Factor de capacidad y producción anual de los 3 aerogeneradores en estudio obtenidos de una hoja de cálculo

MARCA	VELOCIDAD MEDIA ANUAL SEGÚN SIG (M/S)	PÓTENCIA NOMINAL (KW)	POTENCIA GENERADA (KW)	PROD. ANUAL TEÓRICA (MW.H)	PROD. ANUAL REAL (MWH/AÑO)	FACTOR DE CAPACIDAD (ANUAL)
GAMESA G80-2.0MW	9.88	2000	1,257.84	10,867.74	9,108.03	0.52
VESTAS V80-2.0 MW	9.88	2000	1,164.00	10,056.96	8,428.54	0.48
ENERCON E-70 2.3MW	9.86	2300	1,176.66	10,166.34	8,520.21	0.42

Dada la aleatoriedad del viento y la imposibilidad de predecir con exactitud cuál será la producción real de energía anual durante los 20 años de duración del proyecto, se asumirá que el dato proporcionado en la Tabla 5.4 se mantiene constante a lo largo de la vida del proyecto. De esta tabla podemos verificar que el generador GAMESA G80 es el que produce más energía al año, aunque éste y el Vestas V80 posean el mismo diámetro del rotor y estar instalados a igual altura del buje. A diferencia del ENERCON E-70 que se encuentra instalado a una menor altura y poseer un menor diámetro del rotor, la diferencia en producción anual es notoria respecto a los dos otros primeros. En la Tabla 5.5 se detallan los costos calculados de instalación de los aerogeneradores, este costo está dividido en costos por instalación de los aerogeneradores y sus sistemas auxiliares y además los costos por infraestructura necesaria para el parque eólico. Basado en datos proporcionados por el IRENA [7], los costos de instalación de un parque eólico instalado en tierra, no en el mar, se dividen en los siguientes:

<u>Costos</u>	<u>% de los costos totales de instalación</u>
Costo de las turbinas ¹	65-84
Costos de conexión a la red ²	9-14
Costos de construcción ³	4-16
Otros costos de capital ⁴	4-10

¹ Incluye el costo de las palas, la torre y el transformador.

² Incluye la subestación, así como también la conexión a la red de distribución local o red de distribución.

³ Incluye los costos de transporte e instalación de las turbinas y sus torres, construcción de las fundaciones de las torres, construcción de caminos y accesos y otra infraestructura requerida para instalación de las turbinas.

⁴ Incluye costos por desarrollo, ingeniería de costos, mediciones, permisos, consultorias, SCADA y sistemas de monitoreo.

Tabla 5.5 Costos de instalación del parque eólico obtenidos de hoja de cálculo generada.

Potencia de diseño del parque (KW)=	30000	Componentes del sistema SHM	SISTEMA AE	SISTEMA FC
Precio de venta de energía (US\$/MWh)=	75	Transductores	\$ 2,923.00	\$ 1,948.00
Costos totales por instalación (US\$/KW) =	1477	Electrónica en la pala	\$ 9,742.00	-
Años considerados para el proyecto=	20	Electrónica en el hub	\$ 2,923.00	\$ 3,897.00
Porcentaje de costos de instalación (%)		Comunicación	\$ 1,948.00	\$ 1,948.00
% costos de aerogeneradores=	75	Central procesadora	\$ 2,435.00	\$ 2,435.00
% costos de conexión a la red=	8	Instalación	\$ 4,871.00	\$ 2,435.00
% costos de construcción=	11	Cableado	\$ 487.00	\$ 4,871.00
% de otros costos de capital=	6	Precio del sistema SHM	\$ 25,329.00	\$ 13,152.00
%total de costos=	100			

DETALLE DE COSTOS DE LOS AEROGENERADORES	COSTOS SIN SHM			COSTOS CON SHM		
	GAMESA G80-2.0MW	VESTAS V80-2.0 MW	ENERCON E70 2.3MW	GAMESA G80-2.0MW	VESTAS V80-2.0 MW	ENERCON E70 2.3MW
Cantidad de turbinas a instalar=	15	15	13	15	15	13
Potencia nominal del parque (kW)=	30000	30000	29900	46000	52000	59800
Potencia anual del parque (MWh/año)=	136,620.50	126,428.06	110,762.71	136,620.50	126,428.06	110,762.71
Costo adicional por instal. SHM (\$USD)=	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 25,329.00	\$ 25,329.00	\$ 25,329.00
Costo de un aerogenerador (\$USD)=	\$ 2,215,500.00	\$ 2,215,500.00	\$ 2,547,825.00	\$ 2,240,829.00	\$ 2,240,829.00	\$ 2,573,154.00
Inversión en aerogeneradores (\$USD)=	\$33,232,500.00	\$ 33,232,500.00	\$33,121,725.00	\$33,637,764.00	\$33,637,764.00	\$33,476,331.00

DETALLE DE COSTOS DE INFRAESTRUCTURA	COSTOS SIN SHM			COSTOS CON SHM		
	GAMESA G80 2.0MW	VESTAS V80 2.0 MW	ENERCON E70 2.3MW	GAMESA G80-2.0MW	VESTAS V80 2.0 MW	ENERCON E70 2.3MW
Costos de conexión a la red						
Líneas interna						
Líneas externa	\$ 3,544,800.00	\$ 3,544,800.00	\$ 3,532,984.00	\$ 3,588,028.16	\$ 3,588,028.16	\$ 3,570,808.64
Costos de construcción						
Fundación						
Impuestos aduaneros						
Flete puerto-parque						
Desarme/Retiro de equipos						
Gruas y montaje	\$ 4,874,100.00	\$ 4,874,100.00	\$ 4,857,853.00	\$ 4,933,538.72	\$ 4,933,538.72	\$ 4,909,861.88
Puesta en marcha						
Caminos y accesos internos						
Caminos y accesos externos						
Terrenos						
Otros costos de capital						
Mediciones						
Micrositing						
Permisos						
Inserción eólica	\$ 2,658,600.00	\$ 2,658,600.00	\$ 2,649,738.00	\$ 2,691,021.12	\$ 2,691,021.12	\$ 2,678,106.48
Estudios de suelos						
Impacto ambiental						
Seguros						
Costos totales por infraestructura (\$USD)=	\$11,077,500.00	\$ 11,077,500.00	\$11,040,575.00	\$11,212,588.00	\$11,212,588.00	\$11,158,777.00

COSTO TOTALES POR INSTALACIÓN (\$USD)=	\$44,310,000.00	\$ 44,310,000.00	\$44,162,300.00	\$44,850,352.00	\$44,850,352.00	\$44,635,108.00
---	------------------------	-------------------------	------------------------	------------------------	------------------------	------------------------

De la Tabla 5.5 podemos evidenciar que los costos de instalación del parque utilizando generadores ENERCON E70 son menores ya que requerimos instalar una menor cantidad de aerogeneradores para

suministrar la potencia, en este caso, 13 aerogeneradores frente a los 15 necesarios de las marcas Vestas V80 y Gamesa G80. Además es evidente el incremento en los costos de los aerogeneradores que tienen instalado un sistema SHM, el cual se debe al costo de componentes, cableado, etc. necesarios para hacer funcionar el sistema.

Tabla 5.6. Costos operativos del parque eólico obtenidos de una hoja de cálculo.

COSTOS OPERATIVOS	COSTOS SIN SHM			COSTOS CON SHM		
	GAMESA G80-2.0MW	VESTAS V80 2.0 MW	ENERCON E70 2.3MW	GAMESA G80-2.0MW	VESTAS V80 2.0 MW	ENERCON E70 2.3MW
Operación y mantenimiento	\$15,703,636.36	\$15,703,636.36	\$15,703,636.36	\$13,680,909.09	\$13,680,909.09	\$13,680,909.09
Seguros	\$ 3,552,133.08	\$ 3,552,133.08	\$ 3,078,515.33	\$ 3,552,133.08	\$ 3,552,133.08	\$ 3,078,515.33
Imprevistos	\$ 1,366,205.03	\$ 1,264,280.56	\$ 1,107,627.07	\$ 1,366,205.03	\$ 1,264,280.56	\$ 1,107,627.07
TOTAL DE COSTOS OPERATIVOS (\$USD)=	\$20,621,974.47	\$20,520,050.00	\$ 19,889,778.77	\$ 18,599,247.20	\$ 18,497,322.72	\$ 17,867,051.49

Componente de costos	% del costo	COSTOS SIN SHM			COSTOS CON SHM		
		GAMESA G80-	VESTAS V80	ENERCON E70	GAMESA G80-	VESTAS V80	ENERCON E70
Mano de obra	44	\$ 6,909,600.00	\$ 6,909,600.00	\$ 6,909,600.00	\$ 6,019,600.00	\$ 6,019,600.00	\$ 6,019,600.00
Repuestos	35	\$ 5,496,272.73	\$ 5,496,272.73	\$ 5,496,272.73	\$ 4,788,318.18	\$ 4,788,318.18	\$ 4,788,318.18
Operaciones	12	\$ 1,884,436.36	\$ 1,884,436.36	\$ 1,884,436.36	\$ 1,641,709.09	\$ 1,641,709.09	\$ 1,641,709.09
Equipamiento	5	\$ 785,181.82	\$ 785,181.82	\$ 785,181.82	\$ 684,045.45	\$ 684,045.45	\$ 684,045.45
Instalaciones	4	\$ 628,145.45	\$ 628,145.45	\$ 628,145.45	\$ 547,236.36	\$ 547,236.36	\$ 547,236.36
Costos de O&M(\$)=		\$15,703,636.36	\$ 15,703,636.36	\$ 15,703,636.36	\$ 13,680,909.09	\$ 13,680,909.09	\$13,680,909.09

STAFF DE MANTENIMIENTO	Cantidad	Costo por hora (\$)	Costo considerado al mes (\$)	Costo durante la duración del proyecto (\$)
Supervisor mecánico	1	\$ 12.00	\$ 2,304.00	\$ 552,960.00
Montador mecánico	2	\$ 5.00	\$ 1,920.00	\$ 460,800.00
Encargado de almacén	1	\$ 4.00	\$ 768.00	\$ 184,320.00
Supervisor electricista	1	\$ 12.00	\$ 2,304.00	\$ 552,960.00
Montador eléctrico	2	\$ 5.00	\$ 1,920.00	\$ 460,800.00
Superv. instrumentación	1	\$ 12.00	\$ 2,304.00	\$ 552,960.00
Montador de instrumentación	2	\$ 5.00	\$ 1,920.00	\$ 460,800.00
Operador de sala de control	1	\$ 5.00	\$ 960.00	\$ 230,400.00
Personal de limpieza	3	\$ 2.50	\$ 1,440.00	\$ 345,600.00
Personal administrativo	Cantidad	Costo por mes (\$)	Costo total (\$)	Costo por proyecto (\$)
Jefe de mantenimiento	1	\$ 2,500.00	\$ 2,500.00	\$ 600,000.00
Encargado de oficina técnica	3	\$ 1,000.00	\$ 3,000.00	\$ 720,000.00
Doctor	1	\$ 800.00	\$ 800.00	\$ 192,000.00
Asistente médico	1	\$ 400.00	\$ 400.00	\$ 96,000.00

Costo total por Mano de obra del parque (\$USD)= \$ 5,409,600.00

Inspecciones y servicios tercerizados					
Tipo de inspección	Horas invertidas	Inspecciones por año ^b	Inspecciones totales en el parque en toda la duración del proyecto	Costo por inspección por turbina (\$USD)	Costo durante la duración del proyecto (\$USD)
Inspección manual por pala (GAMESA)	4	3	900	\$ 1,000.00	\$ 900,000.00
Inspección manual por pala (VESTAS)	4	3	900	\$ 1,000.00	\$ 900,000.00
Inspección manual por pala (ENERCON)	4	3	780	\$ 1,000.00	\$ 780,000.00
Inspección por dron (GAMESA)	0.5	3	900	\$ 400.00	\$ 180,000.00
Inspección manual por dron (VESTAS)	0.5	3	900	\$ 400.00	\$ 180,000.00
Inspección por dron (ENERCON)	0.5	3	780	\$ 400.00	\$ 156,000.00
Costo por actualización de software del SHM, capacitación, etc.		1			\$ 10,000.00
Boroscopías y otras inspecciones de tipo predictivo ^a	-	-	-	-	\$ 600,000.00

^a Visitas de diagnóstico y pruebas de tipo predictivo y calibración de las turbinas

^b Se han considerado 1 inspección adicional más por año debido a que pudieran requerirse si en algún momento durante una tormenta eléctrica los rayos alcanzan una de las palas del aerogenerador, lo cual es común que pueda darse en ambientes con mucha lluvia como lo son los países de la región de Centro y Sur America.

En la Tabla 5.6 se muestran los costos operativos del parque durante su vida útil, en este caso 20 años. Para calcular los costos de O&M se ha utilizado la división de costos sugerida por J. F. Manwell [8]: Mano de obra=44%; Repuestos=35%; Operaciones=12%; Equipamiento=5% e instalaciones=4%.

Se ha considerado además el costo por inspecciones manuales con sogas de las palas, a efectuarse semestralmente considerando una inspección adicional debido a daños que puedan sufrir las palas debido a una descarga eléctrica durante tormentas que se den en época lluviosa. Como se evidencia, los costos operativos de los aerogeneradores trabajando con un sistema SHM instalado tienen más bajos costos operativos debido a que no hay necesidad de evaluar visualmente las palas por medio de inspecciones manuales con sogas ya que el sistema SHM controla remotamente y en tiempo real los esfuerzos y deformaciones que existen internamente en las palas.

Una de las bondades del sistema SHM es que puede combinarse con otro tipo inspecciones para tener más detalles de los daños que puedan sufrir externamente las palas, tal es el caso de las inspecciones por drones que está tomando mucho auge hoy en día debido a sus bajos precio y tiempo de inspección, podemos lograr una mayor reducción en los costos si se adquiere el dron y se capacita al personal interno del parque para que puedan efectuar las inspecciones visuales de las palas a cualquier hora que se requiera. Otro tipo de inspección que es menos detallista pero que es muy utilizada es la inspección visual con binoculares para determinar daños en las palas.

La Tabla 5.7 detalla el resumen de costos del proyecto y el calculo del COE para cada uno de los tres aerogeneradores a instalar en el parque eólico considerando que trabajan con y sin un sistema SHM. En la tabla 5.5 se detallan el resumen de costos del proyecto. La tabla 5.6 detalla el COE de cada uno de los tres aerogeneradores, la fórmula para obtenerlo es la creada por el Dr. Ricardo Bastianon [9]:

$$COE = \frac{C}{Ea} \left[\frac{1}{1 - \frac{1}{(1+i)^n}} \right] + OM \quad (5.2)$$

En donde:

COE =Costo de la energía generada \$USD/kWh.

Ea =Energía generada en un año en kWh.

i =Tasa de interés anual sobre el capital en %.

N =Años de vida útil del parque.

OM = Costos de Operación y Mantenimiento

C =Costos de construcción de cada aerogenerador en \$USD/kWh.

Tabla 5.7. Resumen de costos del proyecto de desarrollo de un parque eólico obtenidos de una hoja de cálculo.

	SIN SHM			CON SHM		
	GAMESA G80 2.0 MW	VESTAS V80 2.0 MW	ENERCON E70 2.3 MW	GAMESA G80 2.0 MW	VESTAS V80 2.0 MW	ENERCON E70 2.3 MW
Cantidad de turbinas=	15	15	14	15	15	14
Potencia real del parque en 20 años	2,732,410.06	2,528,561.11	2,215,254.14	2,732,410.06	2,528,561.11	2,215,254.14
Facturación en 20 años del parque	\$ 10,246,537.72	\$ 9,482,104.17	\$ 8,307,203.03	\$ 10,246,537.72	\$ 9,495,300.91	\$ 8,307,203.03
Costos de instalación (US\$)=	\$ 44,310,000.00	\$ 44,310,000.00	\$ 44,162,300.00	\$ 44,850,352.00	\$ 44,850,352.00	\$ 44,635,108.00
Costos Operativos (US\$)=	\$ 20,621,974.47	\$ 20,520,050.00	\$ 19,889,778.77	\$ 18,599,247.20	\$ 18,497,322.72	\$ 17,867,051.49
COSTO TOTAL DEL PROYECTO	\$ 64,931,974.47	\$ 64,830,050.00	\$ 64,052,078.77	\$ 63,449,599.20	\$ 63,347,674.72	\$ 62,502,159.49
COE (\$USD/kWh)=	\$ 0.0318	\$ 0.0343	\$ 0.0363	\$ 0.0313	\$ 0.0339	\$ 0.0334
COE (\$USD/MWh)=	\$ 31.77	\$ 34.33	\$ 36.29	\$ 31.35	\$ 33.88	\$ 33.38

Basado en el resumen de costos del proyecto podemos decir que instalar el parque con turbinas ENERCON E70 tendremos menores costos de instalación, aunque la facturación será menor, por otra parte, el costo de generar electricidad con los aerogeneradores GAMESA G80 es más barato, aunque los costos operativos son mayores respecto al VESTAS V80 y al ENERCON E70. En base a nuestro análisis se seleccionarán las turbinas GAMESA G80 para ser montadas en el parque eólico ya que el COE es menor que los otros dos aerogeneradores en estudio. La tabla 5.8 muestra el resumen de costos y ahorros generados.

Tabla 5.8. Resumen de costos y ahorros generados utilizando un sistema SHM en las palas del aerogenerador GAMESA G80, obtenidos de una hoja de cálculo.

ANÁLISIS DE COSTOS PARA EL AEROGENERADOR GAMESA G80 DURANTE LA VIDA DEL PROYECTO							
	Costos fabricación de las palas (\$USD)	Costo de inspección manual de las tres palas (\$USD)	Horas de inactividad de los aerogeneradores debido a mtto. e inspecciones manuales de las palas	Pérdidas monetarias por falta de generación debido a mtto. e inspecciones manuales (\$USD)	Pérdida anual por no generar (\$USD)	Ahorro anual usando SHM (\$USD)	Ahorro total en toda la vida del proyecto (\$USD)
Aerogenerador sin SHM	\$ 219,983.560	\$ 900,000.00	4700	\$ 656,275.02	\$ 32,813.75	-	-
Aerogenerador con SHM	\$ 245,312.56	\$ -	1100	\$ 122,111.14	\$ 6,105.56	\$ 26,708.19	\$ 1,434,163.87

Cualquiera de los tres tipos de aerogeneradores que utilicen un sistema SHM tendrán un costo de energía generada más bajo ya que a pesar de que esto genera un costo por la instalación del sistema SHM en cada pala, existe un ahorro sustancial por inspección manual de las palas. El uso de un sistema SHM nos genera 3600 horas menos de inactividad ya que los aerogeneradores son monitoreados en tiempo real de la integridad estructural de las palas, de lo contrario tendremos pérdidas anuales de \$32,183.75 por no generar. Sin embargo, con la instalación de un sistema SHM se genera un ahorro anual de \$25,133.94 y un ahorro total de la vida útil del proyecto de \$1,402,678.74, ver Tabla 5.8.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

[1] <http://www.energiasustentables.com.ar/energia%20eolica/argentina.html>

[2] <https://www.google.com/earth/>

[3] Development of an Operations and Maintenance Cost Model to Identify Cost of Energy Savings for Low Wind Speed Turbines, R. Poore, C. Walford, NREL (National Renewable Energy Laboratory), USA, 2008.

[4] <http://www.windsystemsmag.com>

[5] Economics of Online Structural Health Monitoring of Wind Turbines: Cost Benefit Analysis, Jeremy Van Dam, Leonard J. Bond, Iowa State University, USA 2014.

[6] <http://newenergyupdate.com/wind-energy-update/fully-automated-drones-could-double-wind-turbine-inspection-rates>

[7] International Renewable Energy Agency (IRENA), Renewable Energy Technologies: cost analysis series, Volume 1: Power sector, Wind power, June 2012.

[8] J.F. Manwell, J.G. McGowan, A.L. Rogers, Wind Energy Explained, John Wiley & Sons Ltd. Publication, Second Edition, USA, 2009.

[9] Leopoldo E. Bressan, Diplomado de Experto Universitario en Desarrollo de un parque eólico, , Universidad Tecnológica Nacional, Argentina Febrero de 2017.

CONCLUSIONES

En este trabajo se obtuvieron cuatro importantes contribuciones, las cuales son discutidas a continuación:

- Se profundizó sobre el mantenimiento que requieren los aerogeneradores a partir de las experiencias de otras empresas que llevan años en este campo; destacando los principales procesos y técnicas requeridas para garantizar el buen funcionamiento de los equipos. Además, hay una clara evidencia que las técnicas de inspección por medio de las pruebas no destructivas (NDT) son esenciales para garantizar la integridad de cada uno de los componentes. Cabe mencionar que las técnicas SHM son aún más avanzadas y económicas que tales pruebas; esto quiere decir que un sistema SHM bien instalado en el aerogenerador es equivalente a instalar los equipos NDT a una menor escala, pero con mejores resultados.
- El estudio de los tipos de daños mecánicos que sufren los aerogeneradores permitió identificar que las palas del rotor son susceptibles a diversos daños tanto en las estructuras internas y externas. Sin embargo, los daños de fatiga mecánica en los materiales compuestos son de interés para seguir profundizando. Los tipos y comportamientos de la propagación de daños fueron abordados de tal manera que el estudio de modelos matemáticos que ayudan a describir el comportamiento de las propagaciones, son herramientas fundamentales para predecir las fallas tempranas y totales del material compuesto usado para la fabricación de las palas.
- La filosofía del SHM y la contribución de ésta en los procesos tradicionales de inspección y mantenimiento, genera resultados son positivos. La optimización del mantenimiento de los aerogeneradores es posible, con la integración de tecnología embebida a las estructuras; softwares capaces de recibir y analizar los datos obtenidos; la versatilidad de monitorear las estructuras de interés, como es el caso de las palas; controlar las inspecciones de varios aerogeneradores al mismo tiempo y la reducción de tiempo de parada, son grandes beneficios principalmente en los parques eólicos de gran escala.
- Se hizo una comparación de los costos por mantenimiento de aerogeneradores sin y con tecnología SHM. El montaje de un sistema SHM en las palas de los aerogeneradores nos permiten ahorros sustanciales de dinero en el mantenimiento y, consecuentemente, reducción del costo de energía eléctrica generada a lo largo de la vida de un proyecto de desarrollo de un parque

eólico, con esto logramos que el aerogenerador genere energía de la manera más eficiente y segura posible.