

**INSTITUTO NACIONAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ENERGÍAS
RENOVABLES**

INER

PROYECTO:

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE UN PARQUE EÓLICO
EN CONDICIONES EXTREMAS**

CUP: 915.10000.1484.6234

AUSPICIANTE(S) RESPONSABLE(S):

Gonzalo GUERRON / Coordinación General Técnica INER

COLABORADOR(ES):

ELIZABETH VELASCO

IBETH JAIME

JESSICA CONSTANTE

SILVANA VARELA

EMMANUELLE QUETIN

ESTADO DEL ARTE DE PARQUE EÓLICOS EN CONDICIONES EXTREMAS

Quito, septiembre de 2013

Índice

Glosario De Términos	5
1. Presentación	7
2. Introducción	8
3. Energía Eólica	9
3.1. Modelos matemáticos del viento	9
3.1.1. Modelos lineales.....	9
3.1.2. Modelos no lineales.....	11
3.2. Modelos CFD.....	17
3.2.1. Software más utilizados	19
3.2.2. Metodología de modelamiento con WindSim	23
4. Clases y desarrollo de aerogeneradores	25
4.1 Normas para diseño de aerogeneradores	25
4.2 Tipos de aerogeneradores.....	27
4.3 Curvas de potencia	41
5. Revisión de mercado de parques eólicos a nivel mundial	42
5.1. Empresas fabricantes de aerogeneradores más representativas.....	42
5.1.1. GE Wind General Electric (Estados Unidos).....	42
5.1.2. Vestas (Dinamarca).....	43
5.1.3. Siemens (Alemania).....	45
5.1.4. ENERCON (Alemania)	46
5.1.5. Suzlon/ RE power (India).....	47
5.1.6. Gamesa (España).....	48
5.1.7. Goldwind(China)	49
5.2. Distribución de fabricantes y constructores de parques eólicos a nivel mundial	50
5.2.1. Europa	50
5.2.2. Asia.....	53
5.2.3. América	54
5.2.4. Oceanía.....	58
6. Condiciones extremas en parques eólicos.....	59

6.1. Potencial de energía eólica en grandes alturas	59
6.2. Bajas Temperaturas	63
6.3. Tormentas Eléctricas	71
6.4. Ciclones Tropicales	88
6.5. Eventos Sísmicos	93
7. Parque eólico Villonaco	96
7.1. Ubicación	96
7.2. Capacidad	96
7.3. Aerogenerador	96
7.4. Red de subtransmision	96
7.5. Subestacion villonaco	96
7.6. Subestacion loja	97

Índice de Tablas

Tabla 1 Software más utilizado	22
Tabla 2 Constantes estándar del modelo $k-\epsilon$	24
Tabla 3 Constantes modificadas del modelo $k-\epsilon$	24
Tabla 4 Normas 61400 (Wind power plants and project development, Earnest Wiselius 2011)	26
Tabla 5 Aerogeneradores General Electric	43
Tabla 6 Aerogeneradores Onshore Vestas	44
Tabla 7 Aerogeneradores Offshore Vestas	44
Tabla 8 Aerogeneradores Siemens	45
Tabla 9 Aerogeneradores de Enercon	47
Tabla 10 Aerogeneradores Suzlon/ RE power	48
Tabla 11 Aerogeneradores de Gamesa	49
Tabla 12 Aerogeneradores Goldwind	50
Tabla 13	53
Tabla 14	55
Tabla 15 Niveles Isocerámicos para las subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión ..	75
Tabla 17 Reporte Técnico TR IEC 64100-24	76
Tabla 18 Niveles de protección de acuerdo a los máximos valores de descarga, de acuerdo a IEC 61024-1	78
Tabla 18 Muestra de aerogeneradores analizados para identificación de fallas causadas por descargas atmosféricas	78

Tabla 19 Muestra analizada para identificar costos asociados a la protección de aerogeneradores	81
Tabla 20 Densidad de descargas atmosféricas en la muestra estudiada.....	81
Tabla 21 Costo (miles de euros) de equipo de protección contra descargas atmosféricas en palas de aerogeneradores.....	81
Tabla 22 Probabilidad de corriente de retorno de acuerdo a niveles de protección (IEC 623050).	84
Tabla 23	85
Tabla 24 Escala de Saffir-Simpson.....	89
Tabla 25 Clases de Turbinas	91

Índice de Figuras

Figura 1 Curva de potencia.....	10
Figura 2 Esquema de modelos CDF	17
Figura 3 Aerogenerador Savonius	28
Figura 4 Aerogenerador Darrieus.....	29
Figura 5 Aerogenerador a Barlovento.....	30
Figura 6 Aerogenerador a Sotavento	31
Figura 7 Clasificación por número de palas	32
Figura 8 Generador Síncrono con convertidor de potencia	33
Figura 9 Generador Síncrono Direct Drive	34
Figura 10 Generador Asíncrono con banco de capacitores	34
Figura 11 Generador Asíncrono	35
Figura 12 Control de Potencia de acuerdo a la velocidad.....	35
Figura 13 Clasificación de aerogeneradores	37
Figura 14 Aerogeneradores Offshore.....	38
Figura 15 Aerogeneradores Onshore	39
Figura 16 Aerogeneradores Nearshore	40
Figura 17 Curva de potencia Aerogenerador	42
Figura 18.....	51
Figura 19.....	51
Figura 20.....	52
Figura 21 Empresas que brindan servicios en Europa	52
Figura 22.....	53
Figura 23.....	54
Figura 24 Empresas que brindan servicios en Asia	54
Figura 25.....	55
Figura 26.....	56
Figura 27	56
Figura 28 Empresas que brindan servicios en America.....	57
Figura 29 Países con certificaciones.....	57

Figura 30.....	58
Figura 31 Empresas que brindan servicios en Oceanía.....	58
Figura 32 China.....	61
Figura 33 Nevadas	63
Figura 34 Temperatura de Europa	68
Figura 35 Norte América	70
Figura 36 Generación de descargas atmosféricas.....	72
Figura 37 Niveles isoceráunicos a nivel mundial	73
Figura 38 Mapa de los máximos niveles isoceráunico del Ecuador	74
Figura 39 Fallas en aerogeneradores por descargas atmosféricas de acuerdo a la potencia	79
Figura 40 Daños en los componentes de aerogeneradores	80
Figura 41.....	83
Figura 42 Zonas de protección de aerogeneradores frente a descargas atmosféricas	85
Figura 43 Distribución de la corriente originada en la descarga.....	86
Figura 44.....	87
Figura 45 Sistema de protección contra descargas atmosféricas en pala de aerogenerador desarrollado por LM WindPower – Fabricante	88
Figura 46 Parque Gibara I y II en tormenta Sandy	90
Figura 47 Representación de las cargas máximas de viento.....	92

Glosario De Términos

BNEF	Bloomberg New Energy Finance
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
PMDD	Permanent magnet direct-drive
ISO	Organización Internacional de Estandarización
MM5	Modelo de Mesoescala de Quinta Generación
MC2	Modelo Comunitario de Mesoescala compresible
INAMHI	Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología
SNI	Sistema Nacional Interconectado
WMEP	Scientific Measurement and Evaluation Programme
ECN	Centro de Investigaciones Energéticas de los Países Bajos
GRP	Glass fibre reinforced plastic
CRP	Carbon fibre reinforced plastic
DIN	Instituto Alemán de Normalización
LPZ	Lightning Protection Zones
EWS	Efficient Wind Power Solutions

PE	Parque Eólico
GI	Generador de Inducción
GS	Generador Síncrono
GSRB	Generador Síncrono de Rotor Bobinado
GSIP	Generador Síncrono de Imán Permanente
CEP	Convertidor Electrónico de potencia de tamaño completo
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
SPD	Surge Protection Device
SNT	Sistema Nacional de Transmisión

1. Presentación

El siguiente documento es una recopilación de los principales aspectos de la energía eólica, evolución, tecnología y la importancia que ha llegado a tener esta fuente renovable de generación eléctrica en la matriz energética mundial.

La instalación de parques eólicos en condiciones extremas se ha convertido en un desafío investigativo para las grandes empresas fabricantes de aerogeneradores, puesto que los sitios con mejor emplazamiento eólico en algunos países son lugares con características especiales como: altura, velocidades altas, bajas temperaturas, zonas de alta probabilidad de tormentas eléctricas y tormentas tropicales etc. Lo cual impulsa la innovación de los aerogeneradores, logrando una gran adaptabilidad de estas máquinas a las diferentes situaciones.

El objetivo de este documento es dar a conocer el estado actual de la energía eólica y las consideraciones que se deben tomar para la construcción de parques eólicos en condiciones extremas.

Para el desarrollo de este documento se han citado diversas fuentes de consulta, en su gran mayoría la consulta se ha realizado en documentos de revista de alto impacto, noticias de interés nacional y extranjera y sitios web referentes a la generación de energía eólica a nivel mundial.

2. Introducción

Las energías renovables no convencionales han revolucionado el campo de generación eléctrica en los últimos años, por sus dos características principales, su bajo impacto ocasionado al ambiente y por ser fuentes inagotables de energía, por tanto estas energías tendrán un papel importante en el cambio a nivel mundial de la matriz energética posicionándose como fuentes principales de energía, algunas de estas son: la energía solar fotovoltaica, la energía solar térmica, la energía geotérmica, la energía de la biomasa y la energía eólica, esta última es una de las más instaladas y difundidas a nivel mundial.

El aporte de la energía eólica en el planeta es significativo, en los últimos años el crecimiento de las energías renovables se ha visto marcado por el incremento de parques eólicos alcanzando una potencia instalada de alrededor de 254 GW, donde su mayor exponente es la China con 67 GW instalados.

En la construcción de parques eólicos existen desafíos planteados por resolver, los cuales van de acuerdo a la necesidad de cada país donde el objetivo principal será ganar experiencia y seguridad en la implementación de generación de energía eléctrica, logrando alcanzar una paridad de red para esta creciente tecnología.

En el siguiente documento se describe como la energía eólica se ha adaptado a las diferentes zonas climáticas del mundo y el avance que ha tenido tecnológicamente para imponerse ante las demás energías renovables en potencia instalada.

En los primeros capítulos del documento se hace una breve descripción técnica teórica del principio de funcionamiento de las turbinas eólicas acompañado con la descripción físico-matemática del comportamiento del viento.

En el capítulo de aerogeneradores se explica las diferentes clases de aerogeneradores y cuál ha sido el desarrollo de estos para cumplir con los requerimientos que al pasar los años se han ido suscitando conforme a las diferentes necesidades para su implementación.

Este documento contiene adicionalmente un capítulo que contiene una revisión del mercado de parques eólicos a nivel mundial, citando a los mayores fabricantes y constructores de aerogeneradores por continente, dado que esto genera la gran competencia que existe por conservar los primeros lugares en el mercado eólico.

Los últimos capítulos de esta revisión están relacionados con escenarios atípicos, en donde se han instalado parques eólicos, estas características se consideran por su naturaleza, condiciones extremas.

Y por último se consideró en esta revisión, una breve descripción del parque eólico Villonaco, puesto que cumple con ciertas características de un parque en condiciones extremas.

3. Energía Eólica

3.1. Modelos matemáticos del viento

Los modelos matemáticos son una idealización de la realidad y para modelar algún fenómeno se debe identificar qué tipo de modelo es conveniente de ser aplicado.

La matemática aplicada es enorme y proporciona una variedad innumerable de modelos para diferentes tipos de fenómenos, para lo cual se necesita en primera instancia fijar un punto de vista antes de realizar la modelación.

Existen diferentes clases de modelos matemáticos como los estadísticos, estocásticos, discretos y continuos los cuales se usan con más frecuencia que los modelos fractales, estos últimos tienen la misma importancia en el momento de decidir qué clase de modelo se va a utilizar. Para el caso concreto de los modelos de viento, se puede decir, que están entre los modelos estadísticos y los modelos continuos.

Existen diferentes modelos matemáticos que ayudan a describir el comportamiento del viento, y permiten optimizar el posible recurso energético que se pudiera obtener de él.

Que los modelos den una representación adecuada a la realidad depende tanto de la cantidad como de la calidad de datos disponibles, de la utilización que se dé a los resultados y de las aproximaciones dadas en el proceso de modelado.

Los modelos de viento de manera general se pueden clasificar en lineales (estadísticos) y no lineales (continuos) dependiendo del tipo de ecuaciones y herramientas que se utilizan en el mismo. A continuación una breve introducción a dichos modelos.

3.1.1. Modelos lineales

Los modelos lineales para simulación del viento se basan en modelos estadísticos. Las predicciones se obtienen a partir de la extrapolación vertical y horizontal de datos estadísticos del clima, derivado de datos medidos y expresados en series de tiempo (1).

Los cálculos en el modelo son una combinación de modelos de la capa límite atmosférica. Estos modelos representan el cambio en la velocidad del viento debido al cambio de alturas orográficas, el efecto de arrastre debido a los cambios en la rugosidad, el efecto que producen los obstáculos, y los efectos de estabilidad (2) (1).

Este tipo de modelos tienen las siguientes hipótesis:

- El sitio donde se hace el modelado debe ser predominantemente estable neutro.
- El terreno circundante del sitio debe ser lo suficientemente suave de manera que la separación del flujo sea mínima y el flujo tenga un comportamiento mayoritariamente lineal, es decir, el terreno no debe ser complejo.
- La climatología del sitio predicho debe ser relativamente similar al sitio de referencia a modelar.
- Los datos de entrada son lo suficientemente precisos (1).

De esta manera se establece un conjunto de modelos para corregir los datos de viento obtenidos de mediciones (2). Los datos de las series de tiempo (datos medidos) se transforman en representaciones estadísticas.

La forma estadística de representar la velocidad del viento es mediante una variable aleatoria con una cierta función de distribución. Normalmente se suele utilizar la distribución de Weibull (más común) o la distribución Rayleigh (3). La distribución de Weibull está en función de dos parámetros. El parámetro de escala c y el parámetro de forma k y su función de distribución está dada por

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k},$$

donde v es la velocidad del viento (3)

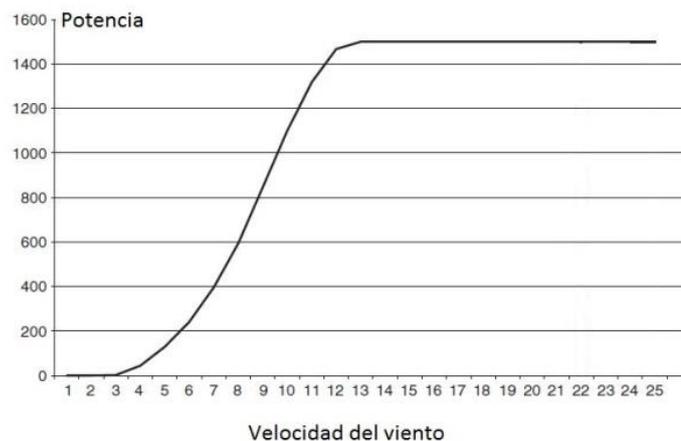


Figura 1 Curva de potencia

Después de hacer este ajuste en los datos se suele combinarlos con la curva de potencia del aerogenerador para estimar el valor de producción (2). Estas técnicas

son válidas cuando la topografía que rodea a la zona de estudio es relativamente suave, y no presenta fuertes cambios de altitud (2).

3.1.2. Modelos no lineales

Los modelos no lineales para simulación del viento tienen como base de la solución de las ecuaciones completas de Navier–Stokes que describen el comportamiento de los fluidos. Las ecuaciones de Navier–Stokes son consecuencia de la aplicación de las leyes físicas de conservación a un fluido (4).

La mecánica de fluidos presenta dos puntos de vista para modelar. Se puede fijar el modelo como un volumen de control o se hace un análisis diferencial. El análisis diferencial no es más que la aplicación de las ecuaciones de Navier–Stokes a volúmenes de control infinitesimales, es decir, es un análisis de volumen de control cuando dicho volumen se reduce infinitamente hasta convertirse en un punto (4).

Ecuaciones de Navier–Stokes

- *Conservación de la masa: ecuación de continuidad*

De manera general la ecuación de continuidad para un flujo compresible es:

$$\frac{1}{\rho} \frac{D\rho}{Dt} + \vec{\nabla} \cdot \vec{v} = 0,$$

donde ρ es la densidad, \vec{v} es la velocidad del flujo, $\vec{\nabla}(\ast) = \left(\frac{\partial(\ast)}{\partial x_1}, \dots, \frac{\partial(\ast)}{\partial x_3} \right)$ y $\frac{D(\ast)}{Dt} = \frac{\partial(\ast)}{\partial t} + v \cdot \nabla(\ast)$ es el operador derivada material.

Para un flujo incompresible de un fluido newtoniano con propiedades constantes, la ecuación de continuidad es:

$$\vec{\nabla} \cdot \vec{v} = 0.$$

- *Conservación de la cantidad de movimiento*

De manera general la ecuación de la cantidad de movimiento es:

$$\rho \frac{D\vec{v}}{Dt} = \rho \vec{g} + \vec{\nabla} \cdot \sigma_{ij},$$

donde \vec{g} es la gravedad.

Para un flujo incompresible de un fluido newtoniano con propiedades constantes, como es el caso del viento, la ecuación de continuidad es:

$$\rho \frac{D\vec{V}}{Dt} = -\vec{\nabla}P + \rho\vec{g} + \mu\vec{\nabla}^2 \cdot \vec{v}.$$

donde P es la presión y $\vec{\nabla}^2(*) = \left(\frac{\partial^2(*)}{\partial x_1^2}, \dots, \frac{\partial^2(*)}{\partial x_3^2}\right)$

Condiciones iniciales y condiciones de contorno

Tanto las condiciones iniciales como las condiciones de borde o de contorno son muy importantes para que un sistema de ecuaciones en derivadas parciales sea un problema bien planteado. La solución de las ecuaciones de Navier--Stokes debe depender de manera continua de estas condiciones. Si se tiene en un problema con condiciones iniciales o de contorno se identifica dos tipos de problemas:

- **Problemas con condiciones iniciales:** Cuando se conoce el estado inicial del fluido ($t=0$) y se desea determinar la evolución temporal. Para resolver correctamente este problema se necesita conocer todas las variables en el instante $t=0$, pero muchas veces esto es imposible.

Para solucionar esto, se suele suponer que todas las variables tienen valor cero, de manera que si se avanza lo suficiente en el tiempo, se llegue a un estado estacionario, o periódico, independiente de la condición inicial.

Esta suposición tiene la ventaja de ser sencilla al implementar, pero si la solución inicial se aparta bastante de la solución real, esto puede dar lugar a problemas de convergencia en la solución.

- **Problemas con condiciones de borde:** se fija las condiciones en los bordes del dominio y se busca la solución en su interior. Existen los siguientes tipos de condiciones de contorno:
 - *Condiciones de contorno tipo Dirichlet:* la variable dependiente es conocida en la frontera física del problema.
 - *Condiciones de contorno tipo Neumann:* el valor del gradiente normal a la variable dependiente es conocida en la frontera física del problema
 - *Condiciones de contorno tipo Robin* la condición conocida es una combinación lineal de los dos tipos anteriores.
 - *Condiciones de contorno mixtas* se tiene condiciones tipo Dirichlet o Neumann por zonas en la frontera del problema

Turbulencia

La solución completa del fenómeno de turbulencia es un problema de la mecánica de fluidos que todavía permanece abierto, se puede decir que, la turbulencia es un movimiento caótico e inestable en un fluido.

Aquí se dan variaciones en la presión, velocidad y otras variables de flujo a lo largo del espacio-tiempo de manera desordenada. (4) (5).

Esta variación en las variables (presión, velocidad, etc.) está relacionada con el número de Reynolds a un cierto valor crítico, que cuando es superado hace que se presenten perturbaciones que dan lugar a un cambio radical del carácter del flujo y el movimiento se vuelve intrínsecamente no estacionario, ya que en todos los puntos del flujo a través del tiempo son constantes, pues de manera general este presenta cambios de un lugar a otro.

Flujo no estacionario: flujo en el que por lo menos una variable en un punto fijo cambia con el tiempo (4) (5).

La turbulencia se inicia por inestabilidades en el flujo causadas por los gradientes de velocidades medias.

Estos torbellinos en movimiento generan nuevas inestabilidades dando lugar a torbellinos más pequeños.

El proceso continúa hasta que los torbellinos se hacen lo suficientemente pequeños para que el efecto de la viscosidad adquiera importancia y se disipe la energía turbulenta en forma de calor.

En el movimiento de viento, dos causas principales generan turbulencia:

- fricción sobre la superficie del terreno, especialmente en colinas y montañas, y
- el movimiento vertical del aire causado por los cambios de temperatura del aire (6).

La siguiente es una escala de complejidad para la modelización de la turbulencia

- Simulación numérica directa [*Direct Numerical Simulation (SND)*]: resuelve el problema no estacionario a todas las escalas del flujo turbulento.

Se debe tomar en cuenta que una mayor complejidad en la solución de las ecuaciones se da a medida que crece el número de Reynolds (4).

El método SND consiste en realidad en no utilizar ningún modelo de turbulencia, sino realizar directamente discretizaciones temporales y espaciales de las ecuaciones de Navier–Stokes.

La solución directa de estas ecuaciones incluyen efectos de turbulencia y de la capa límite pero para que pueda ser factible la solución se debe como mínimo dar una discretización no tan detallada. Pues cuando se hace una discretización espacial y temporal refinada, ésta queda claramente fuera de cualquier aplicación industrial.

- Simulación de grandes remolinos o grandes vórtices [*Large Eddy Simulation (LES)*]: se trata de un tipo de modelo intermedio entre la simulación directa y el que promedia temporalmente las ecuaciones de Navier–Stokes.

Este modelo describe características no estacionarias y simula el efecto de pequeñas escalas de turbulencia (fenómeno disipativo), eliminando la necesidad de resolver remolinos pequeños presentes en el campo de flujo.

La ventaja es que se ahorra una gran cantidad de recursos computacionales en comparación a la simulación SND debido a que no resuelve los remolinos más pequeños, pero sólo es posible aplicar a problemas simplificados pues a pesar de toda la simplificación todavía se requiere de capacidades de cálculo muy elevadas (5) (4).

- Modelos que promedian temporalmente las ecuaciones de Navier–Stokes [*Reynolds Avaraged Navier–Stokes (RANS)*]: esta técnica consiste en obtener comportamientos promedio de las distintas variable introduciendo en las ecuaciones un promediando de las leyes que describen el movimiento.

En primer lugar, se trata de obtener una descomposición de las variables en su valor medio \bar{v} y su valor fluctuante v' ; por ejemplo, si la variable que deseamos darle este tratamiento es la velocidad, la descomposición sería:

$$\vec{v} = \bar{\vec{v}} + \vec{v}'$$

donde la componente media de la velocidad se obtiene de:

$$\bar{\vec{v}} = \frac{1}{T} \int_0^T \vec{v} dt,$$

se puede decir que T en la integral debe ser lo suficientemente grande en comparación con la escala temporal de la turbulencia, pero lo suficientemente pequeño como para captar cualquier fenómeno no estacionario distinto a la turbulencia.

Este proceso de promediar temporalmente las ecuaciones diferenciales, da lugar a unos términos llamados tensiones de Reynolds que involucran medias de los productos de las fluctuaciones de las componentes de la velocidad, cuya relación con las componentes medias del flujo es desconocida.

Esta relación se obtiene al introducir un modelo adicional, denominado *modelo de turbulencia* que cierra las ecuaciones. Este tipo de método da lugar a un campo de flujo promediado que simulado es más uniforme que el flujo real y por tanto reduce de manera considerable el número de puntos de la discretización espacial y temporal (5).

- Modelos de turbulencia: son procedimientos numéricos que permiten relacionar los valores medios de las fluctuaciones de las variables con los valores promedio de manera que se puedan resolver las ecuaciones de movimiento (5).

En este tipo de modelos no se hacen intentos por resolver las características no estacionarias de los remolinos turbulentos a ninguna escala, ni grande ni pequeña; este modelo sirve para medir y tomar en cuenta el incremento de intensidad de mezclado y difusión debido a los remolinos (4). Entre los modelos más comunes están:

- Modelos algebraicos
- Modelo de cero ecuaciones: modelo de la longitud de mezcla
- Modelo Cebeci-Smith-Mosinski
- Modelo Baldwin-Lomax, (5).
- Modelos de viscosidad
- Modelo $k-\epsilon$
- Modelo $k-\omega$
- Modelo $q-\omega$
- Modelo $k-\omega^2$
- Modelo RNG, (5) (4).
- Modelos de ecuaciones de las tensiones de Reynolds, (5).

A continuación se describe el modelo $k-\epsilon$ es el más utilizado.

Modelo $k-\epsilon$

Como todo modelo al ser aplicado tiene sus ventajas y sus desventajas.

La principal ventaja es que para poder aplicarlo, sólo se necesita fijar las condiciones iniciales y de contorno permitiendo que una gran cantidad de problemas presenten resultados satisfactorios.

Además, esta técnica es ampliamente utilizada en la mayor parte de problemas aplicados a la industria.

Como principal inconveniente se tiene que su implementación suele ser más compleja que los modelos algebraicos y suele dar pobres resultados para flujos complejos como es el caso de flujo con grandes longitudes o como los flujos turbulentos completamente desarrollados en conductos no circulares.

Esta técnica consiste en cerrar las ecuaciones de Navier–Stokes con promedio de Reynolds adicionando dos ecuaciones de transporte para modelar la turbulencia, una para la energía cinética turbulenta k y otra para la dispersión turbulenta ϵ definidas por:

$$k = \frac{1}{2} (u^2 + v^2 + w^2),$$

$$\varepsilon = 2\mu e_{ij}e_{ij},$$

donde e_{ij} es la parte fluctuante del tensor de velocidad de deformación y $\vec{v}=(u,v,w)$.

Las ecuaciones de transporte son:

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho k \vec{u}) &= \nabla \cdot \left[\frac{u_t}{\sigma_k} \nabla k \right] \\ &+ 2u_t E_{ij} E_{ij} - \rho \varepsilon, \\ \frac{\partial(\rho \varepsilon)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \varepsilon \vec{u}) &= \nabla \cdot \left[\frac{u_t}{\sigma_\varepsilon} \nabla \varepsilon \right] \\ &+ C_{1\varepsilon} \frac{\varepsilon}{k} 2u_t E_{ij} E_{ij} - C_{2\varepsilon} \frac{\varepsilon}{k} \rho \varepsilon, \end{aligned} \quad (1.1)$$

donde E_{ij} es el tensor de componentes medias de la velocidad de deformación y a las constantes σ_k y σ_ε se las conoce como números de Prandtl. Hay varios conceptos cinemáticos relacionados con las escalas (longitudes) asociadas a los distintos movimientos del flujo (flujo principal medio y flujo oscilante o turbulento, relacionado con los vórtices). La escala de velocidad ζ es características de los remolinos y de las propiedades del flujo principal y se define por:

$$\zeta = Cl \left| \frac{\partial \vec{u}}{\partial y} \right|,$$

donde C es una constante adimensional y l la escala de longitud turbulenta definida por:

$$l = \frac{k^{3/2}}{\varepsilon}.$$

La velocidad de disipación ε de los remolinos pequeños es usada en el método para definir la escala de longitud l de los remolinos grandes pues para altos números de Reynolds la velocidad de extracción de energía de flujo de los remolinos grandes es igual a la velocidad de transferencia de energía a los remolinos pequeños. Si no se diera esto, la energía en algunas escalas de la turbulencia podría aumentar o disminuir sin límite, fenómeno que no se da en la realidad, con lo que se justifica el uso de la velocidad de disipación ε dentro de la definición de la escala de longitud l . De manera similar se obtiene la viscosidad turbulenta dada por:

$$u_t = \rho C_u \zeta l = \rho C_u \frac{k^2}{\varepsilon}.$$

En las ecuaciones (1.1) se tiene cinco constantes (C_μ , σ_ε , σ_k , $C_{1\varepsilon}$, $C_{2\varepsilon}$) que por lo general son valores ya tabulados para una variedad de flujos turbulentos y los números de

Prandtl permiten un conocimiento de la relación entre las propiedades difusivas (k, ϵ) con la viscosidad turbulenta (μ_t) (5) (4).

3.2. Modelos CFD

La Dinámica de Fluidos Computacional, CFD por sus siglas en inglés [*Computation Fluid Dynamics*] es una rama de la Mecánica de Fluidos y el Análisis Numérico para analizar y resolver problemas sobre flujo de sustancias. Es decir, los modelos de CFD estudian la obtención de soluciones numéricas a los problemas de flujo de fluidos utilizando computadoras.

El advenimiento de los computadores de alta velocidad y gran memoria han permitido que los modelos CFD obtengan soluciones para muchos problemas de flujo: compresible, incompresible, laminares y flujos turbulentos.

Cabe destacar que a pesar de las capacidades de las computadoras actuales existen muchos problemas en los que solo se puede alcanzar una lejana aproximación (6) (4).

Aunque las técnicas CFD son menos costosas que las experimentales (como la modelización con tuneles de viento), estas no son gratuitas, pues se necesita gran capacidad computacional (hardware y software) además del personal debidamente capacitado para dominar los programas y sobre todo analizar adecuadamente los resultados.

Uno de los principales inconvenientes de las técnicas CFD consiste en que no siempre se puede obtener resultados lo suficientemente precisos y siempre se puede cometer graves errores provenientes de la simplificación del fenómeno y de la tendencia humana a creer en todo lo que se ha obtenido utilizando un computador sobre todo cuando se presenta los resultados en forma atractiva (5).

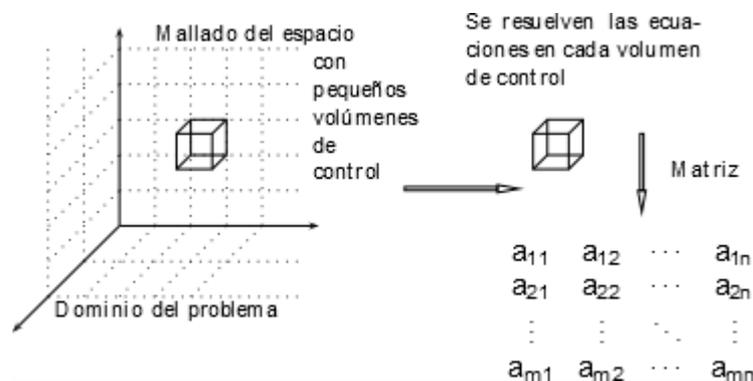


Figura 2 Esquema de modelos CDF

A breves rasgos, este método consiste en discretizar una región del espacio (el dominio de problema) creando una malla que lo divide en pequeños volúmenes de control.

Posteriormente se aplica en cada uno de ellos las ecuaciones de conservación discretizadas, de manera que ese resuelva un sistema algebraico, que se puede representar por una matriz, en cada forma iterativa hasta que el residuo sea lo suficientemente pequeño y obtener así una solución convergente, ver Figura 2.

Para tener un esquema completo de un modelo CFD se deben alcanzar los siguientes objetivos:

- Definición de dominio del problema y las mallas.
- Simulación: resolución iterativa de las ecuaciones discretizadas.
- Análisis posterior de resultados: verificar si los resultados tienen sentido físico.

Mallas

Las ecuaciones de Navier–Stokes modelan bien la turbulencia, sin embargo, un mal mallado en zonas de turbulencia no permite una solución correcta.

Escoger una malla adecuada es esencial para obtener una buena solución (1) (4). La mayor parte de programas especializados en CFD tienen sus propios métodos de mallado que permiten una buena aproximación.

Una malla de alta calidad es imprescindible para una solución CFD de buena precisión. Una malla de mala calidad o baja resolución puede inclusive dar lugar a una solución incorrecta.

El tiempo invertido en generar una malla de buena calidad es un tiempo bien empleado permitiendo resultados confiables y con una rápida convergencia (4).

Simulación

El proceso para obtener la solución numérica consiste en dos etapas:

- La primera etapa involucra la discretización, que es la conversión de las ecuaciones de Navier–Stokes con sus respectivas condiciones iniciales y de borde en un sistema de ecuaciones algebraicas representadas por una matriz. Las dos técnicas más empleadas de discretización en CFD son los elementos finitos y los volúmenes finitos.
- La segunda etapa consiste en la implementación del método numérico para proporcionar una solución para el sistema de ecuaciones algebraicas (7).

Una vez concluida las dos etapas se obtiene una solución numérica de las ecuaciones que debe ser sometida a un análisis de resultados.

Análisis de resultados

Como se mencionó anteriormente, es indispensable reconocer si las soluciones obtenidas después de la simulación tiene sentido físico o no. Para ello se debe contar con el suficiente conocimiento en mecánica de fluidos (4).

3.2.1. Software más utilizados

Debido a la complejidad de la relación entre los parámetros involucrados en este tipo de problemas, se debe contar con un software adecuado que proporcione una metodología consistente y sistemática para su solución.

Existe una variedad de software disponible, tanto libre como comercial.

De manera general, los modelos tanto lineales como no lineales tienen sus respectivas ventajas y desventajas. En los modelos lineales (por ejemplo WASP) la principal ventaja es su simplicidad, tanto en su facilidad de uso como en la velocidad de cálculo y el tamaño de los datos de salida.

En tanto que los modelos no lineales (como los modelos CFD de WindSim) pueden llevar unas 550 horas de modelado y generando cerca de 100 GB de datos de salida (1). Además, si no se tiene altas capacidades de hardware, la solución deseada no se puede lograr.

Las ventajas de los modelos no lineales (como con WindSim) están en la exactitud y la precisión de los resultados.

La solución generada por este tipo de modelos es más fina, además que los paquetes computacionales basados en CFD suelen presentar una interfaz visual mucho mejor (1).

En lo que sigue se menciona algunos de los programas más usados para modelar el viento y optimizar el recurso eólico:

WindFarmer: con este software se puede diseñar un parque eólico maximizando la energía producida mientras que se minimiza el impacto ambiental. Este software tiene una experiencia de 26 años. Permite diseñar la posición de las turbinas, predecir el rendimiento energético, calcular la intensidad de la turbina, evaluar el impacto ambiental, los niveles de ruido y finalmente visualizar la construcción terminada.

Utiliza la distribución real del viento y no se ajusta a la distribución estadística de Weibull. Su técnica de modelización está validada en túneles de viento y parques en funcionamiento.

WASP: es un programa destinado a predecir el viento, los recursos eólicos y la producción de energía en las turbinas eólicas. Las predicciones se basan en datos eólicos medidos en las estaciones de estudio. El programa incluye un modelo de flujo de viento en terreno complejo, un modelo para el cambio de rugosidad del terreno y un modelo con obstáculos.

Utiliza métodos estadísticos clásicos como la distribución de Weibull pero además se cuenta con WASP CDF donde se combina con modelos CFD.

WindPro: este software es usado para diseñar parques eólicos, incluyendo diseño de aerogeneradores y la producción de energía eléctrica. Permite controlar los niveles de ruido de las turbinas y las pérdidas de energía por estela. Además, gráfica la rosa

de la energía generada, la rosa de la velocidad del viento y la velocidad media de éste, para las diferentes direcciones que se seleccionan. Este software determina la energía disponible del viento y la producción de energía del aerogenerador utilizando el modelo de Weibull para determinar la probabilidad de ocurrencia de la velocidad del viento.

WindSim: es un potente software de diseño de parques eólicos basado en la dinámica de fluidos computacional (CFD) que combina el procesamiento numérico avanzado con la visualización en 3D en una interfaz fácil de usar. Los estudios demuestran que los modelos CFD (en particular WindSim) captan mejor los efectos que el terreno ejerce sobre el viento haciendo esta herramienta más realista que las tecnologías tradicionales normalmente utilizadas. Identifica además los lugares óptimos para la colocación de las turbinas con baja turbulencia reduciendo al mínimo las cargas en las turbinas para evitar posibles problemas.

Meteodyn: es un software especializado en el tema eólico, tiene módulos que se dedican a la estimación de la producción anual de los recursos eólicos, a evaluar la ubicación de las turbinas y a optimizar la producción de energía. Estima desde el diseño hasta la operación de un parque, mediante técnicas CFD que permiten, independientemente de la complejidad del terreno, validar un sitio potencial para la construcción junto con la ubicación de las turbinas optimizando la producción, los costos de mantenimiento, así como la vida de útil de las máquinas.

OpenWind: es un software libre creado para capacitar a los científicos e ingenieros que trabajan en la teoría de diseño de parques eólicos. Se basa en los tipos de datos estándar de SIG y emplea una interfaz de tipo GIS que permite integrar de los datos geográficos. Es comparable a WindFarmer y WindPRO. Para modelar usa medios estadísticos.

Se puede mencionar otras ayudas computacionales de tipo más general como ANSYS, que se utiliza para modelar todo tipo de fluidos con técnicas CFD y tiene varios paquetes especializados dependiendo de las necesidades pero usar este tipo de programas suele ser muy pesado computacionalmente, además de requerir una serie de permisos o licencias adicionales para cada componente a utilizarse que resulta ser muy costoso económicamente. Paquetes como WRF, MM5, COAMPS, ARPS, MASS, MEMO, entre otros son recomendables para uso en modelos atmosféricos y de clima. Brams es adecuado para modelar la dispersión de contaminantes y ENVI es bueno para modelos de viento en sectores urbanos, solo por nombrar alguno.

Nombre	Página Web	Plataforma	Creador y país	Año de creación	Tipo de modelo	Ventajas	Desventajas
WindFarmer	www.gl-garradhasan.com	Windows	G.L. Garrad Hassand	1987	Modelos estadísticos, Multivariante	Considera el impacto ambiental, compatible con WAsP, menor costo computacional	Menos preciso
WAsP	www.wasp.dk	Windows	RISO National Laboratories, Dinamarca	1987	Modelos estadísticos, Series de tiempo, flujo lineal, y modelo CFD.	Contiene los dos tipos de modelos: estadísticos y de CFD	Se necesita técnicos capacitados en el software, no muy bueno para terrenos complejos

WindPro	www.emd.dk/windpro/frontpage	Windows	EMD International	1993	Modelos estadísticos,	menor costo computacional	Menos preciso
WindSim	www.windsim.com	Windows	Vector, Noruega	2003	Modelos CFD	Bueno para terrenos complejos, más preciso	mayor costo computacional
Meteodyn	www.meteodyn.com	Windows	Didier Delaunay, Homónima, Francia	2003	Modelos CFD	Más precioso	mayor costo computacional
OpenWind	www.awsopenwind.org	Windows, Linux	AWS Truewind	2008	Modelos estadísticos,	Software abierto, Comparable con Wind-Farmer Wind- PRO, menor costo computacional	Menos preciso

Tabla 1 Software más utilizado

3.2.2. Metodología de modelamiento con WindSim

WindSim se basa en el supuesto de una atmósfera neutral estable que es a menudo una buena aproximación para velocidades de viento mayores a 15m/s ($\sim > 15m/s$). Sin embargo, este no es siempre el caso y se debe tener cuidado al momento de emplear modelos que hacen estos supuestos (1). Matemáticamente toma como base de cálculo las ecuaciones de Navier–Stokes con promedio del número de Reynolds siguientes:

$$\frac{\partial U_i}{\partial x_j} = 0, \quad (1.2)$$

$$U_j \frac{\partial U_i}{\partial x_j} = \frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\nu \left(\frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right) - \overline{u_i u_j} \right), \quad (1.3)$$

Con

$$\overline{u_i u_j} = -\nu_T \left(\frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right) + \frac{2}{3} \delta_{ij} k, \quad (1.4)$$

donde k representa la energía cinética de turbulencia y ν_T la viscosidad de turbulencia. Y toma por defecto el modelo de turbulencia $k-\varepsilon$ que se caracteriza con las constantes

$$\nu_T = C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon}, \quad (1.5)$$

$$\frac{\partial}{\partial x_i} (U_i \varepsilon) = \frac{\partial}{\partial x_i} \left(\frac{\nu_T}{\sigma_\varepsilon} \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_i} \right) + C_{\varepsilon_1} \frac{\varepsilon}{k} P_k - C_{\varepsilon_2} \frac{\varepsilon^2}{k},$$

$$\frac{\partial}{\partial x_i} (U_i k) = \frac{\partial}{\partial x_i} \left(\frac{\nu_T}{\sigma_k} \frac{\partial k}{\partial x_i} \right) + P_k - \varepsilon.$$

Donde C_μ , σ_k , σ_ε , C_{ε_1} , C_{ε_2} son las constantes definidas en la Tabla 2 **Error! Reference source not found.** y en la Tabla 3¹ y P_k es la energía cinética de turbulencia dada por:

¹ Para el modelo de turbulencia aplicado en WindSim se usa algunas constantes modificadas (Tabla 3 **Error! Reference source not found.**). Los cambios que se hacen en las constantes permiten describir de mejor manera una atmósfera neutra en la capa límite

$$P_k = v_T \left(\frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right) \frac{\partial U_i}{\partial x_j}$$

C_μ	σ_k	σ_ϵ	C_{ϵ_1}	C_{ϵ_2}
0,09	1,0	1,3	1,44	1,92

Tabla 2 Constantes estándar del modelo $k-\epsilon$.

C_μ	σ_k	σ_ϵ	C_{ϵ_1}	C_{ϵ_2}
0,0324	1,0	1,85	1,44	1,92

Tabla 3 Constantes modificadas del modelo $k-\epsilon$.

WindSim cuenta con ciertas etapas para el cálculo del modelo de viento a efectuarse en un orden concreto, pero no necesariamente se debe efectuar todas (6) (1). Se puede prescindir de las etapas: Recursos de viento y Energía, que determina un recurso eólico o la producción de energía anual respectivamente. Estas etapas son las siguientes:

- **Terreno:** en esta etapa se debe crear un modelo tridimensional del área de estudio que incluya datos de altura y rugosidad. Estos datos deben estar en formato .gws (o pueden estar en formato .map). El tamaño del terreno, el refinamiento de la malla así como su la distribución espacial tanto horizontal como vertical se determinan en esta etapa.
- **Campo de viento:** se hace el cálculo del campo de viento numéricamente mediante la solución iterativa de las ecuaciones de Navier–Stokes con promedio de Reynolds, y por defecto, WindSim resuelve el modelo de turbulencia con el estándar $k-\epsilon$. Estos cálculos se hacen sobre la base de las condiciones de borde, indicadas por el usuario, para cada sector y para cada punto de la malla por cada iteración mediante la variable de presión, las tres componentes de la velocidad y el coeficiente de disipación de turbulencia.

Las condiciones de contorno pueden ser incorporadas al modelo ya sea con un modelo anidado o por medio de la definición (hecha por el usuario) de la velocidad del viento a la altura de la capa límite, donde el modelo incorpora el perfil de registro por debajo de la capa límite y una velocidad constante del viento por encima de la capa límite.

- **Objeto:** esta etapa permite a WindSim ubicar las turbinas y transferir los datos climáticos. Los datos climáticos pueden ser incluidos en un archivo .wvs.
- **Resultados:** en esta etapa el usuario puede consultar la base de datos recopilado por WindSim y ver los resultados obtenidos en la simulación. WindSim en este módulo extrae planos horizontales 2D a partir del módulo de campo de vientos (parámetros a una altura determinada, disponibles para ser vistos en un visor 3D). También rescata varios parámetros de la velocidad del viento, así como la dirección del viento, los parámetros de *TKE* y *TI*. Una característica especial es que se puede dar seguimiento a las partículas permitiendo que el usuario siga el camino de una partícula. Esta característica se puede emplear para zonas de alto riesgo para ayudar a estimar si la recirculación se produce.
- **Recursos de viento:** crea un recurso eólico de la zona modelada tomando como base los resultados del módulo de campos de viento escalados y la información climática introducida por el usuario junto con los objetos dados como dato. El resultado es un mapa de los recursos del viento, que puede ser cargado en WAsP y utilizado para las estimaciones de energía o turbinas de micro-emplazamiento.
- **Energía:** se puede calcular la energía anual producida por todas las turbinas del proyecto aunque para este cálculo tal vez es mejor hacerlo en otro software debido a las limitaciones que tiene WindSim con modelos de estela. (6) (1) (8).

4. Clases y desarrollo de aerogeneradores

4.1 Normas para diseño de aerogeneradores

La tecnología de la energía eólica abarca diversos aspectos de ingeniería como sistemas eléctricos, mecánicos, estructurales y de control, para cada uno de estos sistemas se aplica una serie de normas, sin embargo y por motivos de simplificación se ha visto conveniente enunciar las principales normas aplicables a los aerogeneradores.

- Normas IEC relacionadas con el diseño de aerogeneradores

Los documentos que establecen los requisitos para el diseño de aerogeneradores son las normas para turbinas eólicas desarrolladas en el marco del comité técnico TC88 (aerogeneradores). Las normas de la energía eólica son de la serie IEC 61400, incluyen:

- Parte 1: Requerimientos de Diseño (para turbinas en general)
- Parte 2: Requerimientos de diseño para turbinas de pequeña potencia
- Parte 3: Requerimientos de diseño para turbinas offshore
- Parte 4: Diseño y especificaciones de Góndolas
- Parte 24: Protección contra rayos
- Parte 25: Comunicación para el monitoreo y control de turbinas.

Otros aspectos en los que actualmente se está trabajando es la IEC TC88 que incluye:

Parte 5: Palas de aerogeneradores

Parte 26: Tiempo de disponibilidad de turbinas

Parte 27: Modelos de simulación eléctrica para generación de potencia eólica (consta de dos partes: una relacionada con el diseño y otra relacionada con las pruebas)

A continuación en la Tabla 4 se presenta una tabla con las normas IEC 61400 actualmente disponibles:

Sl. No	TÍTULO	IEC No.
1	Seguridad y diseño de turbinas de alta potencia	IEC 61400-1
2	Clases de Turbinas	IEC 61400-1 II
3	Intensidad de Turbulencia	IEC 61400-1 A
4	Requerimientos de diseño para turbinas de baja potencia	IEC 61400-2
5	Técnicas de medición de ruido	IEC 61400-11
6	Pruebas de desempeño de una turbina eólica	IEC 61400-12
7	Verificación de las medidas de desempeño	IEC 61400-12-2
8	Pruebas de desempeño de parques eólicos	IEC 61400-12-3
9	Medición de cargas mecánicas	IEC 61400-13
10	Valores de tonalidad y potencia acústica	IEC 61400-14
11	Medición y evaluación de las características de calidad de energía eléctrica entregada por las turbinas a la red.	IEC 61400-21
12	Certificación de Aerogeneradores	IEC 61400-22
13	Pruebas estructurales de las palas del aerogenerador a gran escala	IEC 61400-23
14	Protección de aerogeneradores contra rayos	IEC 61400-24
15	Comunicación para el monitoreo y control de turbinas. Parte 6: Clases nodos y clases de datos para condiciones de monitoreo	IEC 61400-25-6
16	Disponibilidad de Turbinas y parques eólicos	IEC 61400-26

Tabla 4 Normas 61400 (Wind power plants and project development, Earnest Wiselius 2011)

- Normas relacionadas con los aspectos específicos del diseño de turbinas eólicas.
(9)

A continuación se enumeran las normas de relevancia internacional que describen los requerimientos de diseño de turbinas eólicas:

1. Seguridad del Personal: EN 50308

La Norma Europea EN 50308 especifica las medidas de protección relacionada con la seguridad y salud del personal; relevante en las fases de puesta en marcha, operación y mantenimiento de turbinas eólicas.

2. Estructuras de aerogeneradores offshore (DNV-OS-J101)

Estas normas fueron publicadas por Det Norske Veritas (DNV; Directrices en el diseño de estructuras para turbinas eólicas offshore) son aplicables en el diseño de estructuras de turbinas offshore y mástiles meteorológicos. No es aplicable a las estructuras para centros de transformación de los parques eólicos (DNV.OS-C101, aplicaciones).

3. Normas de Seguridad y desempeño de turbinas de baja potencia (Reino Unido y Estados Unidos)

Estas normas se centran sobre todo en las especificaciones de las pruebas de rendimiento, acústica, y pruebas de duración. Se puede decir que son una guía de certificación de aerogeneradores de pequeña potencia.

4.2 Tipos de aerogeneradores

No existe clasificación única de aerogeneradores, sino que estos se pueden clasificar atendiendo a diversos criterios como pueden ser: rangos de potencia, tamaños, tecnologías y características externas (2).

Las clasificaciones más habituales son:

Según el tipo de eje

Se entiende como eje del aerogenerador la dirección perpendicular al giro de las palas. Existen dos grandes familias de aerogeneradores:

Aerogeneradores de eje vertical VAWT (Vertical Axis Wind Turbine)

El eje es perpendicular tanto al suelo como a la dirección de giro. Tienen fácil accesibilidad a sus instalaciones puesto que tienen tanto el aerogenerador como la multiplicadora en el suelo (10).

Pueden clasificarse en:

- Aerogeneradores del tipo vertical - *Savonius*;



Figura 3 Aerogenerador Savonius (Fuente: Greener Energy.ca)

Es el modelo más simple de aerogenerador y consta de dos o cuatro chapas verticales, sin perfil de ala y curvadas en forma de semicilindro. Se le conoce comúnmente como "aerogenerador de resistencia" ya que el par motor sobre el eje está generado por la diferencia de resistencia (fricción) que las superficies verticales dispuestas simétricamente respecto al eje ofrecen al viento.

Entre las principales características tenemos:

- Es un tipo de Aerogenerador "lento"; suele ser utilizado con vientos de poca intensidad y en un rango limitado.
- Necesitan un control de velocidad adecuado para mantener la eficiencia dentro de unos valores aceptables, además precisan un dispositivo mecánico para el paro del aerogenerador y una estructura robusta para resistir los vientos extremos (debido a la elevada superficie expuesta de las palas).
- Poseen la imposibilidad de reducir la superficie aerodinámica en caso de velocidad superior a la nominal debido a sus palas fijas;
- Son solo válidos para aplicaciones de poca potencia;
- Son poco ruidosos.

Por su sencillez y bajo costo es fácil de construir con técnicas artesanales se los emplea en aplicaciones que requieren potencias pequeñas como es el caso de los extractores de aire en grandes edificios industriales o depósitos y en bombeo de agua.

- Aerogeneradores del tipo *Darrieus*



Figura 4 Aerogenerador Darrieus (Fuente: Boston University, Mechanical Engineering)

Son aerogeneradores de eje vertical y de "sustentación", ya que las superficies expuestas al viento presentan un perfil de ala capaz de generar una distribución de la presión a lo largo de la pala, y por tanto, un par en el eje de rotación.

Los aerogeneradores de tipo Darrieus proporcionan una mayor eficiencia al tener menos pérdidas por fricción, necesita un dispositivo auxiliar para poder arrancar.

Las principales características del aerogenerador:

- Es un tipo de aerogenerador "rápido", su eficiencia es menor que los aerogeneradores de eje horizontal, debido a que una gran parte de la superficie de las palas gira en las proximidades del eje a poca velocidad
- Se Adapta a los cambios de dirección del viento; es eficiente para vientos con una notable componente vertical de la velocidad (emplazamientos con pendientes o instalaciones en el tejado de edificios); e utilizable para vientos de poca intensidad en un rango limitado
- Imposibilidad de reducir la superficie aerodinámica en caso de velocidad superior a la nominal debido a sus palas fijas
- Necesita un dispositivo mecánico para el paro del aerogenerador y una estructura no especialmente robusta para resistir los vientos extremos
- Utilizable para aplicaciones de gran potencia, el mayor aerogenerador de eje vertical está instalado en Canadá y tiene una potencia de 4,2 MW.
- Capaz de funcionar incluso con vientos turbulentos

Los rotores Darrieus, inventados por G.J.M.Darrieus en Francia en la década del 20, son los principales competidores de los de eje horizontal de palas aerodinámicas para la generación de electricidad (11).

- Aerogeneradores híbridos *Darrieus-Savonius*.

En el aerogenerador híbrido Darrieus-Savonius, el par de arranque lo aporta el aerogenerador coaxial Savonius situado en el interior del aerogenerador Darrieus.

Aerogeneradores de eje horizontal –HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine)

Están provistas de un rotor cuyo eje es sensiblemente paralelo a la dirección del viento. Necesitan alinearse con la dirección del viento, de forma que el viento sople paralelo al eje de rotación para poder producir energía.

Entre las características principales de este tipo de aerogeneradores es su mayor rendimiento y su capacidad de autoarranque (10).

- **Orientadas a Barlovento**

Al estar el rotor situado a barlovento se va a obtener una incidencia del viento primero sobre el rotor y luego en la torre, de esta manera cuando el rotor se encuentra enfocado de frente a la dirección del viento dominante consigue un mayor aprovechamiento de la fuerza del viento que en la opción contraria o sotavento, pero necesita un mecanismo de orientación hacia el viento.

Es el caso inmensamente preferido para el diseño actual de aerogeneradores, esto se debe a que el rotor recibirá un flujo relativamente libre de perturbaciones de la propia torre, por lo tanto las cargas a las que está expuesto son menores y la eficiencia es mayor.

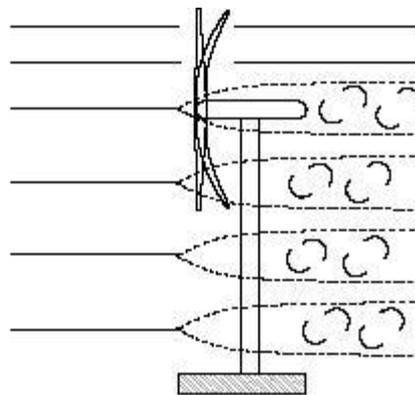


Figura 5 Aerogenerador a Barlovento (12)

- **Orientadas a Sotavento**

De manera contraria a la ubicación de barlovento el viento va a incidir primero en la torre y luego en el rotor por lo tanto la estructura de la torre y la góndola disminuirán el aprovechamiento del viento por el rotor, en este caso el viento es el que orienta con su propia fuerza a la góndola a este efecto se lo se dota de conicidad al rotor, pero las cargas de fatiga de las palas del rotor son mayores, debido a esto los elementos de reorientación automatizada no son necesarios en la teoría, aunque si suelen utilizarse como elemento de seguridad.

Las palas y la góndola son construidas con una mayor flexibilidad que en el caso anterior.

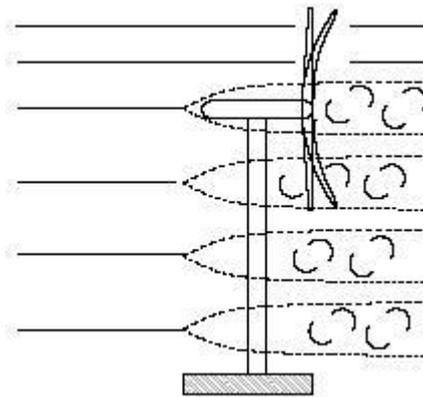


Figura 6 Aerogenerador a Sotavento (12)

Características aerodinámicas (tipo y cantidad de palas)

- **De una pala (Monopala)**

Estos rotores monopala necesitan un contrapeso para poder equilibrar el rotor y por esto requieren una mayor velocidad de giro para producir la misma energía de salida. Esto supone un inconveniente, ya que introduce en el eje unos esfuerzos muy variables que acorta la vida de la instalación, además de crear desventajas en lo que respecta al ruido como al aspecto visual.

- **De dos palas (Bipala)**

Estos tienen la ventaja de ahorrar el coste de una pala y por supuesto de su peso, pero, al igual que los monopala, necesitan una velocidad de giro más alta para producir la misma cantidad de energía de salida. Los aerogeneradores Bipala requieren de un diseño más complejo, con un rotor basculante (bujes oscilante), que

tiene que ser capaz de inclinarse para evitar fuertes sacudidas en la turbina cada vez que una de las palas pasa por la torre.

Los ingenieros de los aerogeneradores actuales evitan construir grandes máquinas con un número par de palas, pues pueden dar problemas de estabilidad de la turbina en una estructura rígida.

- **De tres palas (Tripala)**

La mayoría de los aerogeneradores modernos son Tripala, con el rotor a barlovento, usando motores eléctricos para sus mecanismos de orientación, a este diseño se le llama el clásico “concepto danés”. El motivo es la fricción con el aire: con tres palas rinden un 4% más que con dos y con 2 palas rinden un 10% más que con una.

Otra de las características es el uso de un generador asíncrono. Por lo tanto este diseño tiende a imponerse como estándar al resto de los conceptos evaluados.

- **Multipala**

Con un número superior de palas o multipalas, este aumento de palas no haría más que incrementar el coste del aerogenerador y no posee un crecimiento representativo de la producción.

Se trata del llamado modelo americano, debido a que una de sus primeras aplicaciones fue la extracción de agua en pozos de las grandes llanuras de aquel continente. Los nuevos modelos son cada vez más estéticos sin perder eficiencia, posee arranque a bajos regímenes de viento lo que lo hace ideal en zonas donde se obtienen vientos calmos, asimismo tiene un excelente desempeño en altos vientos conjuntamente con su sistema de protección OUT WIND de cola el cual garantiza la merma de velocidad en las aspas al variar el ataque al viento.

El diseño de las aspas posee sistema stall de reducción de velocidad. (12)

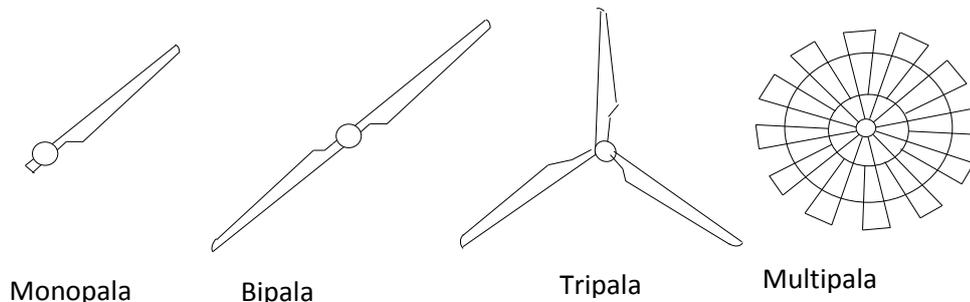


Figura 7 Clasificación por número de palas

Por tipo de generador

El generador convierte la energía mecánica producida por el rotor en energía eléctrica.

La conexión a la red puede ser directa o indirecta, dependiendo si la turbina trabaja a velocidad constante o variable. Trabajando conectado de forma indirecta a la red conseguimos aprovechar los picos de velocidad del viento, pero el generador produce energía de frecuencia variable por lo que se necesitan equipos de adecuación para volcar la energía en la red.

En la forma directa de conexión, la propia red limita la velocidad de giro del generador, por lo que no aprovecha los picos de mayor energía del viento.

- **Generador Síncrono.**

Al utilizar un motor síncrono podremos corregir el factor de potencia, de esta manera conseguiremos que las velocidades del rotor y estator tiendan a igualarse.

Las turbinas eólicas que utilizan generadores síncronos suelen usar imanes en el rotor alimentados por corriente continua de la red eléctrica. Dado que la red suministra corriente alterna, hay que convertir la corriente alterna en corriente continua antes de enviarla a las bobinas arrolladas a los electroimanes del rotor.

También se ha propuesto sistemas de generación de velocidad variable sin cajas multiplicadoras de velocidad, sobre todo para reducir los fallos en el equipo y el mantenimiento utilizando un generador síncrono excitado eléctricamente.

Un convertidor estático es necesario entonces con la potencia total de la turbina para conectarse a la red.

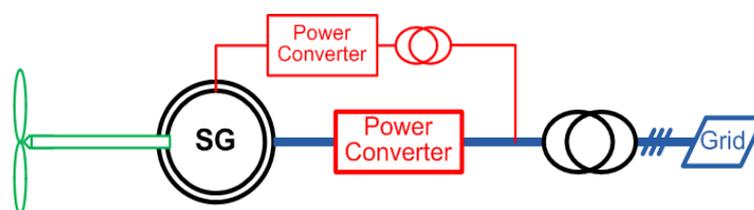


Figura 8 Generador Síncrono con convertor de potencia

El generador Direct Drive en comparación con los conceptos que utilizan multiplicadores de velocidad, tienen ventajas tales como una mayor fiabilidad y menor coste.

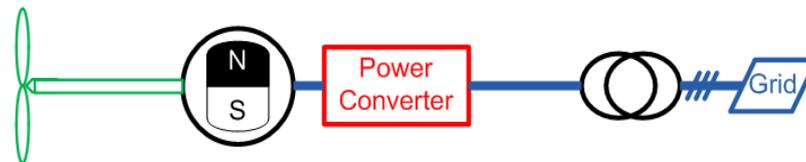


Figura 9 Generador Síncrono Direct Drive

- **Generador Asíncrono**

Un motor asíncrono es un motor convencional y se utiliza el término asíncrono, por que teóricamente la velocidad del rotor nunca puede alcanzar a la velocidad del estator.

El motor de jaula de ardilla consta de un rotor constituido por una serie de conductores metálicos dispuestos paralelamente unos a otros, y cortocircuitados en sus extremos por unos anillos metálicos, esto es lo que forma la llamada jaula de ardilla por su similitud.

Esta 'jaula' se rellena de material, normalmente chapa apilada. De esta manera, se consigue un sistema de n fases de conductores situado en el interior del campo magnético giratorio creado por el estator, con lo cual se tiene un sistema muy eficaz, simple, y muy robusto.

El generador asíncrono 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 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.



Figura 10 Generador Asíncrono con banco de capacitores

El motor de rotor bobinado tiene un rotor constituido, en vez de por una jaula, por una serie de conductores bobinados sobre él en una serie de ranuras situadas sobre su superficie. De esta forma se tiene un bobinado en el interior del campo magnético del estator, del mismo número de polos y en movimiento.

Este rotor es mucho más complicado de fabricar y mantener que el de jaula de ardilla, pero permite el acceso al mismo desde el exterior a través de unos anillos que son los que cortocircuitan los bobinados. Esto tiene ventajas, como la posibilidad de utilizar

un reóstato de arranque que permite modificar la velocidad y el par de arranque, así como el reducir la corriente de arranque. (13) (14) (15) (16)

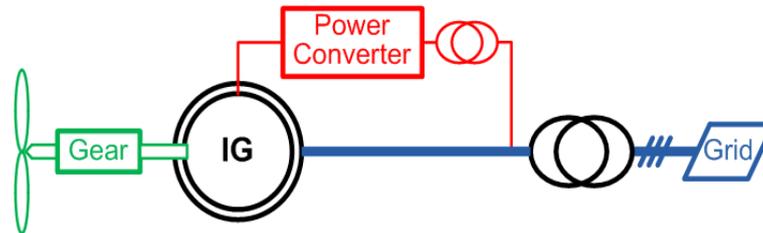


Figura 11 Generador Asíncrono

Por tipo de control

Los principales objetivos del sistema de control son:

1. Obtener un funcionamiento automático y fiable del aerogenerador.
2. Lograr que la turbina funcione en consonancia con el viento (orientación, control de potencia, etc.)
3. Decidir la conexión/desconexión del generador y realizar correctamente los arranques y paradas del aerogenerador.
4. Proteger el sistema y maximizar su rendimiento.

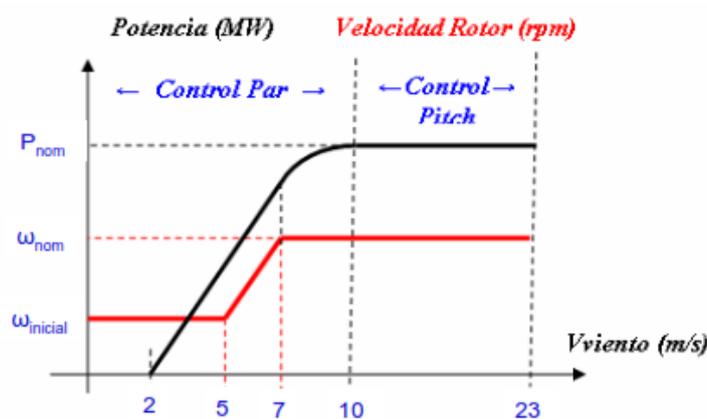


Figura 12 Control de Potencia de acuerdo a la velocidad

- **Regulación por pérdida aerodinámica o stall controlled.**

Estos aerogeneradores tienen las palas del rotor unidas al buje en un ángulo fijo. Sin embargo, el perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñado para asegurar que, en el momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta, se cree una cierta

turbulencia en la parte de la pala que no da al viento. Esta pérdida de sustentación evita que la fuerza ascensional de la pala actúe sobre el rotor. Conforme aumenta la velocidad real del viento en la zona, el ángulo de ataque de la pala del rotor también aumentará, hasta llegar al punto de empezar a perder la sustentación.

Si se observa con atención la pala del rotor de un aerogenerador regulado por pérdida aerodinámica, llama la atención que la pala esté ligeramente curvada a lo largo de su eje longitudinal. Esto es así en parte para asegurar que la pala pierda la sustentación de forma gradual, en lugar de hacerlo bruscamente, cuando la velocidad alcanza su valor crítico.

La principal ventaja de esta regulación es que se evitan las partes móviles del rotor y un complejo sistema de control. Por otro lado, la regulación por pérdida aerodinámica representa un problema de diseño aerodinámico muy complejo y comporta retos en el diseño de la dinámica estructural de toda la turbina, para evitar las vibraciones provocadas por la pérdida de sustentación.

- **Regulación por cambio de paso de pala o pitch controlled.**

Este método de control consiste en que las palas varían su ángulo de incidencia con respecto al viento. Cuando la potencia generada es excesiva, las palas comienzan a girar sobre su eje longitudinal hasta adoptar la posición denominada de bandera. La resistencia entonces opuesta al viento es mínima, así como el par ejercido y la potencia generada.

Un sistema electrónico vigila tanto la velocidad del viento, como la potencia generada y la posición de las palas modificando de manera continua la posición de estas y adaptándola a la intensidad de los vientos reinantes en ese momento. El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele funcionar de forma hidráulica.

Las ventajas de este sistema de control son:

1. Con su implantación se logra una mayor vida del aerogenerador, al soportar esta menor carga dinámica.
2. Al mismo tiempo se consigue un aumento del rendimiento de la instalación, ya que el viento ataca a los álabes siempre con el ángulo óptimo de incidencia.
3. Así mismo, es posible el aprovechamiento de regímenes de vientos bajos.

- **Regulación activa por pérdida aerodinámica.**

Cuando la máquina alcanza su máxima potencia nominal, este tipo de máquinas presenta una gran diferencia respecto a las máquinas reguladas por cambio de ángulo de paso: si el generador va a sobrecargarse, la máquina girará las palas en dirección contraria a la que haría una máquina de regulación por cambio de ángulo de paso. En

otras palabras, aumentará el ángulo de paso de las palas para llevarlas hasta una posición de mayor pérdida de sustentación, y poder así consumir el exceso de energía del viento.

Una de las ventajas de la regulación activa por pérdida aerodinámica es que la producción de potencia puede ser controlada de forma más exacta que con la regulación pasiva.

Otra de las ventajas es que la máquina puede funcionar casi exactamente a la potencia nominal a todas las velocidades del viento.

El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele operarse mediante sistemas hidráulicos o motores eléctricos paso a paso. (17)

De acuerdo al tipo de generador asociado a un tipo de control se podrían obtener las siguientes variantes en un aerogenerador:

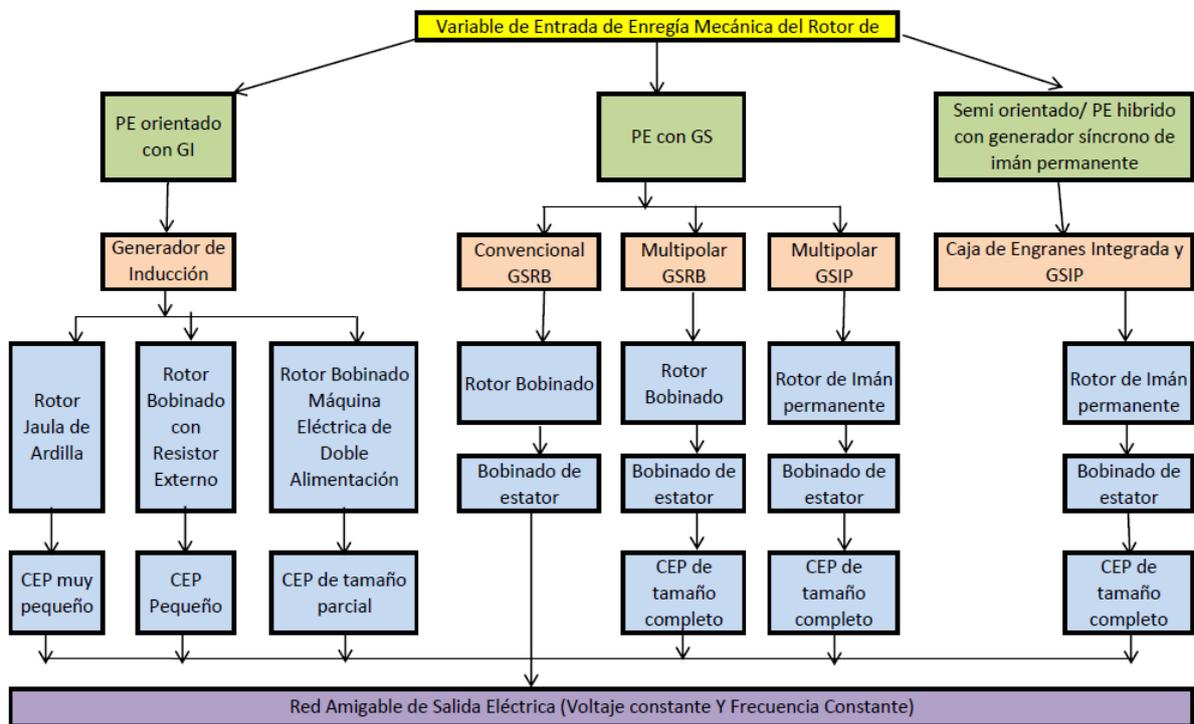


Figura 13 Clasificación de aerogeneradores

Por tipo de ubicación

- **Parques Eólicos Offshore**

Las tecnologías offshore de generación de energía eléctrica a partir del viento son aquellas que se encuentran ubicadas físicamente mar adentro, ancladas al fondo marino. En general, son capaces de producir 50% más de energía que sus pares en

tierra logrando obtener en la actualidad hasta 10 MW por generador, por lo que su principal aplicación, es la conexión a la red.

Su factor de planta es superior al de las tecnologías onshore, alcanzando entre 31 y 43%, mientras que la eficiencia de conversión es del orden del 30% mayor a sus similares en tierra. Esto gracias a la mayor homogeneidad de los flujos de viento sobre la superficie plana del océano.

Las principales barreras para la implementación de estos sistemas están asociadas a sus mayores costos de construcción y mantención y a la necesidad de construir una red de transmisión submarina para conectarse con el sistema de distribución local.

Actualmente, el desarrollo de esta tecnología apunta a la colocación de generadores eólicos en aguas cada vez más profundas, lo que aumenta la perspectiva de crecimiento de estos generadores.

En términos generales, las exigencias de equipamiento consideran las turbinas, los rotores y generadores y la estructura de soporte, la cuál debe ser especialmente robusta en relación a sus pares onshore. Los países líderes en el desarrollo de este tipo de tecnología son Reino Unido, Dinamarca, Holanda, Suecia, entre otros.



Figura 14 Aerogeneradores Offshore (18)

- **Parques Eólicos Onshore**

Las instalaciones en tierra de turbinas eólicas en las regiones montañosas tienden a estar en generalmente crestas, casi siempre tres kilómetros o más tierra adentro desde la costa más cercana. Esto se hace para aprovechar la denominada aceleración topográfica dada cuando el viento acelera sobre una cresta.

La velocidad del viento adicional obtenida de esta manera hace una diferencia significativa en la cantidad de energía que se produce. Hay que prestar mucha atención a la posición exacta de las turbinas eólicas (un proceso conocido como micro-ubicación), ya que una diferencia de 30m a veces puede significar una duplicación de la producción.

La tecnología de los aerogeneradores está apuntando a la construcción de parques eólicos a más de 2000 m.s.n.m.



Figura 15 Aerogeneradores Onshore (18)

- **Parques Eólicos Nearshore**

Las instalaciones de Turbinas Eólicas Nearshore están en tierra dentro de los tres kilómetros cercanos a una costa o, en el agua dentro de diez kilómetros de la tierra. Estas áreas son buenos sitios para la instalación de las turbinas eólicas, debido al viento producido por convección debido al calentamiento diferencial de la tierra y el mar cada día. Las velocidades del viento en estas zonas comparten la característica de ambas eólicas terrestre y la marina, en función de la dirección predominante del viento (18)



Figura 16 Aerogeneradores Nearshore (18)

Innovaciones Tecnológicas.

- **Aerogenerador Piezoeléctrico por vorticidad (Vortex)**

El proyecto Vortex está basado en la deformación producida por la vibración, inducida por el viento al entrar en resonancia, en un tubo fabricado con materiales piezoeléctricos y fibra de vidrio o fibra de carbono. Comprende un anclaje o basamento que lo fija al terreno, un equipo electrónico para el control y la regulación de sus diferentes parámetros de funcionamiento. Y un elemento encargado de captar la energía del viento, caracterizado porque el elemento encargado de captar la energía del viento es un sólido longitudinal o mástil, conformado por elementos con alto acoplamiento electromecánico o también llamados materiales piezoeléctricos, cuya sección y configuración geométrica transforma de manera deliberada el flujo de aire estacionario y laminar en un flujo de carácter turbulento en donde los remolinos o vórtices aparecen de manera sincronizada por toda la longitud del mástil.

En su diseño se integran tres principios físicos conocidos: el acoplamiento estructural a la frecuencia natural de oscilación, la generación de vórtices en fluidos y la utilización de materiales ferroeléctrico o piezoeléctricos.

El equipo, al no tener partes móviles y ser de menor peso que los aerogeneradores convencionales, se estima que tendrá costes de inversión inferiores a éstos. (19) (20)

4.3 Curvas de potencia

La curva de potencia de un aerogenerador representa la relación que existe entre la salida de potencia eléctrica neta que entrega el generador con la velocidad del viento que incide directamente sobre el rotor.

A través de la curva de potencia podemos estimar la producción anual de un aerogenerador y verificar que su comportamiento satisface las especificaciones de su diseño.

Esta curva de Potencia se obtiene con medidas realizadas en campo, donde se utiliza un anemómetro sobre un mástil cerca del rotor.

Debido a que, generalmente, no coinciden las alturas de buje de los aerogeneradores con las de la toma de datos del anemómetro, es preciso extrapolar la serie del viento con la altura realizando el cálculo del perfil vertical del viento.

- Extrapolación del Viento (21):

$$V_2 = V_1 \frac{\ln\left(\frac{H_2}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{H_1}{Z_0}\right)} \quad (1.6)$$

Donde:

V_1 =Velocidad del viento a 30m.

V_2 = Velocidad del viento a 65m.

H_1 =Altura anemómetro 30m.

H_2 =Altura corregida a 65m.

Z_0 =Coeficiente rugosidad (0,0024).

- Potencia máxima (21):

$$Potmax = \frac{1}{2} \rho V^3 A \quad (1.7)$$

Potmax=Potencia máxima en kW entregada por el aerogenerador.

ρ =Densidad del aire (0,9).

V =Velocidad del viento a 65m.

A =Área de barrido producida por el rotor.

Con estas fórmulas y los datos obtenidos en la medición del viento y de las tablas de rugosidad se pueden realizar los cálculos de la potencia máxima (ecuación 1.6), para cada velocidad del viento obtenida a través de la extrapolación indicada (ecuación 1.7). (21)

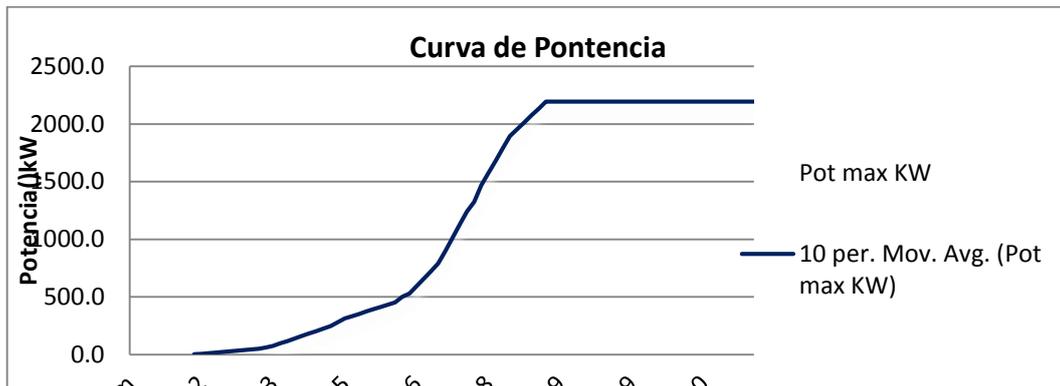


Figura 17 Curva de potencia Aerogenerador

5. Revisión de mercado de parques eólicos a nivel mundial

5.1. Empresas fabricantes de aerogeneradores más representativas

Según la BNEF las 7 principales empresas constructoras de aerogeneradores (22) son:

1. General Electric (Estados Unidos)
2. Vestas (Dinamarca)
3. Siemens (Alemania)
4. Enercon (Alemania)
5. Suzlon/ RE power (India)
6. Gamesa (España)
7. Goldwind (China)

5.1.1. GE Wind General Electric (Estados Unidos)

GE wind es una marca de GE Energy parte de General Electric. GE Wind se ha convertido en una de las empresas líderes en la fabricación y venta de aerogeneradores para parques eólicos alrededor del mundo. Esta empresa apunta a la evolución de sus aerogeneradores con características sobresalientes en rendimiento, disponibilidad y fiabilidad. (23)

GE Wind ofrece aerogeneradores para parque offshore y onshore. Las turbinas para parques Offshore son:

Wind Turbine 4.1-113

Estas turbinas están diseñadas específicamente para parques offshore, estas máquinas incluyen direct-drive, redundancia en el generador y convertidor, y reparación in situ. Su diseño incluye una góndola amplia y acceso mediante un concentrador. Su capacidad

nominal es 4,1MW funciona con 3,5 m/s hasta 25 m/s es considerado según la IEC en la categoría 1B. El diámetro del rotor es de 113 m.

Los aerogeneradores integran una mejor refrigeración, palas de carbono y avanzada tecnología de control de cargas patentado de GE. (23)

La gama de turbinas para parques onshore son:

Modelo	Potencia Nominal	Diámetro del rotor	Clase IEC
1,5-77	1,5 MW	77 m	I B
1,6-82,5	1,6 MW	82,5 m	II B
1,6-100 y 1,7-100	1,6 y 1,7 MW	100 m	S B
1,85-82,5	1,82 MW	82,5 m	
1,85-87	1,85 MW	87 m	II B
2,5-100	2,5 MW	100 m	Configuración para condiciones extremas de clima frío.
2,85-100	2,85 MW	120 m	S B
2,85-103	2,85 MW	100 m	S B

Tabla 5 Aerogeneradores General Electric

5.1.2. Vestas (Dinamarca)

Vestas Wind Systems es una empresa danesa dedicada a la fabricación, venta, instalación y mantenimiento de aerogeneradores. Vestas se constituye como una de las más grandes empresas con aerogeneradores instalados en más de 70 países. Su visión es “Llevar al viento a la altura del petróleo y gas”. (24)

Aerogeneradores

Las palas son modernas y están diseñadas específicamente para turbinas de viento en vez de procedentes de alas de avión tal como se utiliza tradicionalmente en la industria. Su construcción de fibra de carbono hace que las palas sean más delgadas, más ligeras y más rígidas. Esto hace que sean más fáciles de transportar al sitio y reduce las cargas en las turbinas haciéndolas más eficientes.

La turbina también requiere una base más pequeña reduciendo los costes de cimientos. Los aerogeneradores cuentan con pitch regulado con velocidad variable además cuenta con gearbox con dos partes una planetaria y una helicoidal. (24)

- Onshore

Modelo	Potencia Nominal	Diámetro del rotor	Clase IEC
V80	2,0 MW	80 m	IA
V90	1,8 MW y 2,0 MW	90 m	IIB y III A
V100	1,8 y 2,0 MW y 2,6MW	100 m	IIB y IIIA
V110	2,0 MW	110 m	III A
V112	3,3 MW	112 m	IB y IIA
V117	3,3 MW	117 m	II B
V126	3,3 MW	126 m	III A
V90	3,0 MW	90 m	IA

Tabla 6 Aerogeneradores Onshore Vestas

- Offshore

Modelo	Potencia Nominal	Diámetro del rotor	Clase IEC
V90	3,0 MW	90 m	IA y IIA
V112	3,3 MW	112 m	I B
V164	8,0 MW	164 m	IA y IIB

Tabla 7 Aerogeneradores Offshore Vestas

5.1.3. Siemens (Alemania)

Desde 1980 Siemens se ha concentrado en fabricar aerogeneradores competitivos en el mercado. Es en una de las tres empresas con mayor venta, fabricación e instalación de turbinas eólicas en el mundo.

Los aerogeneradores siemens cuentan con un sistema Siemens Rotor Sync como característica del controlador SPC (Siemens Park Controller). El controlador es capaz de controlar el voltaje, la potencia, la velocidad y el ángulo de posición del rotor en base a los datos obtenidos por el SPC con respecto a las mismas variables.

Las palas de los aerogeneradores usan tecnología IntegralBlades®, para fabricación de piezas en procesos cerrados, la pala se construye en un molde donde se le inyecta la resina epoxi. Esta resina se endurece a altas temperaturas dando como resultado una pala completa sin fisuras e integrada. El control de los aerogeneradores (TLC Turbine Load Control) se realiza en tiempo real de operación. (25)

Siemens cuenta con los siguientes aerogeneradores

Modelo	Potencia Nominal	Diámetro del rotor	Clase IEC
SWT-2-3-82 vs	2300 KW	82,4 m	I A
SWT-2-3-93	2300 KW	93 m	II A
SWT-2-3-101	2300 KW	101 m	II B
SWT-2-3-108	2300 KW	108 m	II B
SWT-2-3-113	2300 KW	113 m	II B y III A
SWT-2-3-101	3000KW	101 m	I A
SWT-2-3-107	3600 KW	107 m	I A
SWT-2-3-120	3600 KW	120 m	I A
SWT-6-0	6000 KW	154 m	I A

Tabla 8 Aerogeneradores Siemens

5.1.4. ENERCON (Alemania)

Empresa alemana de construcción de aerogeneradores con sede en Aurich, tiene localizadas plantas de producción en Emden, Haren, Magdeburg y plantas de producción internacionales en Suecia, Brasil, Turquía, Portugal, Canadá, Austria y Francia. Enercon considera importante ofrecer aerogeneradores sobresalientes en seguridad laboral, protección del medio ambiente y calidad.

Los primeros aerogeneradores contaban con gearbox como elemento de control. A partir de 1992 cambia el diseño de los aerogeneradores y se da paso a un sistema motriz formado por pocos elementos rotatorios los cuales permiten obtener energía sin apenas rozamientos, El rotor se instala sobre un eje fijo llamado eje principal (26). El sistema de acoplamiento sin gearbox, se compone de dos rodamientos que giran con gran suavidad. Las palas de los aerogeneradores han sido modificadas geométricamente para sacar partido de la parte interna de las mismas lo cual aumenta la producción energética. Además es menos susceptible a las turbulencias y ofrece un flujo uniforme a lo largo del perfil. Otra modificación es la punta de la pala. Ésta se ha diseñado para reducir las emisiones acústicas y las altas o bajas presiones que afectaban a la superficie del rotor. (27)

Las palas tienen acabados con un sistema de protección a base de Gelcoat, barniz tapaporos protecciones para bordes y laca protectora. (27)

Los aerogeneradores ENERCON tienen un generador en anillo que apenas se somete a desgastes mecánicos, es multipolar, síncrono y sin conexión directa a la red. La tensión y frecuencia de salida se modifican con la velocidad del rotor y se vierten a la red a través de un circuito de corriente continua y convertidores. Con ello se posibilita la velocidad variable. (27)

Su gama de aerogeneradores son:

Modelo	Potencia Nominal	Diámetro del rotor	Clase IEC
E44	900 KW	44 m	I A
E48	800 KW	48 m	II A
E53	800 KW	52.9 m	S
E70	2300 KW	71 m	I A y II A
E82 E 2	2000 KW	82 m	II A
E82 E 2	2300 KW	82 m	II A

E82 E 3	3000 KW	82m	II A
E82 E 4	3000 KW	82 m	I A
E101	3000 KW	101 m	II A
E115	2500 KW	115 m	S
E126	7580 KW	127 m	I A

Tabla 9 Aerogeneradores de Enercon

5.1.5. Suzlon/ RE power (India)

Suzlon es una empresa concebida en el año de 1995. Opera en 33 países y se ha posicionado como el líder del mercado en India. Combinándose con REpower está entre los cinco primeros fabricantes de aerogeneradores del mundo. Los aerogeneradores de Suzlon/REpower son diseñados para soportar vientos fuertes o débiles y para terrenos montañosos o planos. La tecnología de punta utilizada en cada diseño proporciona alta calidad y rendimiento evitando tiempos de inactividad en cada turbina eólica. La confiabilidad de cada turbina esta entre 95 y 97 por ciento. Estas turbinas cuentan con una caja de engranes planetarios y un generador asincrónico de doble alimentación. (28)

Aerogeneradores Suzlon/REpower

Las turbinas de generación eólica de REpower son diseñadas para tener un rendimiento óptimo en cualquier ubicación. Las soluciones desarrolladas, por Suzlon, para condiciones extremas de funcionamiento, reduce al mínimo las perturbaciones acústicas y ópticas.

La gama de aerogeneradores de esta empresa es:

Modelo	Potencia Nominal	Diámetro del rotor	Clase IEC
MM92Onshore	2050 KW	92,5 m	IB, IIA y IIIA
MM82 Onshore	2050 KW	82 m	I A
3,4M104 Onshore	3400 KW	104 m	IB yIIA
3,2M114 Onshore	3200 KW	114 m	III A
3,0M122 Onshore	3000 KW	122 m	III A
MM100Onshore	1800 KW	100 m	II A
5M	5075 KW	126 m	Offshore IB y S

			Onshore IB y IIA
6M	6150 KW	126 m	Offshore IB y S Onshore IB y IIA

Tabla 10 Aerogeneradores Suzlon/ RE power

5.1.6. Gamesa (España)

Gamesa es uno de los principales fabricantes de aerogeneradores del mundo, líder en España en la fabricación, venta e instalación de turbinas eólicas.

Tiene 19 años de experiencia e instalados sus aerogeneradores en 42 países.

Los aerogeneradores de Gamesa se caracterizan por:

- Usan tecnología de paso variable
- Un tren de potencia con eje principal apoyado en dos rodamientos, multiplicadora de tres etapas y un generador asíncrono doblemente alimentado
- El uso de un bastidor monopieza que posibilita un comportamiento mecánico estable
- Un sistema de giro reforzado, Gamesa active yaw
- Una tecnología de diseño de pala, que permite capturar el máximo de energía y que incorpora los últimos avances en su proceso de fabricación, como la utilización de la fibra de carbono en sus modelos más avanzados (29)

Los aerogeneradores de Gamesa además cuentan con:

- La regulación de energía reactiva y activa, con lo que se contribuye a la estabilidad de la red, manteniendo estables los valores de tensión y frecuencia del sistema
- Un sistema de control de ruido, Gamesa NRS®, que permite el cumplimiento de las normativas legales de ruido asegurando la máxima producción
- Un sistema de control de sombras
- Un sistema de control de estelas que minimiza el efecto negativo de las estelas en los parques eólicos (29)

La gama de los aerogeneradores de Gamesa son:

Modelo	Potencia Nominal	Clase IEC
G128-4.5	4.5 MW	II A
G80	2.0 MW	I A
G87	2.0 MW	I A y II A

G90	2.0 MW	I A y II A y III A
G97	2.0 MW	II A y III A
G114	2.0 MW	III A (en desarrollo)
G114	2.5 MW	II A (en desarrollo)
G52-850	850 KW	I A
G58-850	850 KW	II A y III B

Tabla 11 Aerogeneradores de Gamesa

5.1.7. Goldwind(China)

Goldwind es una empresa multifacética que fue fundada en 1998 y estacionada en Beijing, China. Es la empresa de manufactura en tecnología eólica más grande de China. El objetivo de Goldwind es convertirse en la empresa más grande de tecnología eólica del mundo en mediano plazo. Esta empresa brinda servicios de operación y manejo de parques eólicos además de todo el proceso de fabricación e instalación de aerogeneradores. Al momento Goldwind ha instalado más de 12000 aerogeneradores a nivel mundial y tiene en su registro una carga instalada que excede los 15 Gigawatts, lo cual es equivalente a un ahorro de 12 millones de toneladas de carbón al año.

Los aerogeneradores se caracterizan por el generador eléctrico. Todos los generadores de Goldwind tienen un generador de imán permanente y direct drive (PMDD), lo cual ha convertido a Goldwind en el constructor de este tipo de generadores más grande del mundo. (30)

Aerogeneradores de Goldwind

Potencia	Generador	Estado	Diámetro	Clase IEC
2.5MW	Permanent Magnet Direct Drive(PMDD)	En mercado	100	III A
2.5MW	Permanent Magnet Direct Drive(PMDD)	En mercado	109	II A / III A
2.5MW	Permanent Magnet Direct Drive(PMDD)	En mercado	121	III

1.5MW	Permanent Magnet Direct Drive(PMDD)	En mercado	70	I A
1.5MW	Permanent Magnet Direct Drive(PMDD)	En mercado	77	II A
1.5MW	Permanent Magnet Direct Drive(PMDD)	En mercado	82	III A
1.5MW	Permanent Magnet Direct Drive(PMDD)	En mercado	87	III B
3MW	TransmissionPermanentMagnet	En desarrollo	-	-
5MW	TransmissionPermanentMagnet	En desarrollo	-	-

Tabla 12 Aerogeneradores Goldwind

5.2. Distribución de fabricantes y constructores de parques eólicos a nivel mundial

5.2.1. Europa

Europa a partir de los años 90 ha experimentado un gran desarrollo en el mercado eólico, ha mejorado y perfeccionado sus técnicas desde la elección del mejor emplazamiento hasta el desarrollo y operación de nuevos parques eólicos; existen varias empresas distribuidas en distintos países del continente dedicadas a actividades como: fabricación de aerogeneradores de baja, media y alta potencia, góndolas, aspas, torres, rotores además de empresas dedicadas a servicios eólicos como equipamiento, construcción, operación, desarrollo de logística, etc.

Según la base de datos THE WIND POWER, las empresas dedicadas a la fabricación de aerogeneradores de media y alta potencia están mayoritariamente localizadas en países como Alemania con un 55%, Reino Unido con 25%, Noruega 10 % y países Bajos con 10%. (Figura 18).

Entre las empresas más importantes y con mayor reconocimiento a nivel mundial se destacan Enercon, Iberdrola, Gamesa, Goldwind Wind Energy.

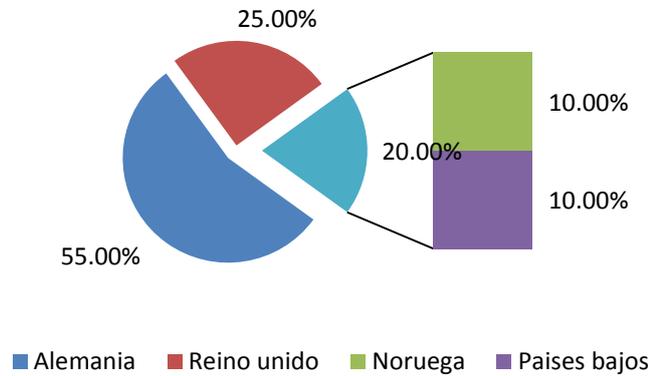


Figura 18

0

Sin embargo, las empresas fabricantes de aerogeneradores de baja potencia se encuentran mayoritariamente distribuidos entre Reino Unido con el 85,71% de empresas y Alemania con el 14,29%. (Figura 19)

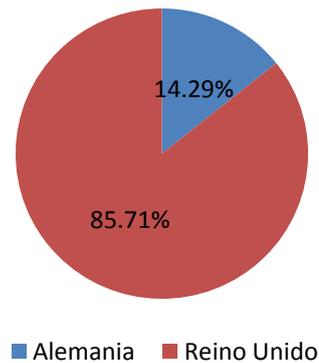


Figura 19

Las empresas dedicadas a la fabricación de partes de aerogeneradores tales como góndolas, aspas, torres y rotores están mayoritariamente distribuidas en Alemania el 39,13% y en Dinamarca el 25,26%.(Figura 20)

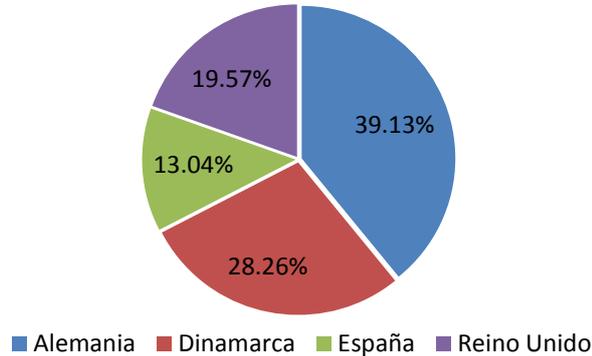


Figura 20

Las empresas dedicadas a la construcción, desarrollo, mantenimiento y operación de parques eólicos toda Europa, se distribuyen de la siguiente manera: el 44 % se encuentra en Reino Unido, el 31% en Alemania, el 7% en España, el 5,63% en Francia y Noruega, el 4.23% Bélgica, y el 2,82% en Turquía. Las empresas dedicadas a brindar dichos servicios son en total 93.

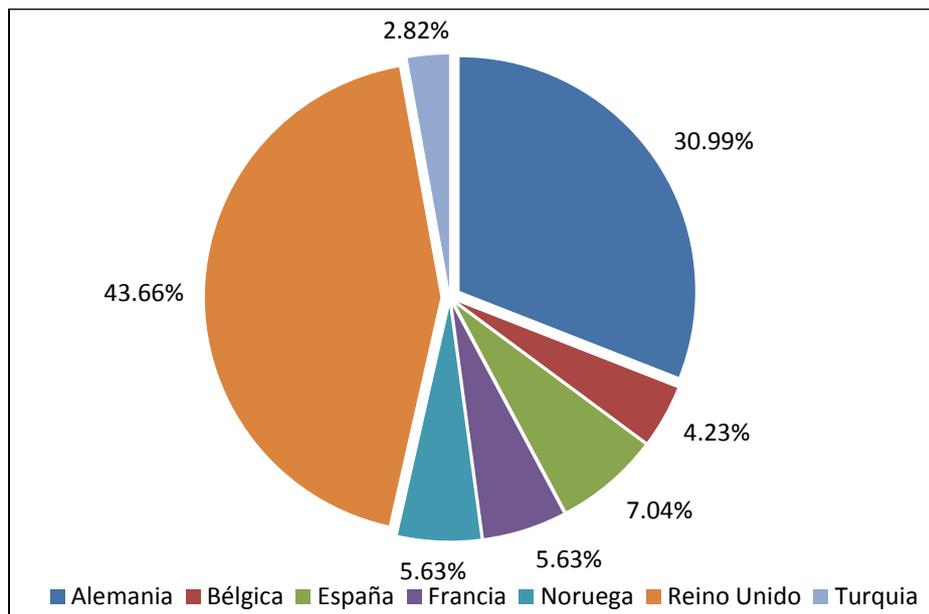


Figura 21 Empresas que brindan servicios en Europa

En conclusión, la energía eólica en los últimos años ha sido una de las soluciones a la necesidad de dejar atrás la dependencia de los combustibles fósiles, con más aceptación a nivel mundial. Se está apoyando por parte de la Unión Europea y por Estados Unidos la masiva utilización de esta energía como elemento clave para satisfacer la demanda energética creciente.

5.2.2. Asia

El continente asiático en los últimos años ha crecido en varios aspectos. El avance tecnológico que ha experimentado este continente ha permitido que muchos países asiáticos encaminen la tecnología a la generación de energía mediante fuentes renovables como la eólica.

En china se encuentran grandes empresas de fabricantes de aerogeneradores entre ellas:

FABRICANTES DE AEROGENERADORES	País
Compañía de Maquinaria Eléctrica de Xiangtan	China
Sinovel	China
Goldwind	China
Dongfang	China
XEMC New Energy Ltd.	China

Tabla 13

Según la tabulación de datos se puede ver que el 54% de fabricantes de aerogeneradores se encuentran en China, el 23 % en India, sigue Corea del Sur con el 11%, Singapur 3%, Japón 3 % y Taiwán con el 6%. El total de fabricantes en todo el continente es 39 empresas (Figura 22).

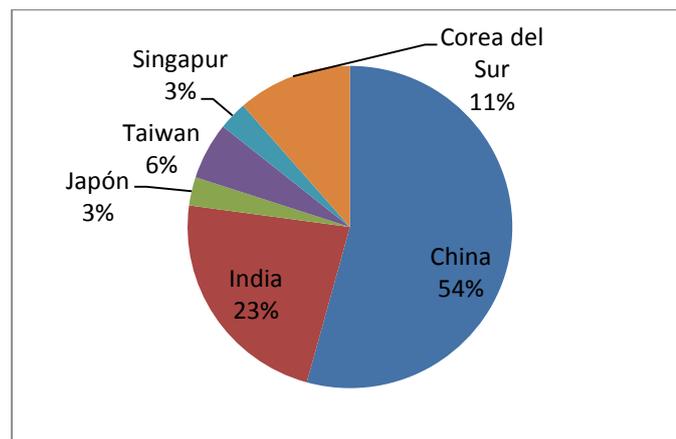


Figura 22

Existen 6 fabricantes de pequeños aerogeneradores el 67% de estos está en China el 16% en Taiwán y el 17% en India (Figura 23).

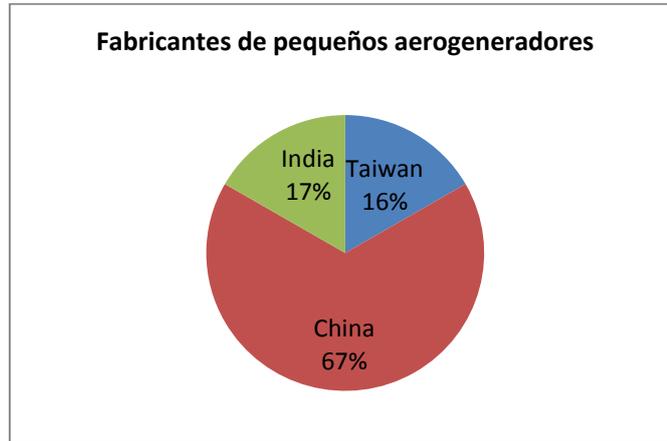


Figura 23

Las empresas dedicadas a brindar servicios eólicos como equipamiento, construcción desarrollo logística, entre otros, están ubicadas en varios países del continente asiático. La mayor concentración se encuentra en china con el 43% de empresas de servicios, el 19 % se encuentra en India, el 11% en Corea del Sur, el 9% en Singapur, 9% en Japón, 5% en Taiwán, 2% Hong Kong y el 2% en Malasia.

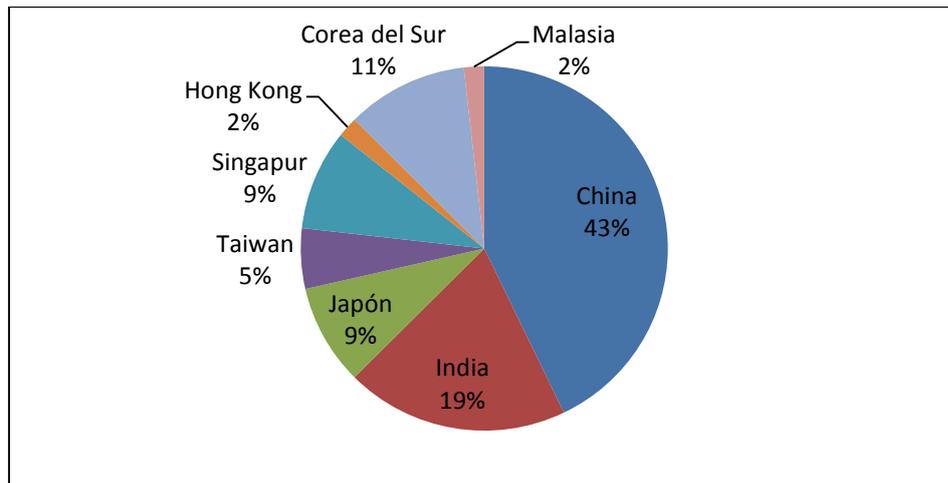


Figura 24 Empresas que brindan servicios en Asia

5.2.3. América

En América se ve un gran crecimiento de empresas que se dedican a aprovechar el recurso eólico. Según la base de datos THE WIND POWER existen empresas dedicadas a la fabricación de aerogeneradores de baja y alta potencia.

El 50% de fabricantes de aerogeneradores de alta potencia se encuentran en Estados Unidos. Una de las más importantes es General Electric líder mundial en fabricantes, mientras que en América Latina; Brasil y Argentina forman el otro 50% de fabricantes de

aerogeneradores, con empresas como IMPSA que tiene gran reconocimiento mundial y Wobben Power en Brasil. Hay que recalcar que también existen marcas reconocidas que tienen fábricas en países de América (Figura 25) (Tabla 14).

Estas empresas son:



Figura 25

Nombre de los Fabricantes	País de origen
Acciona	España
Enercon	Alemania
Leitwind	Italia
Mitsubishi Power system	Japón
Goldwind	China
RePower	Alemania
Siemens	Alemania
Suzlon	India
Vestas	Dinamarca
Iberdrola	España
Nordex	Alemania

Tabla 14

Uno de los campos con gran avance es la fabricación de aerogeneradores de mediana y baja potencia.

Nuevamente Estados Unidos predomina junto a Argentina con el 38% respectivamente. El total de empresas entre estos dos países es 28 fabricantes. Canadá con el 21% tiene 8 fabricantes de aerogeneradores y Brasil con el 3% a penas con una. Las empresas tomadas en cuenta fueron las más importantes de cada país. (Figura 26)



Figura 26

Las empresas dedicadas a la construcción de partes de aerogeneradores tales como góndolas, aspas, torres y rotores están el 87% en Estados Unidos y el 13% en Canadá (Figura 27)



Figura 27

La construcción, desarrollo, mantenimiento y puesta en marcha de los parques eólicos son la principal actividad de 113 empresas en América. De estas el 64 % se encuentra en Estados Unidos, el 25 % en Canadá, el 3% en Chile, el 2% en Brasil, 2% en México, 2% en Costa Rica y 2% en Argentina.

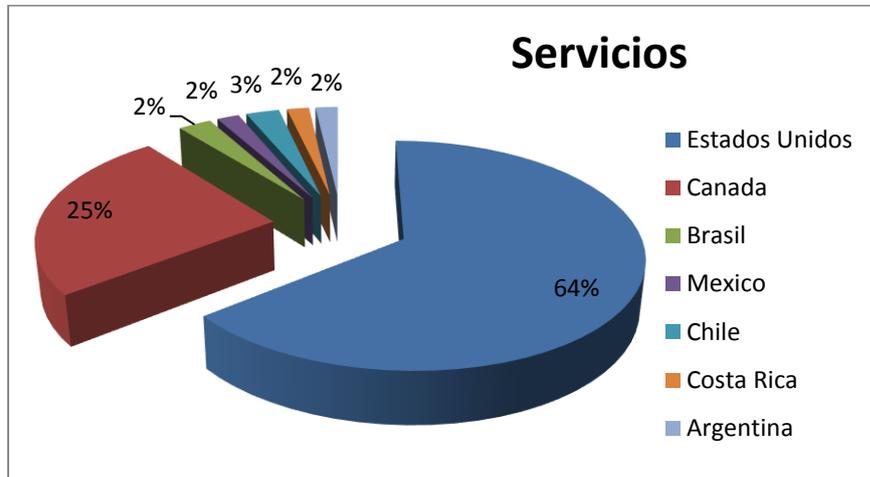


Figura 28 Empresas que brindan servicios en America

Certificaciones

Las empresas con certificaciones en América están el 88% en Estados Unidos y el 2 % en Canadá. De todas empresas consideradas, NRL National Renewable Energy Laboratory, USA forma parte de los miembros de la red MEASNET (Measurement Network of Wind Energy Institutes).

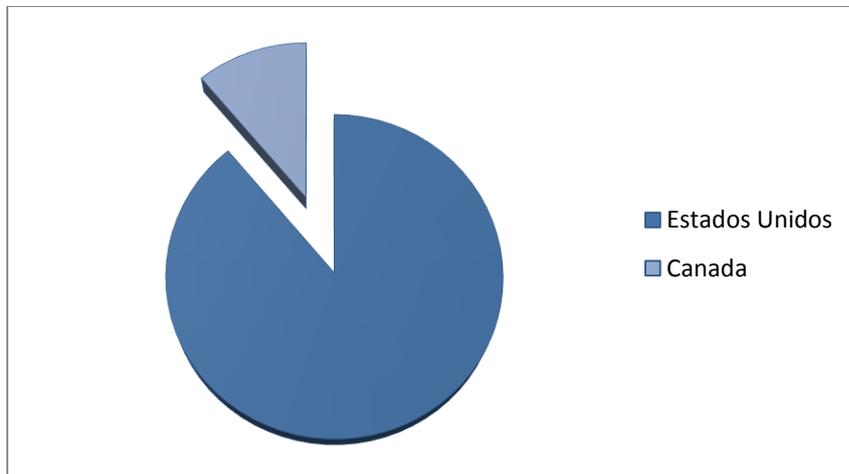


Figura 29 Países con certificaciones

5.2.4. Oceanía

Oceanía ha sido foco de varios fabricantes de aerogeneradores de gran renombre mundial tales como Goldwind Repower o Suzlon. Los registros de empresas muestran los siguientes resultados

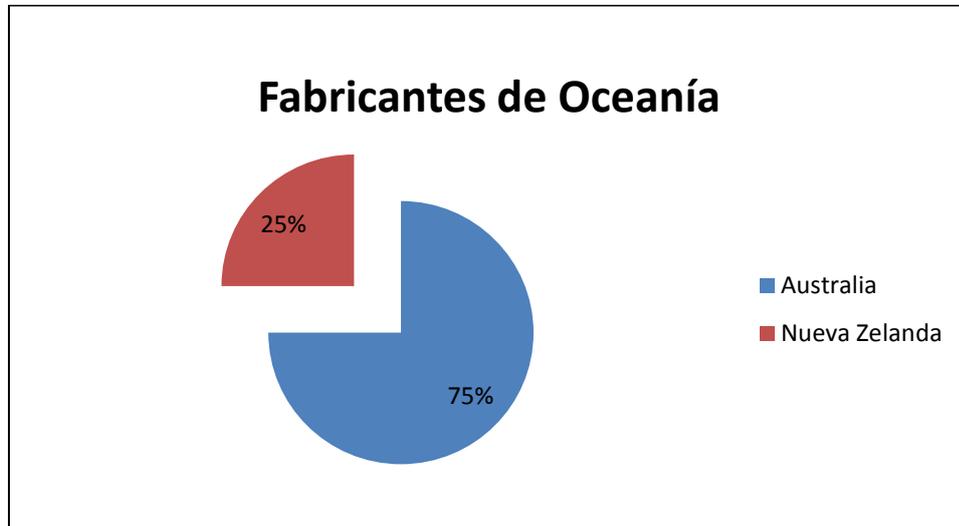


Figura 30

Según el gráfico el 75% de los fabricantes de aerogeneradores se encuentra en Australia y el 25% en Nueva Zelanda (Figura 30).

Las empresas que brindan servicios de mantenimiento, construcción, desarrollo entre otros, se encuentran concentradas el 82 % en Australia y el 18 % en Nueva Zelanda.

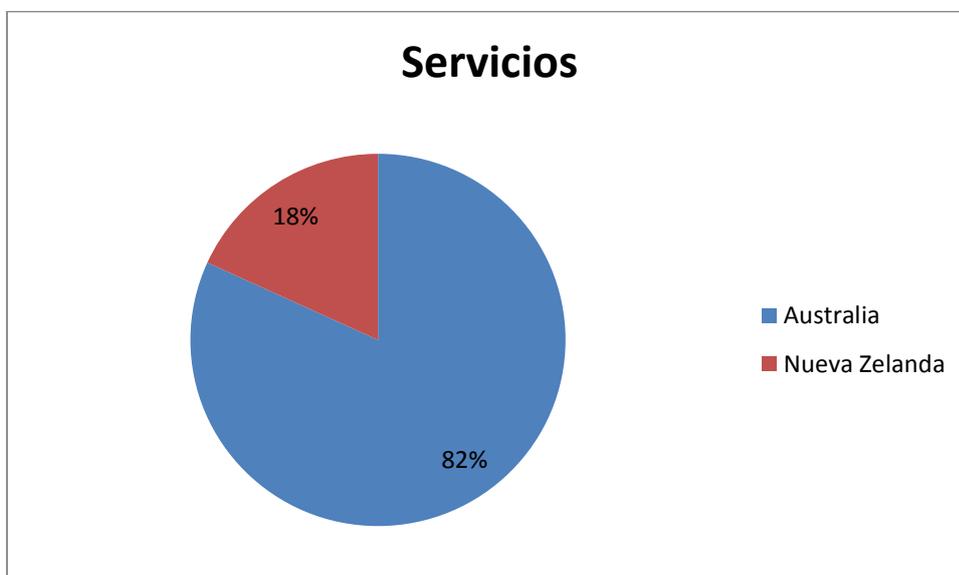


Figura 31 Empresas que brindan servicios en Oceanía

6. Condiciones extremas en parques eólicos

6.1. Potencial de energía eólica en grandes alturas

Una de las principales características del viento como variable meteorológica es su variabilidad tanto espacial como temporal, lo que significa que puede variar de un punto a otro, especialmente si el terreno es complejo. La energía eólica se basa en el aprovechamiento de la energía cinética (E_c) de las masas de aire, la cual viene dada por la siguiente expresión:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (1.8)$$

Siendo "v" la velocidad (en m/s) y "m" la masa del aire (en kg.)

Dado que la potencia (P) es la energía (E) por unidad de tiempo (t), la expresión de la misma es:

$$P = \frac{E}{t} = \frac{1}{2}m \frac{v^2}{t} \quad (1.9)$$

Se incorporan a la ecuación la densidad del aire, a través de la expresión de la masa de una cantidad de aire (m):

$$m = \rho * V \quad (1.10)$$

Donde "ρ" es la densidad del aire (en kg/m³) y "V" el volumen del cilindro.

Además el Volumen del cilindro es:

$$V = A * L \quad (1.11)$$

Donde "A" es la superficie barrida (en m²) y "L" la longitud del cilindro (en m).

Como la longitud lineal que recorre el viento (L) es:

$$L = v * t \quad (1.12)$$

Donde "v" es la velocidad del viento (m/s) y t el tiempo (en s).

Utilizando (1.10), (1.11) y (1.12) y sustituyendo en (1.9). Obtenemos la expresión de la potencia (P)

$$P = \frac{1}{2}\rho A v^3 \quad (1.13)$$

Por tanto, la potencia disponible en el viento con densidad " ρ " depende del cubo de la velocidad y de la superficie de área " A " perpendicular al flujo de viento, siendo " A " el área del rotor de los aerogeneradores. En la ecuación podemos ver y comprobar que la potencia es directamente proporcional a la densidad y la misma es proporcional a la altura (a mayor altura menor densidad).

Como se ha justificado la potencia del viento es directamente proporcional al cubo de la velocidad, ésta última se incrementa ligeramente con la altura; por tanto, si nos situamos en zonas altas, por mínimo que sea el incremento de velocidad obtendremos una potencia mayor, lo que hace interesante estudiar los emplazamientos que se encuentren en grandes alturas.

Si se hace un sondeo de los países que se encuentran situados a alturas extremas tenemos que el 49,58% está a altitudes mayores a 2.000 msnm, el 9,24% entre 2.000 y 1.500 msnm y el 40,75% a alturas inferiores 1.500 msnm; llegando a la conclusión de que existe una ligera mayoría de emplazamientos en altitudes superiores a 2.000 msnm, un ejemplo de estos es China, que como se muestra en la figura No. 31, posee un gran número de emplazamientos que se encuentran incluso en alturas superiores a 2.000 msnm.

Los principales inconvenientes de la implementación de parques eólicos en estas condiciones son: la distancia que existe desde su generación hasta su conexión al anillo de la red eléctrica en cada país, y la accesibilidad a las áreas donde se encuentran los mejores emplazamientos eólicos.

A pesar de todos los inconvenientes mencionados existen parques eólicos instalados en áreas montañosas en países como Austria, Francia, Italia, Eslovenia y Suecia, entre otros.
(31)

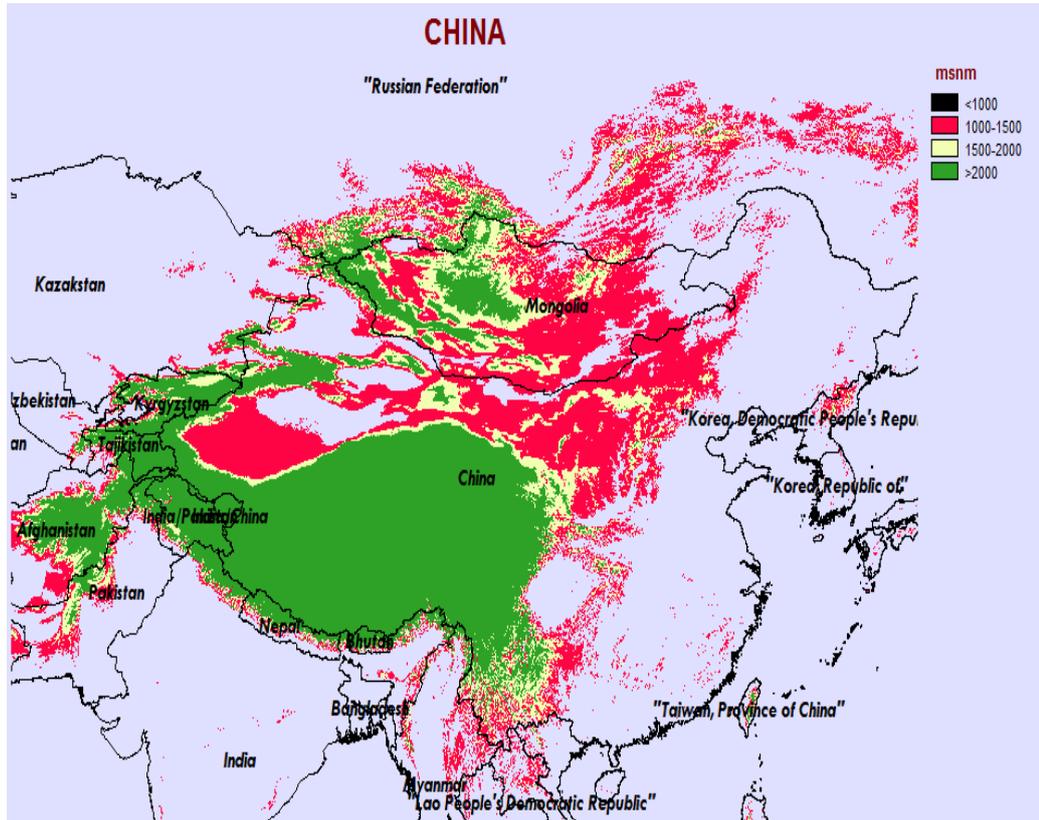


Figura 32 China.

A continuación mencionaremos algunos de los parques eólicos que están instalados en estas condiciones adversas.

1. Argentina: El generador eólico Veladero, ubicado a 4.100 msnm en San Juan, se caracteriza por la altitud extrema en la que se encuentra instalado y por las condiciones atmosféricas severas, incluyendo frío extremo, fuertes nevazones e intensos vientos (32). La tecnología usada debido a su carácter experimental es el prototipo modelo D8.2, provisto por la firma británica SeaWind y fabricado por la alemana DeWind, con capacidad para producir hasta 2 MW (33).
2. Suiza: El parque eólico Gütsch se encuentra localizado a 2.300 msnm, se destaca por encontrarse en un terreno bastante complejo, las direcciones de viento que prevalecen son de norte a sur (34). Su potencia total instalada es de aproximadamente 3 MW, con una producción anual estimada de 8 GW.h. Posee cuatro turbinas de las cuales 3 son de 900 kW cada una, con un diámetro de rotor de 44 m y una es de 600 kW, con un diámetro de rotor de 40 m (35). El operador del parque es Elektrizitätswerk Useren (36).

3. Armenia: El parque eólico Lori se encuentra localizado a 2.028 msnm, en la provincia de Lori. Se caracteriza por sus condiciones climáticas extremas y por ser el proyecto piloto del país financiado por la república islámica de Iran, este fue desarrollado por "ArmNEDWind", posee 4 turbinas Vestas de 660 kW con un diámetro de rotor de 47m, una potencia nominal de 2.6MW (37), y una producción anual de 6 GW.h
4. Austria: El parque eólico "TauernwindOberzeiring" está situado a 1.900 msnm. en el municipio de Oberzeiring (38), fue desarrollado por "EWS (Efficient Wind Power Solutions) Consulting Corp.", consta de dos partes: la primera cuenta con 11 turbinas Vestas de 1750 kW, un diámetro de rotor de 66 m (V66/1750) y una potencia nominal total de 19,250 kW, mientras que la segunda únicamente posee 2 turbinas Vestas V66/1750 con una potencia nominal de 3.500 kW. El operador y dueño de este parque es Windenergy AG (39).
5. China: El parque eólico Naqu es un proyecto en construcción, se encuentra a 4400 msnm en la zona de Naqu en el Tíbet la potencia es de 49,5 MW. El parque contará con 33 aeroturbinas de 1,5 MW cada una.

El fabricante de las turbinas es Guodian United Power. Se utilizarán las turbinas Guodian UP 96 de 1,5 MW que tienen un rotor con diámetro de 96 m (40). La constructora del parque es Longyuan y se prevé que el parque entre en funcionamiento completo en 2015.

Cabe mencionar que se han debido tomar en cuenta, las normas IEC 61400, tanto para el diseño de estos parques eólicos como para la determinación del tipo de aerogenerador. Estas normas fijan que se debe conocer las características del viento del lugar donde se emplazarán las turbinas eólicas; el objetivo es poder calcular las cargas que actuarán sobre los distintos componentes de dichas máquinas y poder verificar que no excedan los límites establecidos evitando daños estructurales o deformaciones irreversibles.

Finalmente aunque la norma IEC 61400 menciona situaciones extremas de una manera bastante rápida, no introduce una metodología para el diseño de los parques eólicos que se encuentran trabajando en condiciones extremas, convirtiéndose en una de las problemáticas más importantes para el total aprovechamiento de estos emplazamientos; sin embargo cabe destacar que existen varios centros de investigación en algunos países que se están dedicando al desarrollo de nuevas tecnologías, para el aumento de una viabilidad tanto técnica como económica en zonas de gran altura y fuertes vientos.

6.2. Bajas Temperaturas



Figura 33 Nevadas (41)

Existen numerosas zonas de climas fríos que poseen un gran potencial eólico, esta gran potencia se debe a que la energía disponible es aproximadamente 10% más alta que en otras regiones, porque conforme disminuye la temperatura ambiente incrementa la densidad del aire (42).

Estas zonas enfrentan continuamente situaciones adversas debido a su ubicación geográfica, bajas temperaturas, grandes formaciones de hielo, entre otras; lo que complica el desarrollo e implementación de nuevos proyectos eólicos.

Si se hace una revisión de la evolución de la construcción de parques eólicos en condiciones estándar, con respecto a la de los parques construidos en condiciones extremas, se llega a la conclusión de que su desarrollo ha sido lento, ya que desde el 2001 hasta los últimos años, la capacidad instalada en los lugares de clima frío ha aumentado a 10 GW, mientras que en este mismo período la capacidad eólica total instalada en todo el mundo ha pasado de 24 GW a 239 GW. Las principales causas de éste desarrollo lento podrían ser que:

- a. Los fabricantes de turbinas han preferido proyectos eólicos que trabajen en condiciones normales de viento y altura, en lugar de los que están en sitios de clima frío que requieren de una tecnología más avanzada.
- b. La falta de información sobre las condiciones climáticas exactas a las que los parques eólicos trabajarían durante su funcionamiento en sitios de climas fríos.
- c. La falta de desarrollo de normativas específicas para parques eólicos que trabajen en condiciones climáticas extremas (climas fríos, nevadas). (43).

A continuación se detallan los principales efectos de la formación de hielo en las turbinas y las posibles formas de mitigación

Tecnologías de turbinas para condiciones polares.

Los aerogeneradores de los parques eólicos instalados en sitios con grandes cualidades de viento se enfrentan continuamente a posibles condiciones de congelamiento y formación de hielo, lo que afecta directamente al funcionamiento de los mismos.

A continuación se detallan tanto los principales problemas a los que se enfrentan los aerogeneradores que trabajan en estos lugares como una serie de soluciones que han sido usadas para reducir el impacto de las bajas temperaturas y el congelamiento en el diseño de las turbinas eólicas.

Principales problemas relacionados con los climas polares y formaciones de hielo:

- Errores de Medida: Durante la fase de evaluación las veletas, los anemómetros y los sensores de temperatura pueden ser afectados por el hielo. En condiciones de congelamiento los errores de medida de la velocidad de viento puede ser de aproximadamente un error máximo del 40% para un anemómetro libre de hielo y un 60% para un anemómetro estándar (44).
- Pérdidas de Potencia: La formación de hielo en las aspas del aerogenerador produce un cambio en la forma y en la rugosidad de las mismas, esto afecta directamente a sus características aerodinámicas, provocando pérdidas de potencia que pueden variar desde un 0,005 hasta un 50% de la producción anual dependiendo de la intensidad y la formación de hielo (44).
- Fallos Mecánicos: la formación de hielo incrementa la carga de las palas y la carga de la estructura de la torre, lo que provoca vibraciones de gran amplitud, resonancias y desequilibrios entre las masas de las aspas del aerogenerador; las bajas temperaturas causan efectos negativos tanto en la viscosidad del aceite como en las propiedades mecánicas de los diferentes componentes de las turbinas. Entre los problemas más comunes están: posibles sobrecalentamientos y fallas por fatiga.
- Fallos eléctricos: Se producen por infiltraciones de nieve en la góndola.
- Riesgos para la seguridad de las personas que transiten alrededor del parque eólico: estos accidentes ocurren cuando el hielo acumulado en las palas del aerogenerador se desprende y es lanzado alrededor del mismo.

Soluciones que han sido usadas para reducir el impacto de las bajas temperaturas y el congelamiento en el diseño y funcionamiento de la turbina eólica

Para que las turbinas eólicas en climas polares tengan un buen funcionamiento se realizan una serie de procedimientos tanto para medir el viento como para detectar la formación de hielo (43) a continuación se detallan las más comunes:

- *Medición de velocidad, dirección de viento*

En la tecnología de la energía eólica los sensores son claves para las mediciones de velocidad y dirección del viento. Para las mediciones de viento se utilizan anemómetros de cazoletas y anemómetros ultrasónicos, estos últimos tienen la ventaja de que mide al mismo tiempo la velocidad y la dirección del viento.

- *Medición de la formación de hielo*

Requerimientos básicos para la detección de la formación de hielo en turbinas eólicas mediante sensores:

- a. Los sensores deben ser situados en la punta de las aspas.
- b. Los sensores deben tener alta sensibilidad para detectar pequeñas formaciones de hielo
- c. Los sensores deben ser robustos para poder detectar acumulaciones de hielo a lo largo de toda la pala.

Para la detección de formaciones de hielo se suele usar:

- Una combinación de anemómetros térmicos y no térmicos o un anemómetro en la góndola que combine la temperatura ambiente con los datos de rendimiento de la turbina eólica.
La norma ISO-12494 (45) propone medir la masa de hielo usando un colector; éste consiste en un cilindro de 30mm de diámetro, con mínimo 0.5 m de largo, que gira lentamente alrededor de un eje vertical, por lo general los “Ice-monitor” se usan como una referencia cuando se están comparando las simulaciones de formación de hielo con datos medidos (46).
- Un conjunto formado por un anemómetro térmico, un anemómetro no térmico y una veleta: en esta opción se asume que es un evento de formación de hielo cuando la diferencia entre la medida de la velocidad del viento del anemómetro térmico y la medida de velocidad del viento del anemómetro no térmico excede el $\pm 5\%$ de la velocidad de viento.
- Tres anemómetros: un térmico permanentemente, uno no térmico y otro térmico, éste último continuamente está comprobando que exista una diferencia del 15% entre la velocidad del anemómetro térmico y el no térmicos.

Algunos autores proponen además del uso de una veleta no térmica, en el que se asume que un evento de formación de hielo ocurrirá cuando la veleta no térmica tiene una desviación estándar cero.

- Modelos físicos de meso-escala (MM5, MC2, y otros); son usados en la predicción climática regional o en la predicción de eventos próximos de formaciones de hielo. Muchos sofisticados modelos estadísticos ó empíricos consideran parámetros adicionales, como la temperatura, la dirección del viento, la velocidad del viento, la altura de las nubes, el perfil de humedad, precipitación, la topografía regional y local, el tamaño y forma del objeto, la radicación solar, etc.

- Mediciones de acumulación de hielo

La estimación de la formación y acumulación de hielo en superficies sólidas puede ser realizada usando modelados numéricos o efectuando medidas directas y/o medidas indirectas.

- Los métodos directos se basan en la detección de un cambio en las propiedades físicas causadas por la acumulación de hielo, incluye la masa, la conductividad térmica o eléctrica, el coeficiente dieléctrico, entre otros.
- Los métodos indirectos están basados en detectar las condiciones climáticas que conducen a la formación de hielo como: la humedad, temperatura y velocidad de viento.

- Evaluación de la formación de hielo durante la fase de valoración y durante el funcionamiento de las turbinas eólicas.

El objetivo de estas evaluaciones es evitar problemas de funcionamiento y posibles pérdidas de potencia; se realizan antes de la construcción y durante el funcionamiento de los parques eólicos.

A continuación se detallan las más comunes:

a. Evaluación de la formación de hielo durante la fase de valoración:

Cuando se evalúan los beneficios económicos de un sistema térmico para las aspas de un aerogenerador, se necesitan conocer parámetros como la duración de la formación de hielo y los recursos del potencial eólico.

Los principales parámetros que se necesitan para diseñar un sistema de prevención de formación de hielo son: el diámetro de las gotas de agua, el contenido de agua líquida, la presión, la temperatura y la distribución horizontal; éstos parámetros son difíciles y costosos de medir.

b. Evaluación de la formación de hielo durante el funcionamiento de las turbinas:

Además del uso de sistemas de anti-congelamiento y deshielo (ADIS), se usa un instrumento que observa la formación de escarcha de hielo, ya que si el calentamiento no empieza tan pronto como la formación de hielo disminuye de forma inmediata la producción del aerogenerador, de ahí la necesidad de una correcta y rápida identificación de congelamiento.

Para optimizar la prevención de hielo en los sistemas de las turbinas eólicas se incluyen tecnologías que permiten detecciones fiables de hielo y correctas medidas de velocidad de viento en condiciones de congelamiento.

En varios estudios se observó que, en ocasiones pasan varias horas desde el momento en el que se forma el hielo hasta el momento del aviso de la existencia de formación del hielo, durante este tiempo el equipo térmico de las palas recibe más potencia de la que necesita, decreciendo la producción de potencia considerablemente.

Por lo general los métodos del deshielo de palas trabajan efectivamente, el problema radica que en muchos casos los sensores usados en el sistema de control no pueden detectar fiablemente el inicio de la formación de hielo, por lo que se deduce: que un detector de hielo fiable es más importante que un sistema correcto de deshielo; por tanto el rendimiento de los sistemas térmicos para las aspas de los aerogeneradores depende del rendimiento que posea el detector de hielo.

Estado Actual en diferentes países

El papel de la energía eólica en el planeta es significativo, existen varios desafíos de construcción e implementación de parques eólicos planteados según la necesidad de cada país para garantizar la seguridad del suministro y la promoción de tecnologías de energía limpia.

A continuación se describe la situación en la que se encuentran ciertos países de climas fríos donde las turbinas eólicas se enfrentan a condiciones climáticas que están por debajo del rango de temperatura operativa de las turbinas estándar.

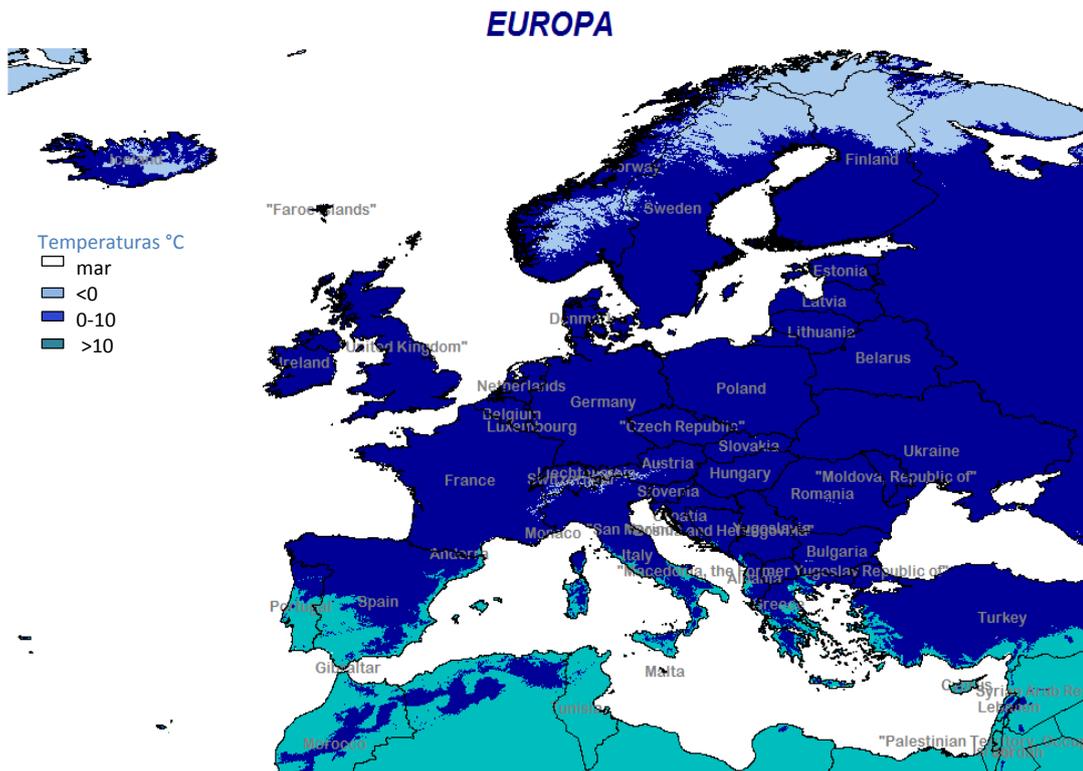


Figura 34 Temperatura de Europa

Norte de Europa:

En lugares como Suecia, Finlandia y Noruega, el clima que prevalece es el polar, por tanto los parques eólicos existentes en estas áreas se encuentran continuamente expuestos a fenómenos de congelamiento los cuales pueden causar serios problemas en los aerogeneradores como pérdidas de producción y daños estructurales (47).

– *Capacidad existente:*

La capacidad instalada total en los países escandinavos a finales del 2012 fue de aproximadamente de 3.357,8 MW (48), de los cuales 453MW pertenecen a Noruega, 2.655,8MW a Suecia y finalmente 249MW a Finlandia.

– *Experiencias en países del norte de Europa con climas polares.*

En Finlandia se han desarrollado tecnologías anti-hielo desde 1995, además se han realizado continuos estudios donde se demostró que en los períodos de fuertes nevadas y formaciones de hielo aunque las turbinas estén equipadas con sistemas

térmicos anti-hielo su rendimiento baja considerablemente, llegando a la conclusión de que si se prescindiera de éstos sistemas, la generación eólica no sería rentable debido a los largos períodos de parada de las turbinas.

Noruega, en cambio no tiene un sistema centralizado para la recolección de experiencias operacionales de parques eólicos. Por lo que, los datos de tiempo de inactividad y pérdida de producción debido a la formación de hielo o las bajas temperaturas no están disponibles.

Europa Central

Las zonas alpinas son sitios que experimentan continuamente condiciones climáticas adversas tales como: bajas temperaturas, alta turbulencia y ráfagas extremas, los parques eólicos instalados en estos lugares por lo general se encuentran en un rango de 1.300 y 3.000 metros sobre el nivel del mar (msnm.).

– Capacidad existente

La capacidad instalada en Suiza y Alemania es de aproximadamente 28.832,4 MW (49), siendo 28.766 MW pertenecientes a Alemania y 66,4 MW pertenecientes a Suiza.

– Experiencias en países de Europa Central con climas polares.

En Alemania debido a las condiciones climáticas moderadas y a los cambios frecuentes entre la corriente de aire frío y la corriente de aire caliente, es poco habitual que haya nevadas (50). Por tanto aunque los parques eólicos trabajan en áreas de climas fríos no se llega a la temperatura de congelamiento de aerogeneradores.

A diferencia de Alemania, en Suiza se han llevado a cabo varios proyectos de energía eólica que se encuentran sometidos continuamente a formaciones de hielo por las bajas temperaturas existentes; sin embargo y a pesar de las condiciones climáticas extremas de frío, el parque eólico Gütsch que se encuentra instalado en Gütsch-Suiza, en lugar de utilizar un sistema de calefacción anti-congelamiento se tiene un sistema mecanizado donde la turbina se para automáticamente si el anemómetro de control no está enviando una señal y por tanto el descongelamiento de las palas lo realiza de manera natural mediante radiación solar.

En Austria el parque eólico más característico es Plöckenpaß, se encuentra en un área donde existen condiciones climáticas extremas además de, vientos que en invierno soplan en rachas con picos de hasta 140 km/h; la tecnología usada para este parque eólico es ENERCON E-40 (51).

Países del sur y este de Europa

Los países del sur-este de Europa tienen recursos eólicos significativos, Turquía por ejemplo tiene como objetivo llegar a generar 20 GW para el 2020. Rumanía y Bulgaria al tener significativos recursos eólicos pretenden aprovecharlos para dejar atrás la dependencia del gas natural de Rusia.

Norte América

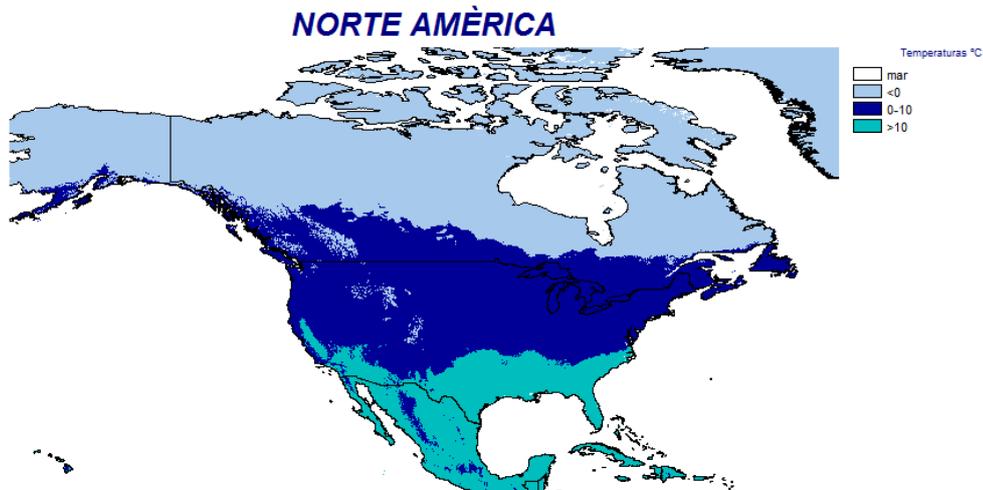


Figura 35 Norte América

En las últimas dos décadas, tanto la industria eólica de Canadá como la de U.S.A han crecido de forma espectacular, destacándose la industria estadounidense con más de 50.000 MW de energía eólica instalados (52).

– Capacidad existente

La capacidad instalada en Canadá es de aproximadamente 6.568MW (53), mientras que en Estados Unidos de América es de aproximadamente 59.882,0MW (54).

En Estados Unidos se han instalado turbinas eólicas en tres regiones afectadas por climas fríos. La primera es en la región Central Norte donde son habituales las nevadas y las bajas temperaturas; sin embargo en estos emplazamientos, no es usual que las palas de las turbinas eólicas se congelen debido a la baja humedad presentada en la región. La segunda es en el Noreste y Noroeste sobre las cadenas montañosas de baja

altitud y la tercera región es en la costa ártica donde se encuentran instalados parques eólicos a pesar de que existen temperaturas frías y alta densidad de aire, en estos parques no se llega a observar formaciones de hielo por la baja humedad existente.

En Canadá uno de los parques eólicos que trabaja en condiciones extremas es Yukon, el mismo se construyó en dos fases, en la primera se instalaron aerogeneradores de 150 kW con palas térmicas, mientras que en la segunda se instalaron turbinas tipo Vestas V47-660 kW, estas se diferencian de las anteriores porque se paran cuando la producción de energía se encuentra por debajo del 75% de su capacidad. (55). En Canadá se investiga en el desarrollo de nuevas tecnologías centradas en temas como: Diseño de anemómetros libres de hielo, modelado de acumulación de hielo, supervisión de eventos de congelamiento, atlas de eventos de formación de hielo en alta resolución, entre otras (56).

Finalmente hay que matizar que el continuo incremento del consumo de energía detectado en todo el planeta, junto con los problemas técnico-económicos relacionados con el predominio de los combustibles convencionales y los graves impactos ambientales que conlleva la generación de energía térmica durante los últimos años, ilustran la importancia de una mayor contribución de las energías renovables en el balance energético mundial; de ahí la importancia de la energía eólica y los esfuerzos de los países a nivel mundial para aprovechar este recurso natural de generación limpia.

6.3. Tormentas Eléctricas

La tormenta eléctrica es un fenómeno meteorológico causado por la diferencia de temperatura, en la que se produce descargas eléctricas entre las nubes y tierra (rayo) o entre nubes (relámpagos). Se conoce como cumulonimbus las nubes que producen las tormentas eléctricas, se caracterizan por ser de gran tamaño, por lo general acompañadas de lluvias y en su interior existe mucha turbulencia y corrientes de aire muy fuertes.

Las descargas atmosféricas, son causadas por la ruptura del aislamiento del aire provocando un conducto directo para la descarga de corrientes de gran magnitud. Este fenómeno está ligado a la acumulación y reordenamiento de cargas eléctricas. Los elementos que tienen alturas más pronunciadas sobre la superficie son los que tienen mayor posibilidad de desencadenar una transferencia de carga.



Figura 36 Generación de descargas atmosféricas
(Fuente: Lightning and overvoltage protection-Wind turbines-ABB)

Relacionando el tema de descargas eléctricas con el de aerogeneradores, que es el tema de interés; el conocimiento y el considerar este aspecto para el diseño de proyectos eólicos es importante, puesto que la producción de energía de los aerogeneradores es directamente proporcional al cubo de la velocidad de viento (57); para poder maximizar la extracción de energía, uno de los sitios idóneos donde se tienen altas velocidades de viento son las zonas montañosas, con alturas sobre el nivel del mar elevadas (onshore), constituyendo la ubicación perfecta para el establecimiento de parques eólicos, siempre y cuando las características del viento permitan maximizar la extracción de potencia (niveles de turbulencia moderados).

El conocimiento de la frecuencia con la que ocurren las descargas eléctricas (tormentas) en un determinado lugar por año se conoce como nivel cerámico; por tanto, la herramienta con la cual se puede conocer éste índice son los mapas cerámicos. En estos mapas se pueden apreciar curvas similares a las que se ven en un mapa de diferentes niveles (relieve), denominadas curvas isocerámicas (igual nivel cerámico). La información plasmada en los mencionados mapas generalmente se obtiene de estaciones meteorológicas (58) y desde 1998, del sensor satelital LIS (Lightning Imaging Sensor, NASA, USA).

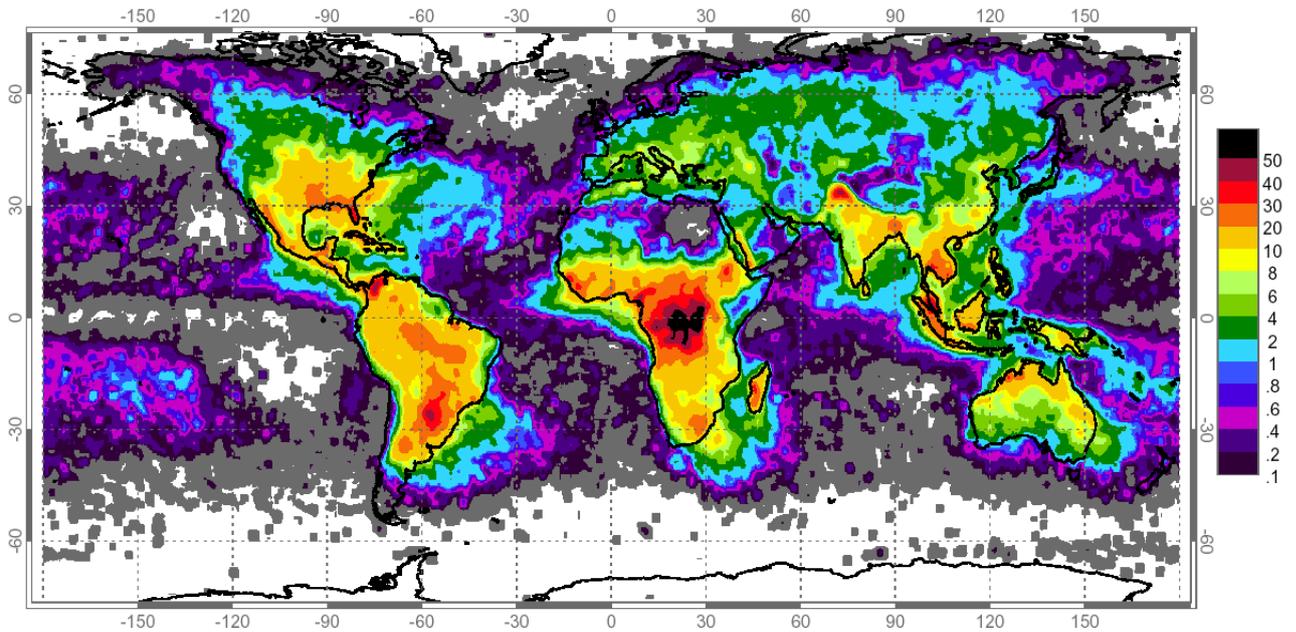


Figura 37 Niveles isoceráunicos a nivel mundial (59)

En la Figura 37 se muestra una imagen satelital a nivel mundial de densidad de descarga, capturada por los sensores NASA OTD (4/1995 3/2000) y LIS (1/1998 2/2003).

Los mapas descritos son de gran ayuda en el momento de establecer las protecciones contra descargas atmosféricas de cualquier tipo de instalación, más aún si las estructuras se ubican a una altura pronunciada sobre el plano. La información plasmada en los mapas puede ser más precisa para una ubicación específica si se dispone de la información correspondiente, por tanto se pueden establecer mapas mundiales, regionales o locales.

Se ha obtenido el mapa ceráunico de Ecuador, mediante el sensor satelital LIS (NASA) Figura 38.



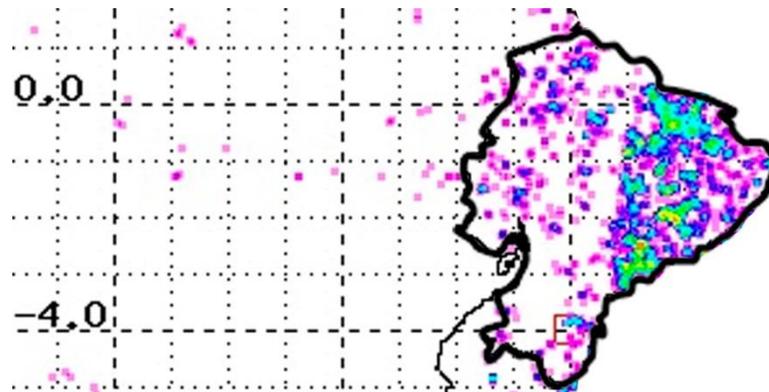


Figura 38 Mapa de los máximos niveles isoceráunico del Ecuador (60).

Como se puede apreciar en el Ecuador existen zonas categorizados con nivel ceráunico muy variado, por lo cual es importante identificar la zona exclusiva de interés para evaluar la ocurrencia de descargas atmosféricas.

Un estudio (61) determina valores ceráunicos para las subestaciones del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, como se muestra en la siguiente tabla:

Subestación	Nivel Isoceráunico	Densidad de descargas a tierra
Ambato	10	0,71
Babahoyo	5	0,30
Chone	5	0,30
Cuenca	10	0,71
Dos Cerritos	5	0,30
Esmeraldas	5	0,30
Ibarra	5	0,30
Loja	10	0,71
Machala	5	0,30
Milagro	5	0,30
Molino	10	0,71
Mulaló	20	1,69

Policentro	5	0,30
Pomasqui	20	1,69
Portoviejo	10	0,71
Posorja	5	0,30
Pucará	10	0,71
Quevedo	20	1,69
Riobamba	5	0,30
Salitral	10	0,71
San Idelfonso	5	0,30
Santa Elena	5	0,30
Santa Rosa	60	6,68
Santo Domingo	20	1,69
Tena	40	4,02
Totoras	5	0,30
Trinitaria	5	0,30
Tulcán	20	1,69
Orellana	60	6,68
Pascuales	5	0,30
Vicentina	60	6,68

Tabla 15 Niveles Isocerámicos para las subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión (61)

De acuerdo a la información presentada en la Tabla 15, (valores establecidos en subestaciones del SNI del Ecuador) los valores cerámicos oscilan entre 5 y 60, lo cual ya nos permite obtener una idea macro de las zonas más susceptibles de descargas eléctricas (61)

En virtud de que el registro de tormentas puede ser impreciso, se ha adoptado valorar un nuevo parámetro conocido como la densidad de descargas a tierra, que puede ser registrado con equipos electrónicos y cuya relación con el nivel cerámico está dada por:

$$N_g = 0,04 * T_d^{1,25} \quad (1.14)$$

Siendo:

N_g : Densidad de descargas [rayos/Km²/año]

T_d : Nivel cerámico [días de tormenta/año]

La última columna de la Tabla 15 muestra la densidad de descargas a tierra en las subestaciones eléctricas del Sistema Nacional de Transmisión.

Para nuestro estudio conociendo que el Parque Eólico Villonaco se conecta a la subestación Loja, podemos apreciar que la incidencia de las descargas atmosféricas en la Subestación Loja no es preponderante. Sin embargo, si se observa el mapa isocerámico de la Figura 38, se puede apreciar que en las cercanías de Loja el nivel cerámico es cuatro veces más al establecido en la Subestación Loja.

De manera general, la protección de aerogeneradores contra descargas atmosféricas es tomada en cuenta como un tema fundamental en el desarrollo de parques eólicos y toma fuerza a partir del año 2002. En este año, y como primer trabajo relacionado con el tratamiento de protecciones para descargas atmosféricas en aerogeneradores se desarrolló un reporte técnico.

Este reporte técnico TR IEC 64100-24 resume información en relación a los constructores de aerogeneradores y la disposición de los sistemas de protección utilizados, además de la operación técnica de parques eólicos y los fallos registrados relacionados con descargas atmosféricas. El reporte aprobado en 2002, indica que su revisión, ampliación o actualización se realizará en el 2007, previo a un análisis del comité técnico correspondiente. La muestra analizada se basa en información de Alemania, Dinamarca y Suecia disponible para la fecha de su estudio.

La muestra de datos analizada en el reporte técnico fue:

PAIS	PERIODO	TURBINAS	CAPACIDAD (MW)	TURBINAS EN EL PERIODO (Años)	FALLAS POR DESCARGAS	FALLAS POR CADA 100 TURBINAS (Años)
ALEMANIA	1991 - 1998	1498	352	9204	738	8
DINAMARCA	1990 - 1998	2839	698	22000	851	3,9
SUECIA	1992 - 1998	428	178	1487	86	5,8

Tabla 16 Reporte Técnico TR IEC 64100-24

De lo que se pudo concluir se tiene de 4 a 8 fallas atribuibles a descargas atmosféricas por cada cien turbinas en el periodo analizado.

El constante incremento de parques eólicos permitió que el tema trascienda y luego de un proceso investigativo se convierte en un estándar (IEC 61400-24), de tal modo que el protocolo de pruebas se basa en la Norma IEC 62305. Investigaciones recientes relacionadas al tema de protección de aerogeneradores frente a descargas atmosféricas, analizando el contenido de la mencionada norma y al compararlo con los datos recopilados de diferentes parques eólicos a nivel mundial frente a descargas atmosféricas, crean la expectativa de que es necesario revisar la normativa preestablecida, ya que los ensayos fueron practicados en un modelo específico con valores establecidos por un parque eólico determinado. La diversidad de modelos de aerogeneradores y las variadas condiciones de instalaciones (tipo de rotor, altura de instalación, área de barrido de aspas, etc.) darían la pauta que se requiere de una ampliación en el campo de estudio para afinar requerimientos en relación a la norma (62).

El valor más elevado de corriente registrado por descargas atmosféricas general es de 250 KA, de acuerdo a un estudio que desarrolló el investigador Berger en lo alto del Monte San Salvatore ubicado en Suiza a 912 m.s.n.m., y cuyo estudio sirvió de base para el establecimiento del estándar IEC 61400 – 24, “Lightning protection for wind turbines”. Si bien estos valores son inusuales, debido a que el valor promedio oscila alrededor de 30 KA, no significa que no ocurra (63).

Ya que la literatura relacionada con descargas atmosféricas en aerogeneradores es muy reducida en comparación con la establecida para edificios y torres; una información valiosa es la rescatada en Japón.

En Japón se suscita un fenómeno muy singular denominado “Winter lightning”, en el que el índice de descargas es elevado acentuándose en verano, con ocurrencia aun cuando la superficie no presente una estructura sobresaliente (descargas en lugares abiertos) y además con descargas múltiples. Un estudio realizado muestra que las descargas observadas en líneas de transmisión están alrededor de 180 KA. En virtud de ello, se establece que las pruebas a las aspas de los aerogeneradores se realicen a un valor de corriente pico de 200 KA, como lo establece en la Norma IEC 61400 – 24.

Existe mucha literatura sobre el apantallamiento de estructuras para establecer un sistema de protección contra descargas atmosféricas, pero el caso de aerogeneradores tiene una particularidad adicional y es que no es una estructura estática sino dinámica, puesto que las aspas del rotor están en movimiento.

La incidencia de las descargas eléctricas en aerogeneradores implica no sólo el daño de los aerogeneradores en sí, sino problemas de operación eléctrica cuando el o los aerogeneradores constituyen parte de una red eléctrica interconectada (64).

Para estimar la severidad de la descarga eléctrica y establecer los niveles de protección que requieren los equipos, la Norma IEC 61024-1 establece lo siguiente:

NIVEL DE PROTECCION	CORRIENTE PICO	ENERGIA ESPECIFICA	TASA MEDIA DE INCREMENTO DE CORRIENTE	TRANSFERENCIA DE CARGA	EFICIENCIA DEL NIVEL DE PROTECCION
	[Ka]	[kJ-ohm]	[kA/μs]	[C]	
I	200	10000	200	300	0.98
II	150	5600	150	225	0.95
III	100	2500	100	150	0.90
IV					0.80

Tabla 17 Niveles de protección de acuerdo a los máximos valores de descarga, de acuerdo a IEC 61024-1

De la tabla se aprecia que se establecen niveles de protección en función del nivel de corriente pico. Así, por ejemplo, el nivel de protección I, indicaría que los equipos pueden soportar una corriente pico de falla de 200 KA, con una probabilidad del 98% de no sufrir daños.

De la base de datos WMEP de ISET (base de datos de monitoreo de parques eólicos en Alemania 1991 - 1998) (64), se pudo observar que de 9200 aerogeneradores analizados, 739 sufrieron daños por descargas atmosféricas.

Del reporte del número de fallas sobre diferentes componentes de los aerogeneradores, que en total se resumen en 1032, se obtuvo los resultados mostrados en la Tabla No. 7:

COMPONENTE	P < 450 kW		P > 450 kW	
	Número de fallas	%	Número de fallas	%
Sistema de Control	283	31.1	27	22.0
Sistema Eléctrico	248	27.3	23	18.7
Palas o aspas	165	18.2	40	32.5
Sensores	115	12.7	17	13.8
Generador	29	3.2	2	1.6
Hub	19	2.1	4	3.3
Sistema Hidráulico	15	1.7	3	2.4
Sistema de Orientación	11	1.2	1	0.8
Caja de engranaje	8	0.9	2	1.6
Freno	7	0.8	2	1.6
Eje de acoplamiento	5	0.6	1	0.8
Partes estructurales	4	0.4	1	0.8
	909	100.0	123	100.0

Tabla 18 Muestra de aerogeneradores analizados para identificación de fallas causadas por descargas atmosféricas

En el siguiente cuadro se puede apreciar dos escenarios: aerogeneradores de baja potencia (P<450 kW) y de gran potencia (P>450 kW) para el período analizado. Claramente se observa que la mayoría de incidentes ocurrieron en los aerogeneradores de baja potencia.

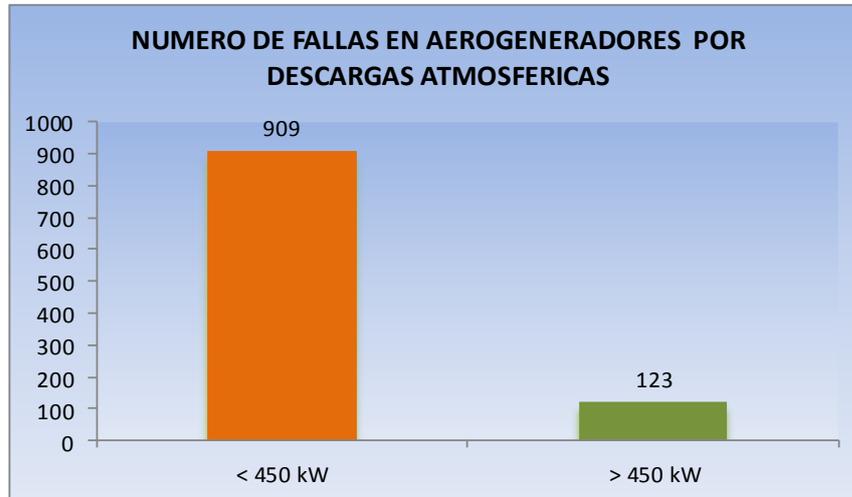


Figura 39 Fallas en aerogeneradores por descargas atmosféricas de acuerdo a la potencia

El resultado obtenido se fundamenta en que en el caso de los aerogeneradores de baja potencia tienen tecnología de décadas anteriores y no cuentan con adecuados esquemas de protección contra descargas atmosféricas, razón por la cual son más susceptibles de daños. Esto da la pauta que aun cuando exista alta probabilidad de descargas atmosféricas en el aerogenerador, si se cuenta con un sistema de protección adecuado, éste puede soportar la descarga sin causar daños (Tabla 6).

Por otro lado, conforme la capacidad de aerogeneradores ha ido en aumento, también ha aumentado la altura de la estructura sobre la que se instala el rotor del aerogenerador, esto crearía la interrogativa de que la probabilidad de descarga se incremente en relación a aerogeneradores de baja potencia, cuya altura de estructura es mucho menor.

Del análisis se desprende también que los equipos o sistemas del aerogenerador más susceptibles de daños son los sistemas de control al considerar toda la muestra (aerogeneradores de baja y alta potencia bajo la muestra presentada). Si se realiza un estudio más específico, focalizando los aerogeneradores de mayor potencia, se puede concluir que el elemento que tiene mayor probabilidad de sufrir daños por descargas atmosféricas es el aspa o pala ($P > 450$ kW).

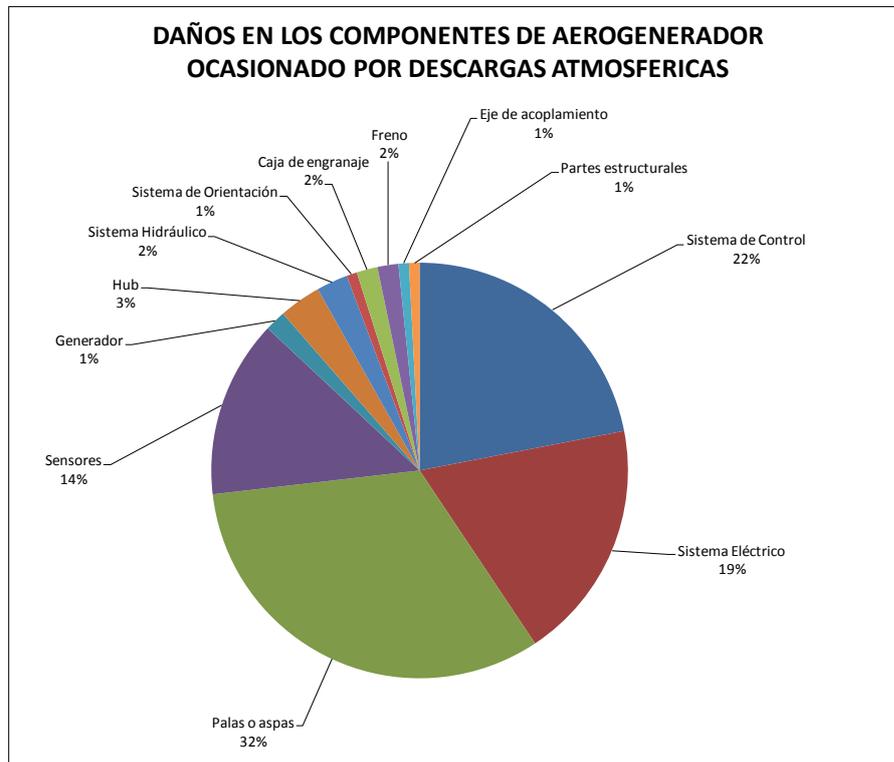


Figura 40 Daños en los componentes de aerogeneradores (P>450 KW)

Un análisis económico conduce a que es rentable la inversión en equipos de protección contra descarga atmosférica, puesto que resulta más económico dotar del sistema de protección adecuado (inversión inicial) que correr con los gastos de mantenimiento o reposición de partes del aerogenerador dañado (operación y mantenimiento).

Esto se aprecia en los resultados obtenidos en el estudio desarrollado por el ECN (Centro de Investigaciones Energéticas de los Países Bajos) sobre la base de datos de aerogeneradores offshore de Dinamarca y Suecia. En el estudio se establece tres escenarios de análisis, de acuerdo a su lejanía de la costa:

- A 12 Km.
- A 30 Km.
- Hasta 300 Km.

La muestra analizada fue la siguiente:

POTENCIA (MW) / DISTANCIA (Km)	12	30	300	TOTAL
1,5	0	67	0	67
3	34	34	0	68
6	0	34	17	51
TOTAL DE AEROGENERADORES				186
POTENCIA TOTAL INSTALADA (MW)				610,5

Tabla 19 Muestra analizada para identificar costos asociados a la protección de aerogeneradores

La probabilidad de ocurrencia de descargas atmosféricas sobre los aerogeneradores está determinada por los siguientes factores:

- Altura de la turbina
- Ubicación geográfica de la turbina
- Disposición de los aerogeneradores en el parque eólico

En cuanto a la densidad de descargas atmosféricas identificadas en el estudio se puede resumir lo siguiente:

	UBICACION	1.5 MW	3 MW	6 MW (ORIENTACION NORTE-SUR)	6 MW (ORIENTACION ESTE-OESTE)
Número de descargas en el año por Km ²	12 Km. offshore	0.6	0.54	0.48	0.52
	30 Km. offshore	0.36	0.42	0.34	0.4
	300 Km. offshore	0.23	0.28	<0.27	<0.27

Tabla 20 Densidad de descargas atmosféricas en la muestra estudiada.

De los resultados se aprecia que los aerogeneradores más próximos a tierra firme tienen mayor probabilidad de soportar una descarga atmosférica.

Como datos importantes que se mencionan en el estudio citado, es la estimación de los costos de las protecciones asociadas a los diferentes componentes del aerogenerador, los mismos que se resumen en la siguiente tabla:

EQUIPOS PARA PROTECCION DE	POTENCIA DE AEROGENERADOR (MW)		
	1.5	3	6
Pala o aspa GRP	4.4	7.5	13.6
Pala o aspa CRP	5.6	9.5	17.2
Rodamientos	2.75	3.5	5
Sistema eléctrico y control	8.5	8.5	8.5
Sensores	5.5	5.5	5.5

Tabla 21 Costo (miles de euros) de equipo de protección contra descargas atmosféricas en palas de aerogeneradores

Los costos de los equipos de protección para los diferentes componentes del aerogenerador están dados en miles de euros. En cuanto a la protección de los sistemas eléctricos, de control y sensores no existe diferencia según la potencia del aerogenerador. El costo más alto es el asociado a las palas del aerogenerador en el caso de grandes potencias.

Se establece dos estimaciones de costos relacionados con los dispositivos para la protección de las palas frente a descargas atmosféricas, de acuerdo al tipo de material de las mismas. Se considera GRP (Glassfibrereinforcedplastic) y CRP (Carbonfibrereinforcedplastic). En el primer caso el costo del dispositivo de protección utilizado corresponde al 2% del costo de la pala, en tanto que la protección para la pala con CRP constituye el 2.5% del costo de la pala. El análisis se realizó en aerogeneradores de tres tipos de capacidades de potencia nominal: 1.5, 3 y 6 [MW].

Sobre la base de la muestra analizada, el estudio concluye además que la relación entre cambiar un aspa o repararla es de 8 a 1.

Otro estudio llevado a cabo por Kiel University, concluye que aerogeneradores de 5 MW (offshore), con una altura de góndola a 120 m. de altura tiene una probabilidad de impacto de descargas eléctricas de un 60%.

De acuerdo a la norma DIN EN 62305, establece que los niveles de protección para parques onshore de clase II (150 KA) y para parques offshore el nivel de protección debe ser de nivel I (200KA). En virtud de que los parques eólicos de gran magnitud se han orientado hacia la ubicación offshore, en éste ámbito se han ampliado los estudios.

Para parques onshore y sobre todo ubicados a grandes alturas no existen registros o estudios que permitan conocer la incidencia de las descargas sobre los aerogeneradores.

Para aerogeneradores de nueva generación se ha desarrollado productos orientados a la protección de todos los componentes del aerogenerador, para ello se establecen los denominados LPZ (Lightning Protection Zones) definidos en los estándares: IEC62305, DIN EN 62305 y VDE 0185-305 (65).

Para determinar el volumen de las zonas a proteger pueden aplicarse varios métodos, uno de ellos y que se describe en la Norma IEC 61400-24 es el método de la esfera rodante. Este método de aplicación gráfica sirve para ubicar y dimensionar los elementos captadores en una estructura que se quiere proteger contra las descargas atmosféricas.

Para definir el volumen a proteger, el método de las esferas rodantes indica que una esfera ficticia de radio "R" rueda en todas las direcciones posibles sobre el suelo y en torno al aerogenerador completo. Todo el volumen delimitado bajo la trayectoria por la cual la esfera rodó es la zona protegida, como se muestra en la Figura 41

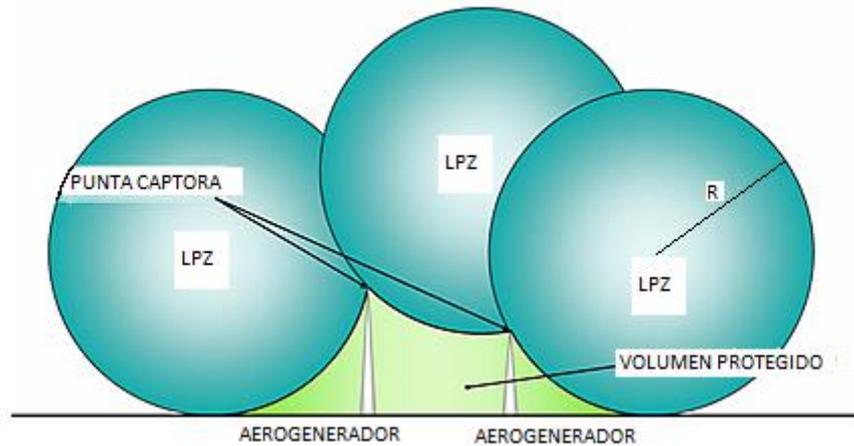


Figura 41

La relación entre el radio de la esfera (volumen de LPZ) y las corrientes de retorno de los rayos que impacten sobre la superficie a proteger es:

$$R = 10 \times I^{2/3}$$

Siendo:

- I: Valor de cresta de la corriente impulsiva de retorno, que se produce a continuación de la conexión de los líderes descendente y ascendente (KA)

A partir de los datos estadísticos del documento 811/194/CD (norma IEC 62 305 - 1 Ed. 1) se obtuvo la Tabla 22.

Se puede interpretar por ejemplo, que si se aplica el método de la esfera rodante con relación a los niveles de protección I, II, III y IV indicados, para el primer nivel de protección, el 99 % de los valores de cresta probables de las corrientes de retorno de los rayos que impacten sobre la estructura serán superiores a 2,8 kA.

Para el segundo nivel de protección, el 97 % de los valores de cresta probables de las corrientes de retorno de los rayos que impacten sobre la estructura serán superiores a 5,2 kA y de este modo se puede seguir razonando en forma análoga para los dos niveles restantes.

Nivel de protección	I R = 20 m.	II R = 30 m.	III R = 45 m.	IV R = 60 m.
Probabilidades que las corrientes de crestas sean mayores	99 %	97 %	91 %	84 %
a:	2.8 KA	5.2 KA	9.6 KA	14.7 KA

Tabla 22 Probabilidad de corriente de retorno de acuerdo a niveles de protección (IEC 623050).

Dentro de la norma IEC 61400-24, para identificar las zonas exteriores o interiores a proteger, se identifican subíndices de numeración de las LPZ, de acuerdo a la siguiente tabla:

ZONAS EXTERIORES	LPZ 0	Zona en la que el riesgo se debe a un campo electromagnético de descarga no atenuado y en el cual los sistemas internos pueden ser sometidos a la totalidad o a una parte del impulso de corriente del rayo. A la vez la LPZ 0 puede dividirse en LPZ 0 _A y LPZ 0 _B .
	LPZ 0 _A	Zona en la que el riesgo se debe a la descarga directa del rayo y al campo electromagnético inducido. Los sistemas internos de esta zona pueden estar expuestos a la totalidad o a una parte del impulso de corriente del rayo.
	LPZ 0 _B	Zona protegida contra las descargas directas y en la que el riesgo es debido al campo electromagnético inducido. Los sistemas internos de esta zona pueden estar expuestos a una parte de la corriente del rayo.
ZONAS INTERIORES	LPZ 1	Zona en la que el impulso de corriente del rayo está limitada por la distribución del mismo y por los SPD de la periferia. El apantallamiento espacial puede reducir el campo electromagnético inducido.
		Zona en la que el impulso de corriente del rayo está limitado por la posterior

	LPZ2...N	distribución del mismo y por los SPD* de la periferia. Un apantallamiento espacial adicional puede llevar a una posterior reducción del campo electromagnético inducido.
--	----------	--

*SPD: Surge Protection Device

Tabla 23

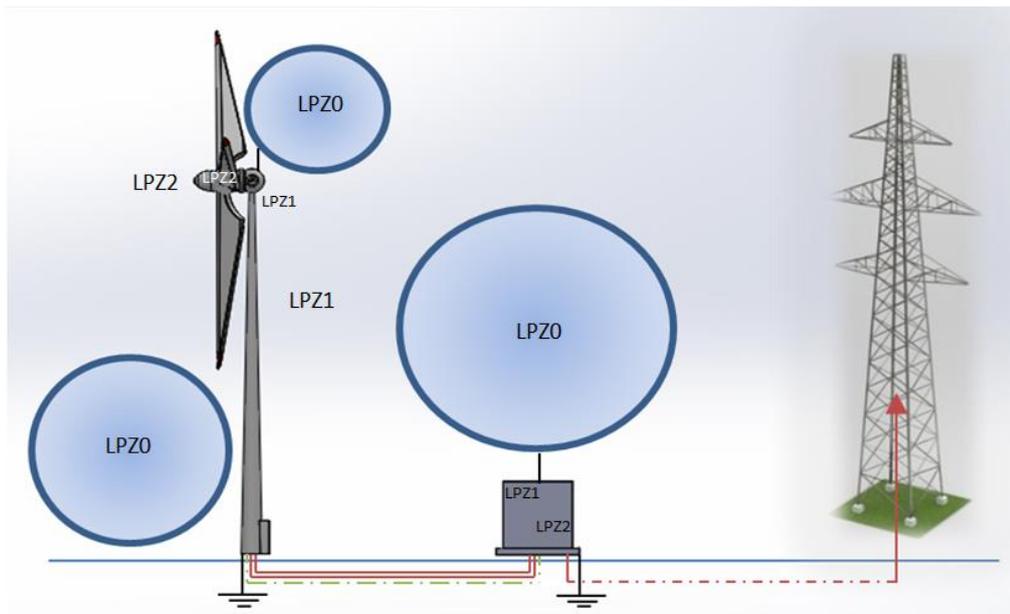


Figura 42 Zonas de protección de aerogeneradores frente a descargas atmosféricas (66).

De acuerdo a ello, los fabricantes han desarrollado una gama de productos y esquemas de protección orientados a cada parte que compone el aerogenerador: torre, góndola, aspas, generador, transformador, sistemas de control, sistemas de transmisión y más.

Para tal fin, se pueden utilizar cables apantallados para reducir los bucles y la utilización de equipos de protección para sobretensiones o conocidos por sus sigla en inglés como SPD (Surge Protection Device). Los SPD a más de considerar los parámetros de descarga del rayo deben considerar también:

- El voltaje máximo fase-neutro y fase-fase, con sus correspondientes tolerancias.
- Frecuencia Máxima
- Nivel de corriente de cortocircuito
- Voltajes transitorios

Otro aspecto fundamental a considerar es las condiciones del lugar donde se instalarán los equipos de protección, de tal forma que parámetros ambientales como: temperatura,

humedad, atmósfera corrosiva y rigores de operación como: impactos mecánicos y vibraciones.

Como ya se mencionó en párrafos pasados, las aspas o palas del aerogenerador son las más susceptibles de recibir directamente la descarga.

De la corriente generada en la descarga, una fracción se traslada hacia tierra y otra se distribuye por el equipo asociado al aerogenerador como se puede apreciar en la siguiente figura; Por tanto, es importante contar con el equipo que brinde la protección oportuna a los componentes asociados del aerogenerador.

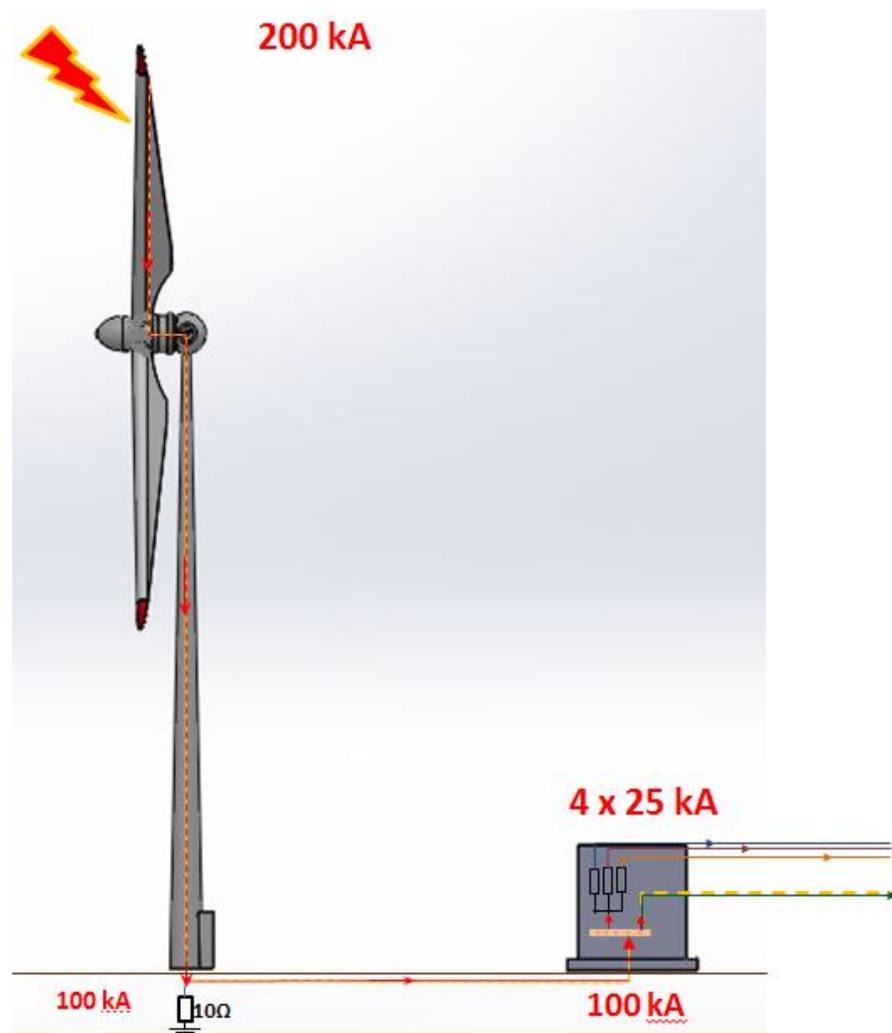


Figura 43 Distribución de la corriente originada en la descarga.

La protección de los sistemas de control y comunicación son indispensables para garantizar el buen desempeño de la turbina eólica. En la Figura 44 se muestra la distribución de los SPD para un aerogenerador doblemente alimentado.

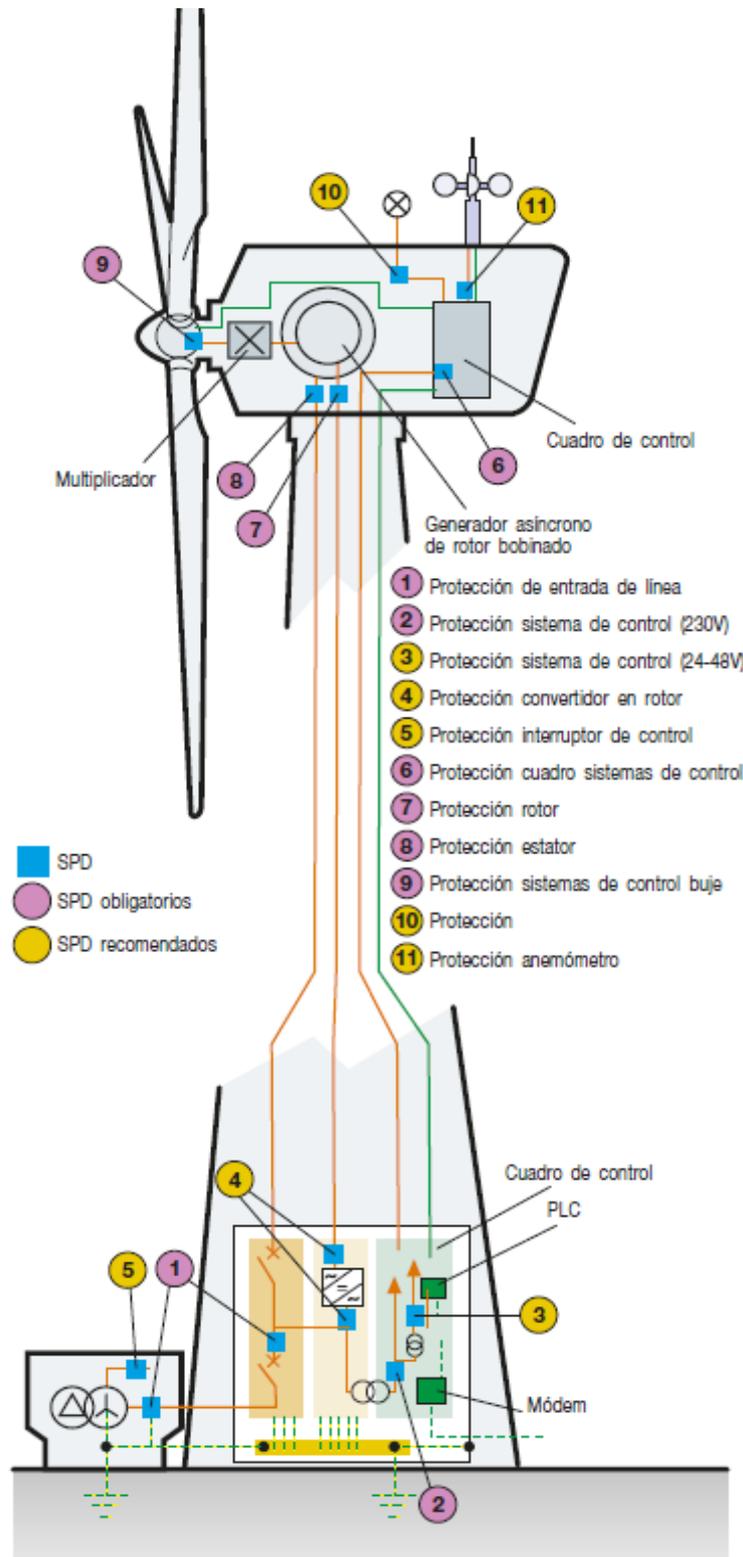


Figura 44

En la actualidad, los fabricantes de palas o aspas de aerogeneradores disponen de sistemas integrados para la protección de aerogeneradores contra descargas atmosféricas como el que se puede apreciar en la siguiente figura. (66)

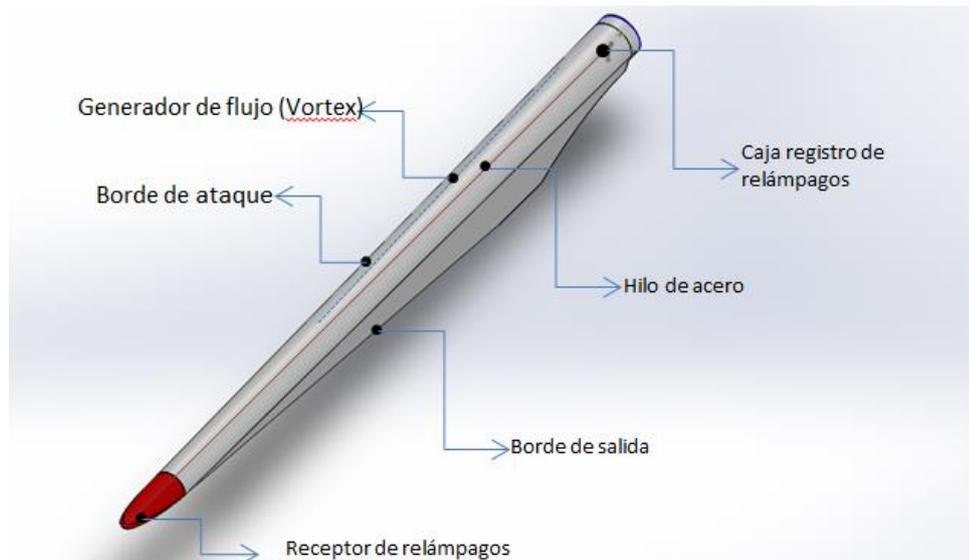


Figura 45 Sistema de protección contra descargas atmosféricas en pala de aerogenerador desarrollado por LM WindPower – Fabricante

Finalmente se puede concluir que el tema de las descargas atmosféricas en los aerogeneradores o parques eólicos constituye un ámbito de estudio amplio y dinámico pues las condiciones de instalación y las características constructivas van cambiando constantemente.

Las pérdidas ocasionadas por fallos causados por descargas atmosféricas no sólo implican la restitución de los equipos averiados, sino que también afectan a las labores de operación, mantenimiento, logística, recurso humano y sobre todo la energía que se deja de producir y comercializar.

6.4. Ciclones Tropicales

Un ciclón tropical es un sistema de tormenta caracterizado por una baja presión de circulación con un centro de aire tibio que cubre cientos de miles de kilómetros cuadrados y se desarrolla generalmente sobre los espacios oceánicos tropicales. Dependiendo de la magnitud de los vientos sostenidos en la superficie y su localización, se clasifican como perturbación tropical, depresión tropical, tormenta tropical, o huracán (67).

Estos fenómenos meteorológicos provocan fuertes vientos y lluvias que destruyen todo a su paso. Los Huracanes son considerados como los miembros más peligrosos dentro de la clasificación de vientos extremos y son calificados según la escala de Saffir-Simpson en categorías de 1 a 5 según el rango de velocidades (68).

Categoría de Huracanes	Rango de Velocidades (Km/h)
1	119-153
2	154-177
3	178-209
4	210-249
5	>249

Tabla 24 Escala de Saffir-Simpson (68)

La construcción de parques eólicos ha presentado un gran desafío al presentarse en zonas con alto riesgo de ocurrencia de ciclones tropicales, especialmente en países con aguas bordeando sus costas. Esto ha dado paso a varias investigaciones respecto a estudios de prefactibilidad de parques en condiciones extremas dadas por ciclones tropicales.

Países con parques eólicos afectados por ciclones tropicales

Existen algunos países como China, Filipinas, Haití, Guatemala, Belice, Honduras, Cuba, Estados Unidos entre otros que sufren las consecuencias de huracanes y tormentas tropicales.

En Cuba, por ejemplo, los parques eólicos son parte de fuertes inversiones por parte del gobierno. En el 2007 se inauguró el parque eólico experimental Los Canarreos, en la isla de la juventud, el parque está formado por 6 aerogeneradores de 275 KW cada uno. La potencia nominal total del parque es 2 MW, y la producción anual estimada es 4 GWh.

El parque eólico los canarreos está ubicado en una región donde los ciclones tropicales pasan por lo menos una vez cada año. Por esta razón se instaló el parque con tecnología anticiclónica, empleando aerogeneradores clase IV según la IEC 61400 (1999) construidos por Vergnet S.A (69).

En la provincia de Holguín, están instalados dos parques eólicos onshore: Gibara 1 con 6 turbinas eólicas de 850 KW cada una, instaladas en el 2008, con una potencia nominal total de 5,1 MW y Gibara 2 con 6 turbinas eólicas de 750 KW, instaladas en el 2010, con una potencia nominal de 4,5 MW.

Los aerogeneradores de este parque arrancan con una velocidad de cuatro metros por segundo y se detienen cuando sobrepasa los 25 metros por segundo (70).

En el año 2008 Gibara 1 fue golpeado por la penetración del mar durante el huracán “Ike” en septiembre, el huracán afectó especialmente a sus sistemas de control automático y eléctrico (71).

En el año 2012 las instalaciones de estos parques fueron nuevamente puestas a prueba por el huracán Sandy el cual fue ubicado en la categoría 2 en la escala de Saffir-Simpson con rachas de hasta 180 Kilómetros por hora; debido a la constante amenaza de tormentas tropicales o huracanes, el Parque Eólico Gibara 2 fue diseñado para soportar condiciones extremas, los 6 Aerogeneradores Goldwind S50/750(60Hz) están certificados como Clase II Tipo A según IEC 61400-1 Edición 2, 1999. Estos aerogeneradores pueden soportar hasta 59,5 m/s (214 Km/h) racha máxima con duración de 3 segundos (72).



Figura 46 Parque Gibara I y II en tormenta Sandy (73)

Estados Unidos está sometido constantemente a fenómenos meteorológicos de gran magnitud. Los estados como Georgia, Carolina del Norte, Virginia, Florida, Texas, Massachusetts, sufren año tras año la visita de tormentas tropicales y huracanes. Los más recientes Charley, Beryl, Isaac, Irene, han alcanzado velocidades desde 110 km/h hasta 240 km/h causando daños materiales y pérdidas humanas. Considerando estos factores, en el diseño de los parques eólicos se han tomado medidas preventivas para que los aerogeneradores soporten condiciones extremas.

En los parques como HORSE HOLLOW, en Texas, uno de los parques eólicos más grandes del mundo, se ha utilizado aerogeneradores de 1,5 MW que son fabricados por la empresa GE WIND ENERGY de Clase II Tipo A, en la clasificación de los aerogeneradores según la IEC (74). De igual forma el parque HOOSAC, en Florida, cuenta con 19 aerogeneradores de General Electric, del modelo 1.5, que tienen 65 metros de altura de buje y con una potencia total instalada de 28,5 MW (75) (76).

Características resistivas de aerogeneradores

Los parques eólicos también pueden sufrir daños provocados por estos fenómenos naturales: debido a este hecho, se han realizado varios estudios sobre las medidas de prevención que se deben tomar para proteger un parque eólico al ser golpeado por cargas de vientos extremos.

En estos estudios se ha tomado en cuenta el sitio intencionado o de ubicación, la velocidad del viento y parámetros de turbulencia; el modelo de estudio está basado en el análisis de cargas máximas de viento, análisis de cargas estáticas, cargas dinámicas y carga total, todas simuladas sobre la estructura.

Los aerogeneradores están divididos en clases según su capacidad para soportar distintas condiciones de viento. Los parámetros para consideraciones de carga y seguridad de los aerogeneradores se toman durante condiciones de vientos normales, que ocurrirán durante la operación normal, los extremos en un período de ocurrencia de 1 a 50 años.

Las clases de aerogeneradores han sido divididos en 4 categorías tomando en cuenta los índices de turbulencia y las velocidades del viento de referencia que soportan. La clasificación de las turbinas fue realizada en según la IEC y especificadas en la norma 61400-1.

Las diferencias que dividen a los aerogeneradores permiten seleccionar la turbina eólica más apropiada según las condiciones extremas que deba afrontar, siendo la clase 1 tipo A la más robusta.

Clase de la Turbina	I	II	III	S
V_{ref} (m/s)	50	42.5	37.5	Valores especificados por el diseñador
A I_{ref}	0.16			
B I_{ref}	0.14			
C I_{ref}	0.12			

Tabla 25 Clases de Turbinas (68)

Dónde:

V_{ref} es la velocidad de referencia sobre un promedio de 10 min

A es la categoría para características de alta turbulencia

B es la categoría para características de mediana turbulencia

C es la categoría para características de baja turbulencia

I_{ref} es el valor de intensidad de turbulencia esperado para 15 m/s

Modelo de análisis de cargas máximas

En Cuba se realizó un modelo basándose en el análisis de cargas máximas sobre la estructura, para esta simulación se utilizó Matlab como programa de cálculo. Los parámetros tomados para el modelo son:

- La carga estática es el valor medio de la velocidad del viento y la carga dinámica es el valor de la componente fluctuante de la velocidad del viento, que depende de la respuesta de la estructura provocada por las pulsaciones del viento.
- En el análisis de cargas estáticas, Cuba fue dividida en tres regiones con sus características de vientos registrados en el paso de un evento con condiciones extremas o con las características de viento propias de cada región. A partir de estos datos se puede calcular las presiones básicas del viento en una superficie normal a su dirección.
- El análisis de cargas dinámicas considera la componente dinámica de la carga del viento en períodos de oscilaciones mayores a 1s. Se toma en cuenta las fuerzas inerciales aplicadas sobre las masas concentradas en el aerogenerador (torre, góndola y aspas).
- La carga total es la incorporación del valor de la carga dinámica al de la carga estática. Esta carga es el valor de presión total de arrastre de la cual se desprende el valor de la velocidad a la que el aerogenerador deberá resistir.

Mediante el programa se logra determinar las cargas máximas de viento para zonas con relieves variados y con direcciones de viento definidas por el usuario.

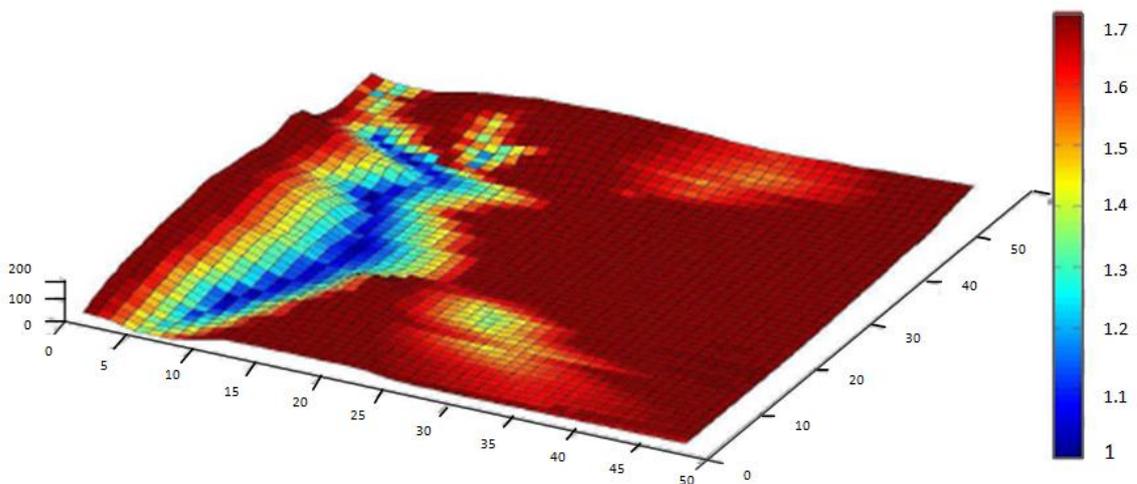


Figura 47 Representación de las cargas máximas de viento en la región. Escala kN/m²

Las cargas en la figura son la respuesta de cuáles son los puntos de máximas cargas en kN/m². La escala es de 1 a 1.7 kN/m² con variaciones de 0.1 kN/m², las zonas con mayor

carga están sombreadas con rojo oscuro y las zonas con menor carga son las sombreadas con azul oscuro. Estas cargas se mantendrán constantes ya que depende de la topografía del terreno, con este análisis se puede determinar las zonas con cargas destructivas para los aerogeneradores con el paso de un huracán. Esto permite darle la protección adecuada a la turbina o ubicarla en una zona con menor carga de viento (68).

Alrededor del mundo ya se han realizado estudios similares para conocer la influencia de estos fenómenos meteorológicos sobre los aerogeneradores. En el caso de china se han considerado estudios para tifones con simulaciones y programas de cálculo con el objetivo de disminuir el riesgo de daños en las turbinas con distintos tipos de carga (77).

En años pasados zonas con alta incidencia de ciclones tropicales eran marginadas para la instalación de parques eólicos imposibilitando el uso del recurso eólico. Por esta razón estudios como estos son importantes para desarrollar más parques eólicos incluso en zonas con condiciones extremas.

El Ecuador afortunadamente no se ha visto afectado por ciclones tropicales sin embargo el conocido fenómeno de niño ha afectado a varias ciudades del Ecuador continental y Ecuador insular en el caso de las Islas Galápagos.

Este fenómeno puede provocar aumento en las temperaturas ambientales, cambio en las temperaturas de superficie marina, incremento de lluvias, cambio en los patrones de viento y aumento del nivel del mar (78). Por lo que la perspectiva de los estudios a realizarse en Ecuador deben ser diferentes a los de países en zonas tropicales y tienen que tomar en cuenta que el Fenómeno del Niño tiene vientos de otra intensidad que un huracán o un tifón y además analizar cuáles serían las afectaciones a un parque eólico bajo las condiciones características de este fenómeno.

6.5. Eventos Sísmicos

Uno de los parámetros a tomar en cuenta cuando se plantean los estudios de prefactibilidad en un parque eólico es la incidencia sísmica de la zona y sus posibles repercusiones en un posible parque eólico. Hace más de una década la ubicación de las plantas de generación eólica eran casi exclusivas de Europa, en especial en el norte en donde se registra una actividad sísmica baja, en la década del 2000 se inició una expansión importante de esta industria a nivel mundial y con esto la construcción de parques eólicos en zonas de muchísimo más riesgo sísmico, como es el caso de los países que se encuentran en el cinturón de fuego del pacífico en Asia y América, con lo cual este tema tomo mucha más relevancia (79).

Sobre la respuesta de parques eólicos en caso de eventos sísmicos no se puede encontrar mucho en la literatura académica actual, es más, hasta el 2001 no existen estudios sobre el tema e incluso en la actualidad para el diseño de aerogeneradores se toman las fuerzas aerodinámicas y gravitatorias como la única fuente de posible daño estructural en los aerogeneradores (80). Pero es evidente que a medida que las aeroturbinas de los

parques eólicos aumentan en tamaño, altura y cantidad a nivel mundial se vuelve cada vez más imprescindible tener información en este aspecto (80). Hasta la fecha no se ha registrado daños en un parque eólico causados por un evento sísmico (81), lo cual nos puede dar alguna idea de las condiciones en las estructuras en los aerogeneradores; pero no significa que no pueda pasar a futuro, por lo cual es esencial que este parámetro sea tomado en cuenta para el desarrollo de los proyectos de generación eólica.

Uno de los problemas que se enfrenta en el análisis de los aerogeneradores en eventos sísmicos, es que la poca información que existe esta realizada desde un punto de vista de ingeniería civil, lo cual no es lo más adecuado ya que en este caso, se deben tomar en cuenta otro tipo de factores muy influyentes como las fuerzas aerodinámicas, fuerzas centrífugas gravitatorias y posibles resonancias que se pueden formar entre el viento y el aerogenerador, lo cual afecta la estructura (79). El segundo problema es que los análisis que se han realizado son en base a simulaciones, no se ha logrado recolectar datos reales de parques eólicos frente a este tipo de fenómenos, al menos no uno importante. Por esta razón las prácticas existentes sobre el tema son estrictamente teóricas.

Cabe recalcar que las simulaciones realizadas son solo tan reales como los parámetros que se utilizan en la simulación y como se explica más adelante, no se ha llegado a un consenso en los métodos de simulación e incluso en los parámetros de la misma (82).

Para realizar las simulaciones correspondientes se tiene que obtener una base de datos precisa, ya que se está hablando de una simulación completa del funcionamiento del parque eólico, y a esto se le suman las aceleraciones a los que se expone el parque en caso de un terremoto, se pueden seguir algunas guías y estándares de diseño existentes como el GL (Certification of Windturbines) o Riso (Guidelines of the certification of windturbines) que utiliza el modelado más simplificado para la simulación. Con respecto a la simulación de la estructura se puede plantear el análisis estructural de diversas maneras:

- tomando la estructura del aerogenerador como una sola pieza, con todo su peso concentrado en la góndola (Riso)
- como un cuerpo compuesto de varios cuerpos rígidos unidos por resortes y articulaciones, cada cuerpo rígido con su peso propio. (82).

Una vez realizado el procedimiento para la simulación completa de un aerogenerador con funcionamiento en régimen normal, se tiene que introducir todos los parámetros pertinentes con los momentos sísmicos, esto incluye diferentes aceleraciones en los tres ejes y momentos de masas distintas para los diferentes componentes de la estructura del aerogenerador que interactúan entre sí para después utilizar un acelerograma artificial e introducir el sismo a la estructura y poder obtener los resultados (80).

Para determinar estos parámetros se tiene que tener una base de datos muy importante, ya que se debe determinar las características sísmicas de la zona en la que se va a hacer el estudio. Dentro de la información requerida se necesitan los estudios geológicos de la

zona, estudios de suelo de la zona en la que se planea asentar el parque y los registros de la incidencia sísmica de los últimos 475 años en la zona, con estos datos se realiza un análisis que determina el tipo de zona que se esa tratando y se intenta sacar una correlación para determinar un patrón en los eventos sísmicos (83).

Para simular las cargas sísmicas que se van a exponer al aerogenerador, se utilizan las especificaciones de ciertos códigos como el EUROCODE_8, en donde se tienen definidas las condiciones y análisis de las aceleraciones que se presentan en momentos sísmicos, y los tipos de movimientos sísmicos que pueden presentarse. Este es un análisis numérico extremadamente complejo en el cual se tienen variables estocásticas, variables complejas y ecuaciones de grado superior, por lo cual se tiene que aplicar el teorema de Floquet para convertir las ecuaciones diferenciales lineales en una serie continua en el tiempo, además de un software para calcular las matrices. El diseño del espectro de aceleración horizontal en un evento sísmico está definida como:

$$S_d(T) = a_g S \left[\frac{2}{3} + \frac{T}{T_B} \left(\frac{2.5}{q} - \frac{2}{3} \right) \right], 0 \leq T \leq T_B \quad (1.4)$$

$$S_d(T) = a_g S \frac{2.5}{q}, T_B \leq T \leq T_C \quad (1.5)$$

$$S_d(T) = a_g S \frac{2.5}{q} \frac{T_C}{T}, T_B \leq T \leq T_C \quad (1.6)$$

$$S_d(T) = a_g S \frac{2.5}{q} \frac{T_C T_D}{T^2}, T_C \leq T \leq T_D \quad (1.7)$$

Donde

S es el factor de tierra

q es el factor de comportamiento

T es el período en tiempo

T_B, T_C, T_D Son los diferentes tiempos de corte para diferentes tipos de suelos (estándares utilizados en institutos geológicos)

a_g Es el diseño de la aceleración para el tipo de suelo elegido. (81)

En los estudios realizados en la actualidad, queda en evidencia la importancia y consideraciones que se deben tomar en cuenta al momento del diseño de aerogeneradores. En un estudio realizado por Prowell y Veers (2009) se expuso a los aerogeneradores a una aceleración horizontal de 0,6g (79), lo cual corresponde a un momento sísmico de baja intensidad o a una distancia muy lejana. Los resultados obtenidos son preocupantes ya que se tenían desplazamientos hasta de 0,34m en la estructura, lo cual es más que suficiente para causar grandes daños al aerogenerador. En otro estudio presentado en el World Conference on Earthquake Engineering por Guangling He y Jie Li se planteó una aceleración de 0,35 con un factor de suelo de 1 y se obtuvieron desplazamientos máximos de 0,942m en la estructura (81), demostrando así que las fuerzas alcanzadas por los sismos definitivamente son determinantes para los estudios de prefactibilidad. Zhao (Investigador de *Eickhoff Maschinenfabrik GmbH*) realizó estudios con la turbina apagada y los datos arrojados por la investigación muestran un incremento hasta de un 79% en el desplazamiento que experimenta la estructura a comparación de los obtenidos en las simulaciones con la aeroturbina en funcionamiento (82).

Con los estudios realizados y los posibles futuros eventos sísmicos por venir, la modelación y estudios en esta área de la energía eólica han tomado la importancia que merecen. Debe ser imprescindible que este factor sea estudiado a fondo y se vuelva determinante a la hora del diseño de parques eólicos, en los estudios de factibilidad como mínimo se realizan estudios de suelo para determinar el tipo de suelo en especial en zonas sísmicamente activas.

7. Parque Eólico Villonaco

7.1. UBICACIÓN

El parque se encuentra ubicado en la provincia de Loja en el Cerro Villonaco a 2720 m.s.n.m. Se ha entregado información por parte de CELEC el archivo “Implantación y coordenadas plataformas.dwg”, plano en el cual se puede apreciar que el emplazamiento longitudinal del parque es de aproximadamente 2 Km.

7.2. CAPACIDAD

Se remitió los datos técnicos del parque eólico, en el que se puede apreciar que el dato nominal del aerogenerador es 1.5 MW, y el parque está constituido por 11 aerogeneradores, siendo la potencia total instalada de 16.5 MW.

7.3. AEROGENERADOR

Se ha consultado la hoja técnica del aerogenerador y se recibió las especificaciones técnicas del aerogenerador 70/1500 por medio de CELEC.

7.4. RED DE SUBTRANSMISION

Para la interconexión de los aerogeneradores del parque se ha interconectado en dos circuitos a 34.5 KV, de acuerdo al diagrama unifilar remitido por CELEC EP y a la implantación del parque.

7.5. SUBESTACION VILLONACO

El voltaje de salida de los aerogeneradores es de 690 V., a pie de cada aerogenerador el voltaje se eleva de 620V a 34.5 KV y es el voltaje al cual se interconectan los aerogeneradores. La subestación Villonaco eleva el voltaje de 34.5 KV a 69 KV, para que la energía sea transmitida por la red de subtransmisión hasta llegar a la subestación Loja (4.5 Km.). De acuerdo a diagrama unifilar e implantación del parque enviado por CELEC.

En la subestación además se ha dejado libre un espacio en el patio de maniobras con la visión a que se realice la interconexión de un nuevo parque eólico cuyos estudios se han avanzado (Ducal – Membrillo). Esto se pudo constatar en la visita técnica a la subestación.

7.6. SUBESTACION LOJA

La subestación Loja eleva el voltaje de 69 KV, a 138 KV. para conectarse al sistema nacional de transmisión. A la subestación el ingreso y salida de energía es a través de la línea de transmisión Cuenca – Loja.

Bibliografía

- (1) **Wallbank, T.** 2008. *WindSim Validation Study CFD validation in Complex terrain.*
- (2) **Talayero, Ana Patricia y Telmo, Enrique.** 2008. *Energía eólica.* España : Prensas Universitarias de Zaragoza,
- (3) **Otero, F., Cerne, B. y Campetella, C.** 2010. *Análisis preliminar del viento en san julián.* Departamento de Ciencias de la Atmósfera y los Océanos Centro de Investigaciones del Mar y la Atmósfera. Buenos Aires- Argentina : s.n.,
- (4) **Cengel, Y. y Cimbala, J.** 2010. *Mecánica de Fluidos, fundamentos y aplicaciones.* . Mexico : Mc Graw Hill,
- (5) **Ballesteros, R., y otros, y otros.** 2003. *Monografía de mecánica de fluidos, técnicas numéricas en mecánica de fluidos.* Área de Mecánica de Fluidos, Universidad de Oviedo. España : s.n.,
- (6) **Teneler, G.** 2011. *Tesis: Wind flow analysis on a complex terrain, a reliability study of a cfd tool on forested area including effects of forest module.* Gotland University.
- (7) **Tu, J., Yeoh, G. y Liu, C.** 2013. *Computational Fluid Dynamics A Practical Approach.* s.l. : Elsevier,
- (8) **Meissner, C.** 2010. *WindSim Getting Started WindSim 5.*
- (9) **F Van Hulle, XP Wind Consultancy, Leuven, Belgium.** 2012. *Testing, Standardization, Certification in Wind Energy.* s.l. : Elsevier,
- (10) **ABB.** ABB stands for "Power and productivity for a better world". [En línea] 2013. <http://www.abb.com/industries/us/9AAC129904.aspx>.
- (11) **Rapallini, Jaime Moragues y Alfredo.** 2003. Instituto Argentino de la energía "General Mosconi". [En línea] 2003. <http://4dlab.info/energia/energia-energia-eolica-instituto-argentino.pdf>.
- (12) **Treto, Pedro Casanova.** 2010. *Análisis estructural. Cargas aerodinámicas en el rotor de un aerogenerador.* Centro de Estudios Energéticos y Tecnologías Ambientales (CEETA), Universidad Central Marta Abreu de Las Villas, Cuba. Cuba : s.n., 2010.

- (13) **Morán, D. Mikel Lasa, Ladrón, D. Eduardo Azanza y Medarde, D. Enneko Gamboa.** 2012. *Dinámica de Aerogeneradores*. Universidad Publica de Navarra, Departamento Ingeniería Mecánica, Energética y de Materiales. España : s.n.,
- (14) **Chapman, Stephen J.** 2005. *Fundamentos de Máquinas Eléctricas*. Estados Unidos : Mc Graw Hill.
- (15) **Mora, Jesús Fraile.** 2003. *Máquinas Eléctricas*. España : Mc Graw Hill.
- (16) **Windpower.** Danish Wind Industry Association. [En línea]
http://www.motiva.fi/myllarin_tuulivoima/windpower%20web/es/tour/wtrb/async.htm.
- (17) Centrales Eléctricas. [En línea] <http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo4b.html>.
- (18) **Chile, Gobierno de.** Centro de Energías Renovables. *Ministerio de Energia*. [En línea] 2013.
<http://cer.gob.cl/tecnologias/eolica/off-shore/>.
- (19) **Repsol.** Aerogeneradores sin Aspas. *Vortex*. [En línea] 2012.
<http://blogs.repsol.com/web/innovacion/inicio/blogs/790968/>.
- (20) ElectricWind Granada. [En línea]
<http://granadaeolica.blogspot.com/2012/11/funcionamiento-del-aerogenerador-sin.html>.
- (21) **Cadena, Medardo, y otros, y otros.** 2004. *Atlas Eólico Del Ecuador*. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Ecuador : s.n.
- (22) **REVE.** REVE Revista Eólica y del vehículo eléctrico. [En línea] 22 de 01 de 2013. [Citado el: 25 de 07 de 2013.] <http://www.evwind.com/2013/01/22/iberdrola-ratifica-su-apuesta-por-la-energia-eolica-en-eeuu-con-tres-nuevos-parques-eolicos/>.
- (23) **General Electric Company.** GE . *Wind Turbines* . [En línea] 2013. [Citado el: 26 de 06 de 2013.]
http://www.ge-energy.com/products_and_services/products/wind_turbines/.
- (24) **Vestas Wind Systems A/S.** Vestas. [En línea] 2013. [Citado el: 26 de 06 de 2013.]
<http://www.vestas.com/en/about-vestas/strategy.aspx>.
- (25) **Siemens AG.** Siemens. [En línea] 2013. [Citado el: 08 de 07 de 2013.]
<http://www.energy.siemens.com/co/en/renewable-energy/wind-power/wind-turbines/#content=Blades>.
- (26) **ENERCON.** ENERCON GmbH. [En línea] 2013. [Citado el: 24 de 06 de 2013.]
<http://www.enercon.de/es-es/compania.htm>.

- (27) —. ENERCON GmbH. *Aerogeneradores ENERCON*. [En línea] 07 de 2010. [Citado el: 25 de 06 de 2013.] http://www.enercon.de/p/downloads/ENE_TS_0710_Spanien_4.pdf.
- (28) **REpower systems**. REpower systems 2012. [En línea] 2012. [Citado el: 07 de 08 de 2013.] <http://www.repower.de/wind-power-solutions/wind-turbines/mm82/>.
- (29) **Gamesa**. Gamesa. [En línea] 2013. [Citado el: 01 de 07 de 2013.] <http://www.gamesacorp.com/es/productos-servicios/aerogeneradores/disenyo-y-fabricacion/>.
- (30) **GoldWind**. GOLDWIND. [En línea] 2013. [Citado el: 01 de 07 de 2013.] <http://www.goldwindglobal.com/web/about.do?action=detail2&id=201007301137174364>.
- (31) **report, EEA Technical**. 2009. *Europe's onshore and offshore wind energy potential, and assessment of enviromental and economic constraints*.
- (32) **BARRICK**. <http://www.barrick.com/operations/south-america/veladero/default.aspx>. <http://www.barrick.com/operations/south-america/veladero/default.aspx>. [En línea] 2013.
- (33) —. http://www.barrickenergia.com/wp-content/uploads/2012/10/generador_eolico_veladero.pdf. http://www.barrickenergia.com/wp-content/uploads/2012/10/generador_eolico_veladero.pdf. [En línea] 2012.
- (34) **Federal Department of home Affairs FDHA**. Alpine Test Site Gütsch. [En línea] <http://www.meteotest.ch/cost727/index.html?site.html>.
- (35) **The Wind Power**. The Wind Power: Wind Turbines and Wind farms database. *Gütsch windfarm (Switzerland)*. [En línea] http://www.thewindpower.net/windfarm_en_191_gutsch.php.
- (36) **EWU**. EW Ursern. [En línea] <http://www.ew-ursern.ch/>.
- (37) **USAID**. 2010. *Wind Energy in Armenia: overview of potential and development perspectives*.
- (38) TauernWind. *Wind Park*. [En línea] http://www.tauernwind.com/media_e/windkraft_mbwindpark01_e.htm.
- (39) **The Wind Power**. The Wind Power: Base de datos de turbinas eólicas y parques eólicos. [En línea] http://www.thewindpower.net/windfarm_es_130_Austria.php.
- (40) **WindTurbine Manufactures**. 2012. Guodian United Power 1.5 MW. [En línea] 2012. <http://www.wind-turbine-manufacturers.com/2012/04/guodian-united-power-1-5mw/>.
- (41) **Barlovento Recursos Naturales**. 2011. Renewable Energy Magazine. *Vortex unveils "first web-based cold climate assessment service for the wind industry"*. [En línea] 04 de 03 de 2011. <http://www.renewableenergymagazine.com/article/vortex-unveils-first-webbased-cold-climate-assessment>.

- (42) **Ilinca, Adrian.** 2011. Analysis and Mitigation of Icing Effects on Wind Turbines. *WIND TURBINES*. India : Ibrahim Al-Bahadly, pág. 189.
- (43) **IEA Wind R, D&D TASK 19.** 2012. *State-of-the-Art of Wind Energy in Cold Climates*.
- (44) **Al-Bahadly, Ibrahim.** 2011. Analysis and Mitigation of Icing Effects on Wind Turbines. *WIND TURBINES*. India : s.n., pág. 189.
- (45) **STANDAR, ETHIOPIAN.** 2001. <https://law.resource.org/pub/et/ibr/et.iso.12494.2001.pdf> .
<https://law.resource.org/pub/et/ibr/et.iso.12494.2001.pdf> . [En línea] 2012. [Citado el: 5 de JULIO de 2013.]
- (46) **Cattin, René.** 2012. *Icing of Wind Turbines*. Suiza : Elforsk.
- (47) **Karlson, Timo, y otros, y otros.** 2013. *Cold climates wind energy solutions*.
- (48) **World Wind Energy Association.** Europe. [En línea] 19 de 09 de 2013.
<http://www.wwindea.org/interactivemap/europe1/>.
- (49) **World Wind Energy Association.** [En línea] 2012.
<http://www.wwindea.org/interactivemap/europe3/>.
- (50) **LANGE, MATTHIAS y FOCKEN, ULRICH.** 2013. *State of the art in Wind Power Prediction in Germany and International Developments*. Energy Meteo System. Alemania : s.n.
- (51) **Kötschach-Mauthen.** Energie:autark. *Wind*. [En línea] http://www.energie-autark.at/show_content2.php?s2id=281.
- (52) **Druckenmiller, Hannah.** 2012. *At Wind Speed: How the U.S. Wind Industry is Rapidly Growing Our Local Economies*. Natural Resources Defense Council. U.S.A. : s.n.
- (53) **Canwea.** List of Wind Farms. [En línea] http://www.canwea.ca/farms/wind-farms_e.php.
- (54) **Gsanger, Stefan y Pitteloud, Jean Daniel.** 2012. *Annual Report*. The World Wind Energy Association. Canadá : s.n.
- (55) **Maissan, John y Pinard, JP.** 2011. *Yukon Wind Energy*. University of Alaska Fairbanks. Alaska : s.n.
- (56) **Ibrahim, Hussein, y otros, y otros.** 2012. *Canadian R D Activities on Wind Energy production in cold climate and in complex terrain*. Wind Energy TechnoCentre. Canadá : s.n.
- (57) **Ackermann, Thomas.** 2005. *Wind Power in Power Systems*. Estocolmo-Suecia : Royal Institute of Technology Stockholm.

- (58) **Soto, Marco.** 2006. Tesis (Escuela Politécnica Nacional): Programa digital para el estudio y simulación del cálculo de fallas por apantallamiento y flameo inverso en líneas de transmisión. Quito, Ecuador : s.n.
- (59) **Geology.** Geology.com. [En línea] [Citado el: 25 de 09 de 2013.]
<http://geology.com/articles/lightning-map/lightning-map.gif>.
- (60) **Correa, Nataly.** 2011. Tesis (Escuela Politécnica Nacional): Diseño del apantallamiento contra descargas atmosféricas en líneas de transmisión con ayuda computacional. Quito, Ecuador : s.n.
- (61) **Echeverría, Franciso y Preciado, Elizabeth.** 2008. Tesis (Escuela Politécnica Nacional): Estudio de mantenimiento centrado en confiabilidad en subestaciones del sistema nacional de transmisión. Quito, Ecuador : s.n.
- (62) **Peesapati, Vidyadha y Cotton, Ian.** LIGHTNING PROTECTION OF WIND TURBINES – A COMPARISON OF LIGHTNING DATA & IEC 61400-24. s.l. : IEEE, 2009. 978-1-4244-4934-7.
- (63) **Berguer, k.** 1967. *Novel Observations on Lightning Discharges: Results of Research on Mount San Salvatore.* s.l. : Journal of the Franklin Institute.
- (64) **KNMI, Genius Vos B.V., Arntz van Helden and Isolectra.** **Lightning Damage of OWECs.** 2002. *Parameters Relevant for Cost Modelling.* Holanda : s.n., 2002.
- (65) **Leutron.** *Lightning and surge protection of wind turbines.*
- (66) **LM Wind Power.** 2013. Lightning Protection. [En línea] 2013. www.lmwindpower.com/rotor-blades/products/features/add-ons/lightning-protection.
- (67) **Diccionario Enciclopédico Dominicano de Medio Ambiente.** 2011. Diccionario Enciclopédico Dominicano de Medio Ambiente. [En línea] 22 de 02 de 2011. [Citado el: 23 de 07 de 2013.]
<http://www.dominicanaonline.org/DiccionarioMedioAmbiente/es/definicionVer.asp?id=176>.
- (68) **Herrera Sanchez, Omar, Schellong, Wolfgang y González Fernández, Vladimir.** 2010. Modelo de análisis de cargas máximas en aerogeneradores producidas por vientos extremos. Vol. 13, 2, págs. 22-31.
- (69) **Delgado, María del Carmen.** 2007. Cuba Solar: Energía y Tú. *Parque eólico experimental los Canarreos, primer parque eólico de la revolución energética.* [En línea] 2007. [Citado el: 23 de 07 de 2013.] <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/revista37.htm>.
- (70) **Larrosa, Alejandro Montesinos y Figueredo, Conrado Moreno.** 2009. CUBA SOLAR: Energía y Tú. *Huracanes y Parque Eólicos en Cuba, Avatares y diseños de la energía eólica en el Archipiélago.* [En línea] 2009. [Citado el: 24 de 07 de 2013.]
<http://www.cubasolar.cu/Biblioteca/Energia/revista46.htm>.

- (71) **REVE.** 2010 Revista Eólica y del vehículo eléctrico. *Eólica en Cuba: parque eólico Gibara I más de seis mil MWh.* [En línea] 14 de 09 de 2010. [Citado el: 15 de 06 de 2013.]
<http://www.evwind.com/2010/09/14/eolica-en-cuba-parque-eolico-gibara-i-mas-de-seis-mil-mwh/>.
- (72) **Grupo de Divulgación de CUBAENERGÍA.** 2012. RedCiencia. *Boletín de energía.* [En línea] 2012. [Citado el: 24 de 07 de 2013.]
http://www.redciencia.cu/documentos/boletinclipseenergia19_del_2012.pdf.
- (73) **Un blog verde.** 2012. Un blog verde. [En línea] [Citado el: 24 de 07 de 2013.]
<http://www.dforceblog.com/2012/11/16/sandy-no-afecta-en-el-funcionamiento-de-2-parques-eolicos-cubanos/>.
- (74) **The Wind Power .** 2013. Base de datos de turbinas eólicas y parques eólicos. [En línea] 04 de 2013. [Citado el: 24 de 07 de 2013.] http://www.thewindpower.net/windfarm_es_3187_horse-hollow-i.php.
- (75) **The Wind Power.** 2013. The Wind Power. [En línea] 06 de 2013. [Citado el: 24 de 07 de 2013.]
http://www.thewindpower.net/windfarm_es_10098_hoosac.php.
- (76) **REVE.** 2013. Revista Eólica y del vehículo eléctrico. *Iberdrola ratifica su apuesta por la energía eólica en EEUU con tres nuevos parques eólicos.* [En línea] 22 de 01 de 2013. [Citado el: 25 de 07 de 2013.] <http://www.evwind.com/2013/01/22/iberdrola-ratifica-su-apuesta-por-la-energia-eolica-en-eeuu-con-tres-nuevos-parques-eolicos/>.
- (77) **Zhenyu Wang, Yan Zhao, Fuqiang Li, and Jianqun Jiang.** 2013. Extreme Dynamic Responses of MW-Level Wind Turbine Tower in the Strong Typhoon Considering Wind-Rain Loads. *Mathematical Problems in Engineering.* pág. 13.
- (78) **Irma Larrea Oña y Giuseppe Di Carlo.** 2010. *Adaptándonos al Cambio Climático en las Islas Galápagos.* Quito, Ecuador : s.n.
- (79) **Powell, Ian, Veletzos, Marc y Elgamal, Ahmed.** 2009. *Full Scale Testing for Investigation of Wind Turbine Seismic Response.* Department of Structural Engineering, University of California, San Diego : s.n..
- (80) **Ritschel, U., Warnke, I. y Kirchner, J. Meussen, B.** 2003. Wind Turbines and EarthQuakes.
- (81) **He, Guangling y Li, Jie.** 2008. *Seismic Analysis of Wind Turbine System Including Soil-structure Interaction.* Shanghai, China : The 14th World Conference on Earthquake Engineering.
- (82) **Nevárez, Otoniel Díaz y Suarez, Luis E.** 2012. Modelo analítico para turbinas eólicas sometidas a movimientos sísmicos. Vol. 12(2) 187.

- (83) **Rocha, E.** 2009. DEFINICIÓN DE LA ACCIÓN SÍSMICA REGLAMENTAR. [Citado el: 17 de 07 de 2013.]
- (84) **Radio Cadena Mi Gente.** 2012. Radio Cadena Mi Gente. [Citado el: 23 de 07 de 2013.]
<http://migenteinforma.org/?p=4570>.
- (85) **Fiallos & Asociados.** 2011. Estudio de Impacto Ambiental del Parque Eólico EOLONICA WIND POWER.
- (86) **Martínez, Ana Taleyro Navales y Enrique Telmo.** 2008. *Energía Eólica*. Zaragoza : Prensas Universitarias de Zaragoza.
- (87) **Oyarzo, H.** 2008. *PhD Tesis: Modelización matemática para evaluar energías para sistemas eólicos e híbridos eólico-diesel*. Universidad Politécnica de Madrid.
- (88) **Dalpe, B. y Masson, C.** 2009. *Numerical simulation of wind flow near a forest edge*. págs. 228–241.
- (89) **Wakes, S., y otros, y otros.** 2009. *Numerical modelling of wind flow over a complex topography*. págs. 237–247.
- (90) **Imamura, H., y otros, y otros.** 2002. *A wind energy estimation over various escarpment shapes*. The Fifth JSME-KSME Fluids Engineering Conference.
- (91) **Lee, M., y otros, y otros.** 2009. *A numerical simulation of flow in a wind farm on complex terrain*. The Seventh Asia-Pacific Conference on Wind Engineering.
- (92) **Bitsuamlak, G. y Simiu, E.** 2010. *Cfd's potential applications: a wind engineering perspective*. The Fifth International Symposium on Computational Wind Engineering.
- (93) **Cochran, L. y Derickson, R.** 2010. *A physical modeler's view of computational wind engineering*. The Fifth International Symposium on Computational Wind Engineering.