

Capítulo 2:

Conceptos técnicos de la simulación

2.1 TIPO DE PARQUE EÓLICO

Como ya se ha reseñado en la introducción, existen dos tipos de parques eólicos, los parques eólicos terrestres y los parques eólicos marinos. Las diferencias técnicas entre ambos estriban básicamente en dos campos [4], [7]:

- **Potencia:** los parques eólicos marinos suelen ser más grandes; al haber mayores espacios en el mar, pueden ser colocadas más turbinas, a lo que cabe añadir el hecho de que las turbinas diseñadas para trabajar en parques marinos tienen mayores longitudes de pala, y por ende mayor diámetro; esto implica que son también capaces de desarrollar mayores potencias. Por ejemplo, Gamesa tiene en catálogo generadores para parques marinos de potencia nominal 5 MW, con un diámetro $\varnothing=128$ m, y un área de barrido de 12868 m².
Por otro lado, las potencias nominales de las turbinas más utilizadas en parques terrestres hoy en día están entre 1.5 y 2 MW. Respecto a la altura de la torre, suelen ser menores en los generadores marinos, puesto que la rugosidad superficial del mar es menor que la de cualquier terreno, con lo que varía menos la velocidad del viento respecto a la altura.
- **Construcción y Operación y Mantenimiento (O&M):** Al estar situados en el mar, los generadores eólicos situados en parques marinos sufren menos la fatiga debido a que los vientos son más estables, y por lo tanto el flujo de viento es menos turbulento. Por el contrario, debido a la atmósfera marina, los parques eólicos *offshore* necesitan ser protegidos de fenómenos como la corrosión, ya que en caso contrario podrían sufrir daños, lo que supone un coste extra. Asimismo, se complican las operaciones de reparación y sustitución de componentes, que deben realizarse mediante buques. Además de esto, los costes de construcción de un parque eólico marino superan ampliamente los costes de construcción de un parque eólico terrestre, llegando a ser del orden de un 50% mayor que éstos.

En el actual proyecto, se considerará un parque terrestre (onshore), debido a que son mucho más comunes y tanto su implantación como la disponibilidad y fiabilidad de los datos necesarios para el desarrollo del proyecto, tales como costes de O&M y tasas de fallos y tiempos de reparación de sus componentes son mucho mayores en este tipo de parques.

2.2 TIPO Y CARACTERÍSTICAS DEL AEROGENERADOR

En el presente proyecto, dado que se desarrolla en el contexto de un parque eólico terrestre, se considerará un generador asociado a este tipo de parque, concretamente uno cuya característica principal es:

- Potencia nominal del generador: $P = 2.0 \text{ MW}$
- Altura a la que se sitúa el eje: $z = 80 \text{ m}$

De acuerdo a [9], el 40% de los aerogeneradores instalados en 2012 (229 aerogeneradores), eran de potencia nominal 2.0 MW.

Concretamente, el generador elegido es el modelo V80 de 2 MW, fabricado por *Vestas*, e incluido en su catálogo. Este modelo tiene entre sus características [19]:

- Velocidad de Arranque de la turbina: $v = 4 \text{ m/s}$
- Velocidad de Corte de la turbina: $v = 25 \text{ m/s}$
- Velocidad Nominal de la turbina: $v = 16.50 \text{ m/s}$
- Diámetro del Rotor: $\varnothing = 80 \text{ m}$
- Área de barrido: $A = 5.027 \text{ m}^2$
- Tipo de Generador: Generador de Inducción Doblemente Alimentado.

Es de vital importancia para la simulación, conocer la curva de Potencia-Velocidad del generador, que será la curva que nos indicará qué potencia está generando la turbina en cada instante, según la velocidad del flujo de viento existente. Esta curva la obtenemos mediante el programa *WAsP 11 (Wind Atlas Analysis and Application Program)* [20], que nos ofrece la curva de potencia-velocidad del citado aerogenerador para distintos valores de densidad del aire (Figura 2.1)

Podemos suponer la densidad del valor $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$ (densidad de aire seco a presión atmosférica estándar al nivel del mar, a 15 °C) ya que el terreno en que se implantará el parque se encuentra a baja altura [21], lo cual implicar que la variación de densidad del aire con respecto al nivel del mar será inapreciable.

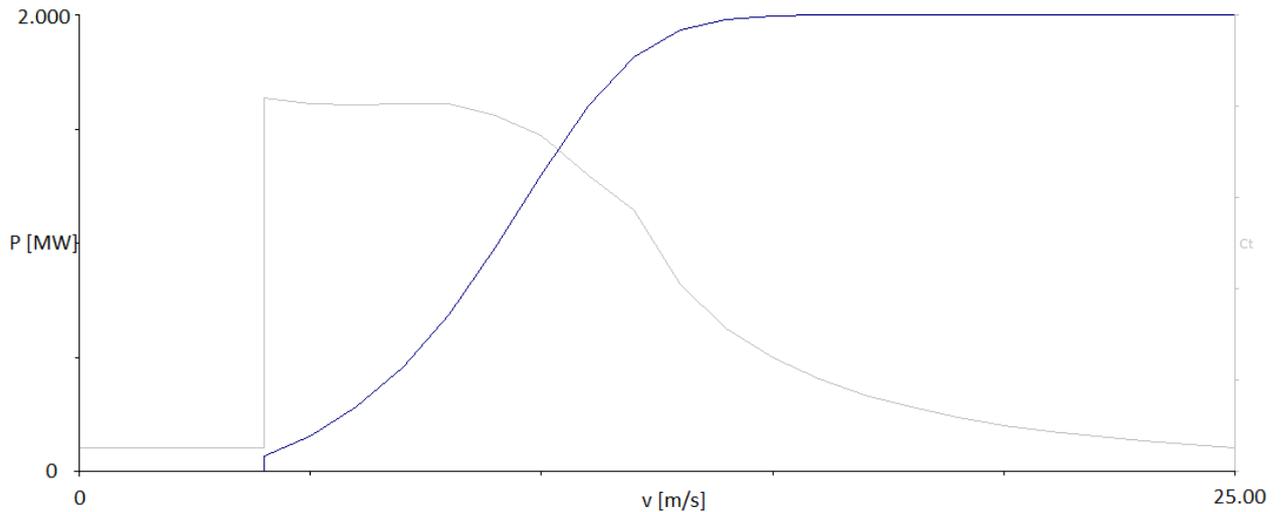


Figura 2.1: Curva de Potencia-Velocidad de una turbina V80-2.0 MW

Donde la línea azul gruesa nos muestra la curva de producción potencia-velocidad. Se resume la curva en la Tabla 2-1, en la que podemos observar los valores límite de velocidad, así como la velocidad a la que se alcanza la potencia nominal:

Tabla 2-1: Valores de la gráfica Potencia-Velocidad de la turbina V80-2.0 MW

Velocidad [m/s]	Potencia [MW]	Coficiente de empuje
4	0.066	0.818
5	0.152	0.806
6	0.28	0.804
7	0.457	0.805
8	0.69	0.806
9	0.978	0.78
10	1.296	0.737
11	1.598	0.649
12	1.818	0.571
13	1.935	0.41
14	1.98	0.314
15	1.995	0.249
16	1.999	0.202
17	2	0.167
18	2	0.14
19	2	0.118
20	2	0.101
21	2	0.088
22	2	0.076
23	2	0.067
24	2	0.059

25	2	0.052
----	---	-------

2.3 RECURSO EÓLICO Y PERFIL DE VIENTO

Para realizar la simulación del proyecto, necesitamos conocer la caracterización del recurso eólico en la zona. Por lo general, el perfil de velocidades del viento se caracteriza por métodos estadísticos, más concretamente, por distribuciones de probabilidad realizadas mediante tomas de datos o muestreo cada cierto tiempo. La distribución más comúnmente utilizada es la distribución de Weibull [3].

Sin embargo, se enfocará la caracterización del viento de otra manera. Se tomará como válida una serie de datos históricos de la velocidad del viento a 10 m y 20 m del suelo respectivamente, tomados cada 10 minutos durante un año (desde el 1 de Noviembre de 2002 al 31 de Octubre de 2003), perteneciente a la Isla de Laitec [21], situada en el Archipiélago de Chiloé, en Chile (Figura 2.2)

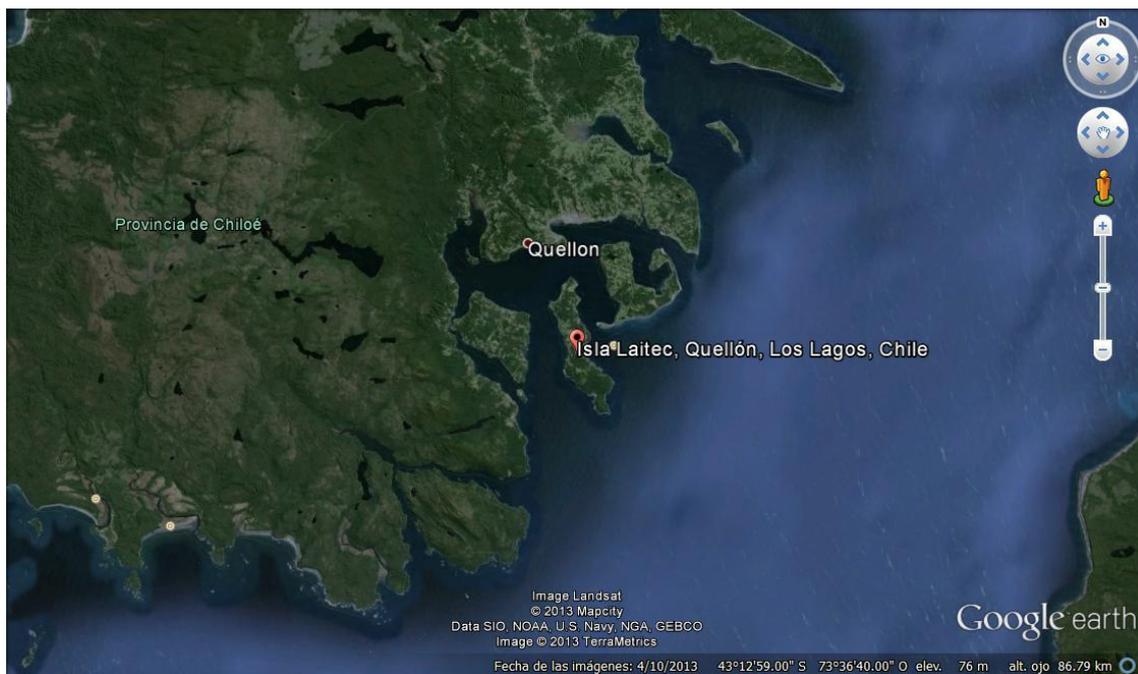


Figura 2.2: Localización del emplazamiento del parque eólico

En el emplazamiento, como ya se ha resaltado, se dispondrá de los datos a dos alturas distintas, quedando gráficamente la serie de datos como se muestra en las Figura 2.3 y Figura 2.4:

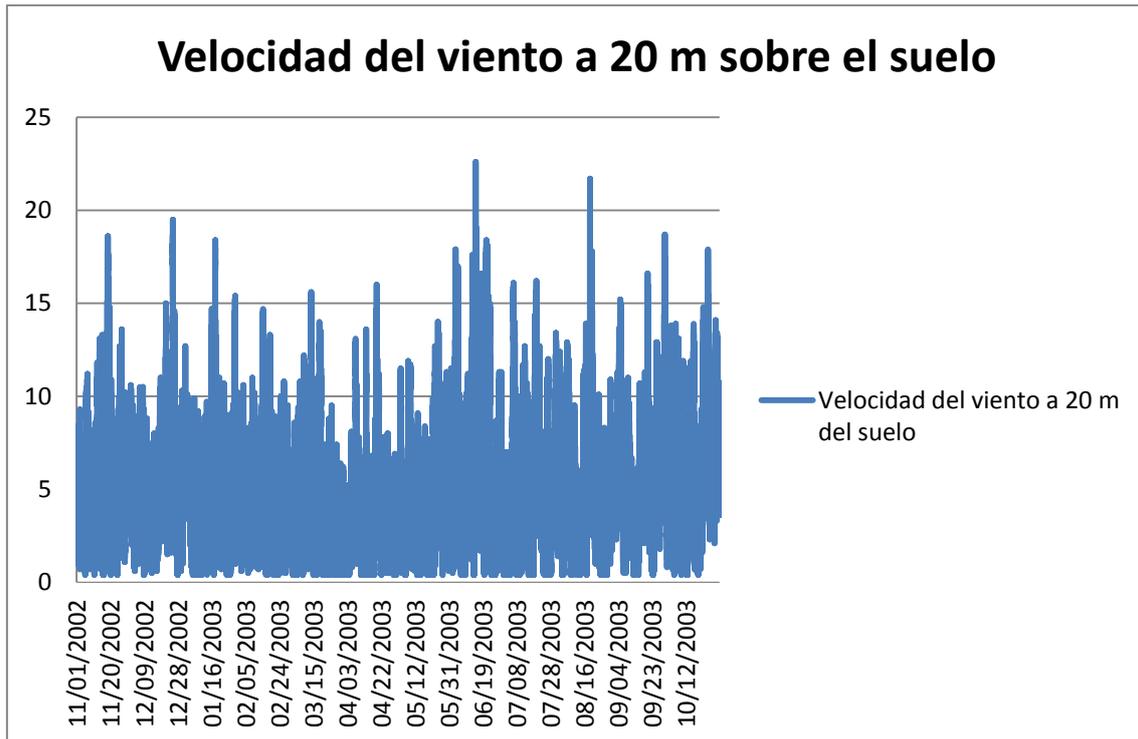


Figura 2.3: Velocidad del viento a 20 m sobre el nivel del suelo

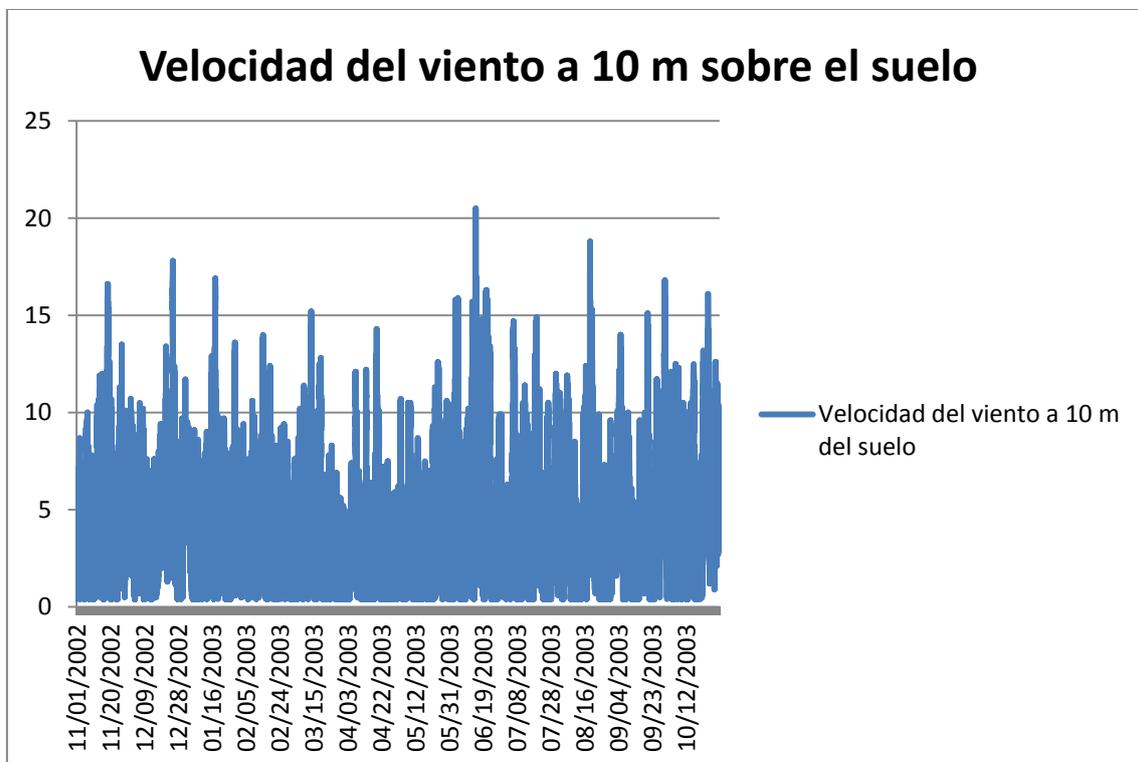


Figura 2.4: Velocidad del viento a 10 m sobre el nivel del suelo

La velocidad del viento en una ubicación aumenta con la altura, partiendo desde 0 m/s a nivel del suelo, debido al contacto con el terreno, y siguiendo una ley logarítmica [3], [4]. Tanto el flujo de viento principal como los posibles flujos turbulentos que lo perturban siguen esta tendencia, que se muestra en la Figura 2.5, correspondiente al estudio del perfil anual de vientos de la isla Laitec:

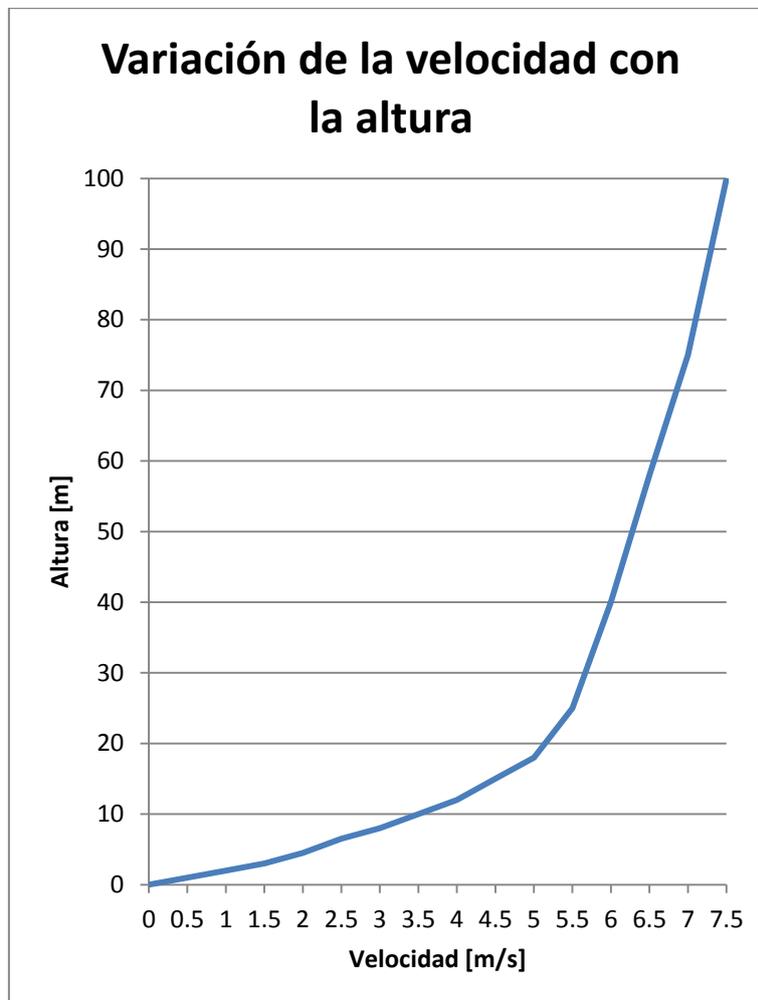


Figura 2.5: Sensibilidad de la velocidad del viento frente a la altura sobre el nivel del suelo

Por tanto, el perfil de velocidades del viento a una cierta altura z_{ref} (que puede ser tanto 10 m como 20 m) podemos calcular la velocidad del viento a otra altura z , mediante el uso de la fórmula (Ley Logarítmica de Cortadura del Viento):

$$v(z) = v(z_{ref}) \times \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)} \quad (2.1)$$

Así, las variables que aparecen en la fórmula son:

- $v(z)$: velocidad del viento a la altura que nos interesa (variable a calcular) (m/s).
- $v(z_{ref})$: velocidad del viento a una altura de referencia sobre el nivel del suelo, en la cual conocemos la velocidad (m/s).
- z_0 : longitud de rugosidad del terreno, propia de la ubicación del parque eólico (m).

La longitud de rugosidad del terreno z_0 es la altura sobre el nivel del suelo a la cual la velocidad media del viento es igual a cero, para un perfil de tipo logarítmico. Está muy relacionada con el tipo de terreno: tanto con los obstáculos existentes en el mismo, ya sean árboles o edificios, como con la orografía del mismo. Existen tablas indicativas de la rugosidad del terreno según el tipo del mismo; un ejemplo de ello es la Tabla 2-2:

Tabla 2-2: Longitud de rugosidad del terreno según el tipo de paisaje [Instituto de Meteorología, Cuba]

Longitud de Rugosidad [m]	Tipo de Paisaje
0.0002	Superficie de agua (mar abierto, lago, presa), con apariencia abierta de varios kilómetros.
0.0024	Terreno completamente abierto con una superficie lisa (por ejemplo: pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.); tierra desnuda, arena de costa (playas), vegetación de costa rocosa con alturas entre 0,5 y 1 m.
0.03	Área agrícola abierta sin cercados ni arbustos y con edificaciones muy dispersas. Solo colinas suavemente redondeadas. Vegetación de costa arenosa, herbazal de ciénaga, sabanas seminaturales y antrópicas.
0.055	Terreno agrícola con algunas casas y arbustos resguardantes de 8 m de altura con una distancia aproximada de 1 250 m. Vegetación de mogotes.
0.1	Terreno agrícola moderadamente abierto con algunas casas y arbustos de 8 m de altura con una distancia aproximada de 500 m.
0.15	Cultivos bajos (caña de azúcar, tabaco, etc.); matorrales (marabú); plantaciones forestales jóvenes menores de 4 m (pinos, eucaliptos, majagua, etc.).
0.2	Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos de 8 m de altura con una distancia aproximada de 250 m. Bosque degradado 3-4 m de altura, bosque de galería y frutales.
0.3-0.35	Bosque y bosque de mangles (mangle prieto, mangle rojo, llana y patabán).
0.4	Pueblos, ciudades pequeñas, suburbios, terreno agrícola con muchos o altos setos, bosques de pinos y terreno accidentado y muy desigual.
0.5-0.9	Bosque pluvial y bosque de coníferas (ubicados en macizos montañosos).
1-2	Grandes ciudades con edificios muy altos.

Sin embargo, al disponer en esta ubicación concreta de dos perfiles de velocidades de viento a dos alturas distintas sobre el nivel del suelo, existe una mejor opción en este caso: el uso de la *Ley Logarítmica de Cortadura del Viento* para el cálculo de la longitud de rugosidad del terreno en la Isla Laitec.

Tomaremos:

$$z = 20 \text{ m}$$

$$z_{ref} = 10 \text{ m}$$

Y sustituyendo en la fórmula (2.1):

$$v(20) = v(10) \times \frac{\ln\left(\frac{20}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{10}{z_0}\right)} \quad (2.2)$$

$$\frac{v(20)}{v(10)} = \frac{\ln\left(\frac{20}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{10}{z_0}\right)}$$

Aprovechando las propiedades de los logaritmos:

$$\frac{v(20)}{v(10)} = \frac{\ln(20) - \ln(z_0)}{\ln(10) - \ln(z_0)}$$

$$\frac{v(20)}{v(10)} \times (\ln(10) - \ln(z_0)) = \ln(20) - \ln(z_0)$$

$$\frac{v(20)}{v(10)} \times \ln(10) - \ln(20) = \frac{v(20)}{v(10)} \times \ln(z_0) - \ln(z_0)$$

$$\frac{v(20)}{v(10)} \times \ln(10) - \ln(20) = \ln(z_0) \times \left[\frac{v(20)}{v(10)} - 1 \right] \quad (2.3)$$

Despejando:

$$\ln(z_0) = \frac{\frac{v(20)}{v(10)} \times \ln(10) - \ln(20)}{\frac{v(20)}{v(10)} - 1}$$

Lo cual hace que se pueda despejar el valor de z_0 mediante la exponencial:

$$z_0 = e^{\frac{\frac{v(20)}{v(10)} \times \ln(10) - \ln(20)}{\frac{v(20)}{v(10)} - 1}} \quad (2.4)$$

Tenemos medidas durante un año entero a intervalos regulares de 10 minutos, lo cual hace un total de:

$$1 \text{ año} \times \frac{365 \text{ días}}{1 \text{ año}} \times \frac{24 \text{ h}}{1 \text{ día}} \times \frac{6 \text{ medidas}}{1 \text{ h}} = 52560 \text{ medidas}$$

Debido a ello, al realizar los cálculos mediante el programa *Microsoft Excel*, se obtendrá un vector de 52560 valores de longitudes de rugosidad z_0 . Dado el carácter experimental de los datos usados, habrá que descartar ciertos valores para la realización del promedio de datos, y la obtención de un único valor del coeficiente z_0 :

- Se comienza descartando los valores de “*Error*” obtenidos en ese vector, y que se deben a coincidencia entre la velocidad del viento en las dos alturas medidas: $v(10) = v(20)$.

Esto se observa, por ejemplo, en la medición correspondiente al día 1 de Noviembre de 2002, a las 2:00 a.m.

- Tras haber obviado los errores, se observa una gran disparidad entre los valores obtenidos en las medidas, de hecho, el valor máximo de las longitudes de rugosidad calculadas es:

$$z_0 = 2.02824 \times 10^{32}$$

Y el valor promedio queda:

$$z_0 = 8.72892 \times 10^{27}$$

Lo cual, ateniéndonos a los valores de la Tabla 2-2 es, a todas luces, erróneo. Esto, como se ha dicho, se debe a la disparidad de las medidas tomadas por los anemómetros, causadas, entre otros factores por el carácter aleatorio del viento, y los posibles fallos o errores en la toma de medidas.

De hecho, se puede cuantificar la disparidad de las medidas mediante el llamado *Coficiente de Curtosis* de la muestra, que nos ofrece una cuantificación de la asimetría respecto a la media de la serie de datos. La curtosis es una medida de la forma de la distribución de la muestra [22]. Valores altos del coeficiente de curtosis indican la coexistencia de gran cantidad de valores cercanos a la media, con otra relativamente alta cantidad de valores muy alejados de la misma. El programa *Microsoft Excel* calcula la curtosis con la fórmula:

$$\left\{ \frac{n(n+1)}{(n-1)(n-2)(n-3)} \sum \left(\frac{x_i - \bar{x}}{s} \right)^4 \right\} - \frac{3(n-1)^2}{(n-2)(n-3)} \quad (2.5)$$

Siendo:

- n: número de datos de la muestra (en este caso: 52560).
- s: desviación típica muestral.

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{(n-1)}}$$

- x_i : cada uno de los valores de z_0 obtenidos.
- \bar{x} : valor promedio de los valores de la muestra.

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}$$

En este caso, la curtosis adquiere un valor de 24755.5, lo cual se traduce en que, efectivamente, hay gran disparidad en la muestra. Para solucionar esto, y volviendo a fijar nuestra atención en la tabla de valores típicos de z_0 , se descartan aquellos valores obtenidos superiores a 1 (valor para grandes ciudades).

Calculamos el valor promedio de los datos restantes, y ese valor será el tomado como valor constante de la longitud de rugosidad del terreno z_0 .

El valor obtenido, resulta ser:

$$z_0 = 0.17356 \text{ m} \quad (2.6)$$

Se observa que este valor entra ya en el rango de lo posible, y además está en sintonía con la orografía y paisaje de la Isla Laitec.

Una vez que disponemos ya de un valor de longitud de rugosidad del terreno, podemos calcular la velocidad del flujo de viento a cualquier altura, mediante la *Ley Logarítmica de Cortadura del Viento* (2.1). Así, se calculará, mediante el valor constante de z_0 , y la velocidad del viento a 20 metros sobre el terreno en cada instante $v(20) = v(z_{ref})$ (también podría haberse usado los valores de $v(10)$), los valores de velocidad del viento en cada medida (es decir, cada 10 minutos durante un año) a 80 metros sobre el nivel del terreno, que es la altura a la que se sitúa el eje de la turbina.

Estos valores de velocidades $v(80)$, serán los comparados con los valores de la curva Potencia-Velocidad del aerogenerador (Tabla 2-1), para obtener los valores de potencia generada en cada instante.

Se asumirá la misma distribución y perfil de viento para los 20 años de estudio de la inversión del parque, si bien se podría haber optado por la opción de un modelo probabilístico del mismo. De haber optado por esta opción, se habrían ajustado los valores de velocidad de viento a una distribución de Weibull, que es la más usada para los modelos de perfil de viento, y haber realizado simulaciones para obtener valores distintos para cada año de estudio. No se ha optado por esta opción por considerar que no produciría cambios de importancia en la simulación del parque, debido a que solo se disponen medidas de un único año.

Puede destacarse de los valores obtenidos para $v(80)$ sus valores extremos, que son:

- $v^{max}(80) = 29.2 \text{ m/s}$
- $v^{min}(80) = 0.5168 \text{ m/s}$

Estos valores ponen de manifiesto que al menos alguna vez durante el año, la turbina se encontrará en estado de desconexión por motivos diferentes a los fallos acaecidos: la desconexión debida a altas o bajas velocidades del viento.

Como se puede observar en el siguiente perfil de velocidades anuales del viento (Figura 2.6), la desconexión debida a bajas velocidades de viento (menores a 4 m/s) supera ampliamente a la desconexión debida a altas velocidades (mayores a 25 m/s).

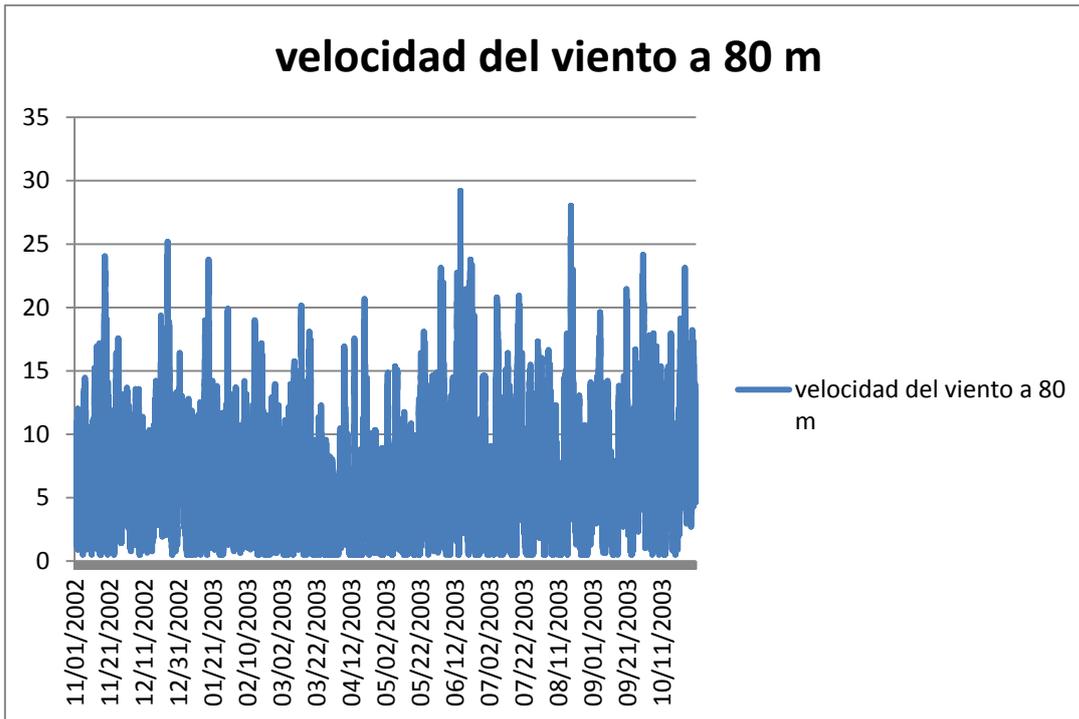


Figura 2.6: Velocidad del viento a 80 m sobre el nivel del suelo

En la Figura 2.7 podemos observar los valores de potencia generada anualmente, sin tener en cuenta las desconexiones debidas a los fallos de componentes de las turbinas.

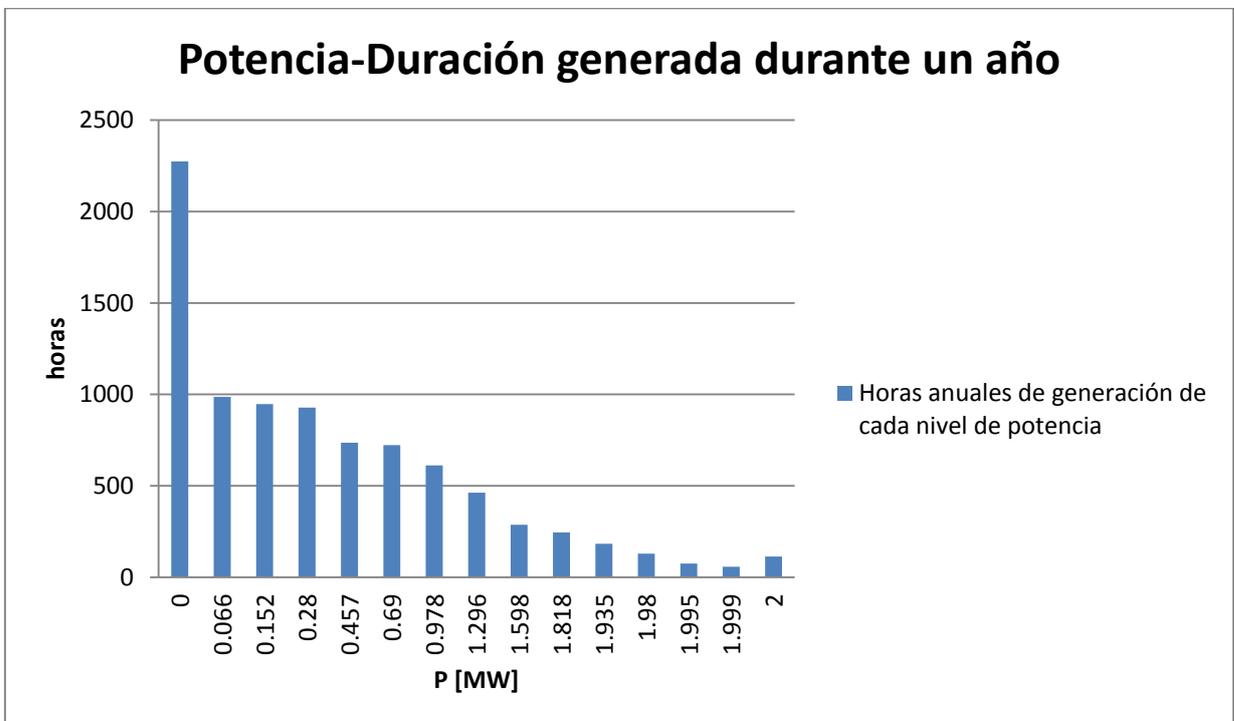


Figura 2.7: Horas que produce la turbina cada nivel de potencia según la velocidad del viento y en ausencia de fallos, anualmente

2.4 PARÁMETROS DE CARACTERIZACIÓN DE FALLOS

Un aspecto importante del proyecto es la simulación de los fallos ocurridos en las turbinas. Los componentes de un aerogenerador, al igual que los de cualquier máquina, fallan y se deterioran con el tiempo, ocasionando pérdidas de energía suministrada, y por tanto, pérdidas económicas, en el parque.

Un motivo a tener en cuenta en los fallos de ciertos componentes es la fatiga debida al uso continuo y cíclico, que hace que sus propiedades mecánicas se vayan deteriorando paulatinamente con el tiempo hasta el estado de fallo.

Los componentes del aerogenerador, como se ha dicho, tienen un comportamiento real de progresivo deterioro hasta alcanzar el fallo, pasando el componente por diversos estados desde el estado de pleno funcionamiento, hasta el estado de fallo total, teniendo en cuenta el desgaste producido en el componente (Figura 2.8) [23]:

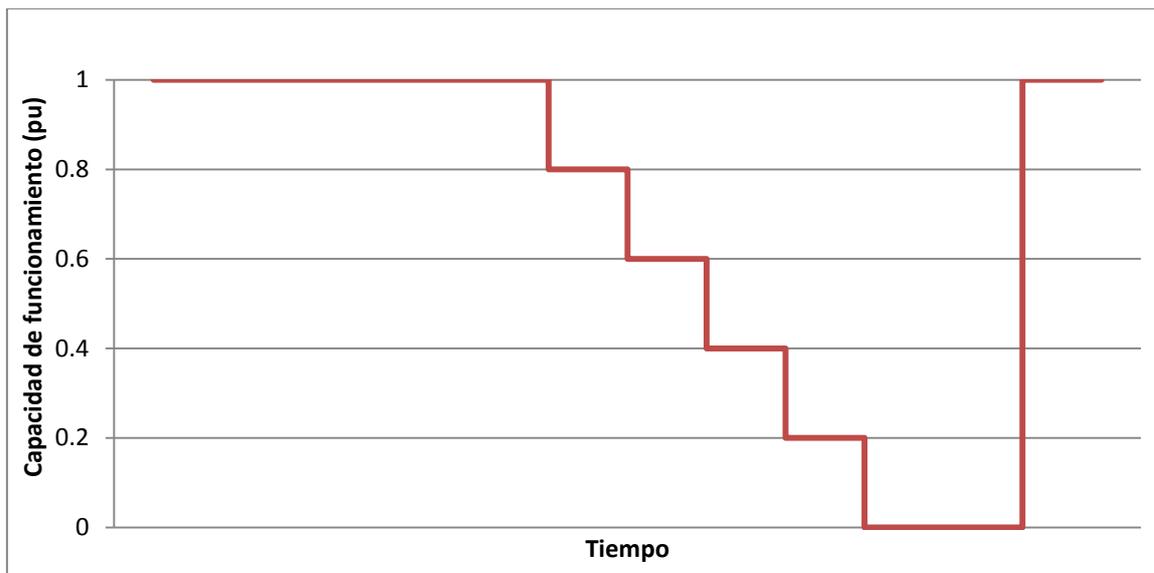


Figura 2.8: Característica de fallo progresivo de un componente

En general, la caracterización de la fiabilidad de los componentes mediante este modelado es usado en los sistemas de monitorización que forman parte del plan de O&M del parque, ya que es de clara utilidad para el modelado del desgaste mecánico de los componentes.

En el presente proyecto, que estudia la rentabilidad de la inversión del parque, no se considera necesaria la implementación de este modelo, y se optará por uno más simple en tanto en su definición como en su implementación.

El modelo elegido [23] se define mediante solo dos estados posibles:

- Estado de pleno funcionamiento: en este estado, el componente funciona perfectamente, sin ningún tipo de daño ni desgaste.
- Estado de fallo: el componente necesita una reparación o sustitución, ya que no está ejerciendo su función.

Se puede observar el comportamiento de este modelo en la Figura 2.9, donde el estado “1” se corresponde al pleno funcionamiento, y el estado “0” se corresponde al fallo. El componente permanecerá funcionando normalmente hasta que presente un fallo; en ese momento, será reparado o sustituido por otro, por lo que permanecerá un tiempo inactivo, hasta volver a asumir sus funciones:



Figura 2.9: Característica de fallo instantáneo de un componente

Una vez definidos los estados en los que pueden encontrarse los componentes, el siguiente paso se presume la simulación de la ocurrencia de fallo en los componentes elegidos. Como ya se avanzó en el Capítulo 1, el proyecto se centra en el estudio de la influencia en la rentabilidad de dos componentes: las palas y la multiplicadora.

A primera vista, y de acuerdo a la Figura 2.10, puede parecer que estos componentes del aerogenerador no son significativos para su estudio.

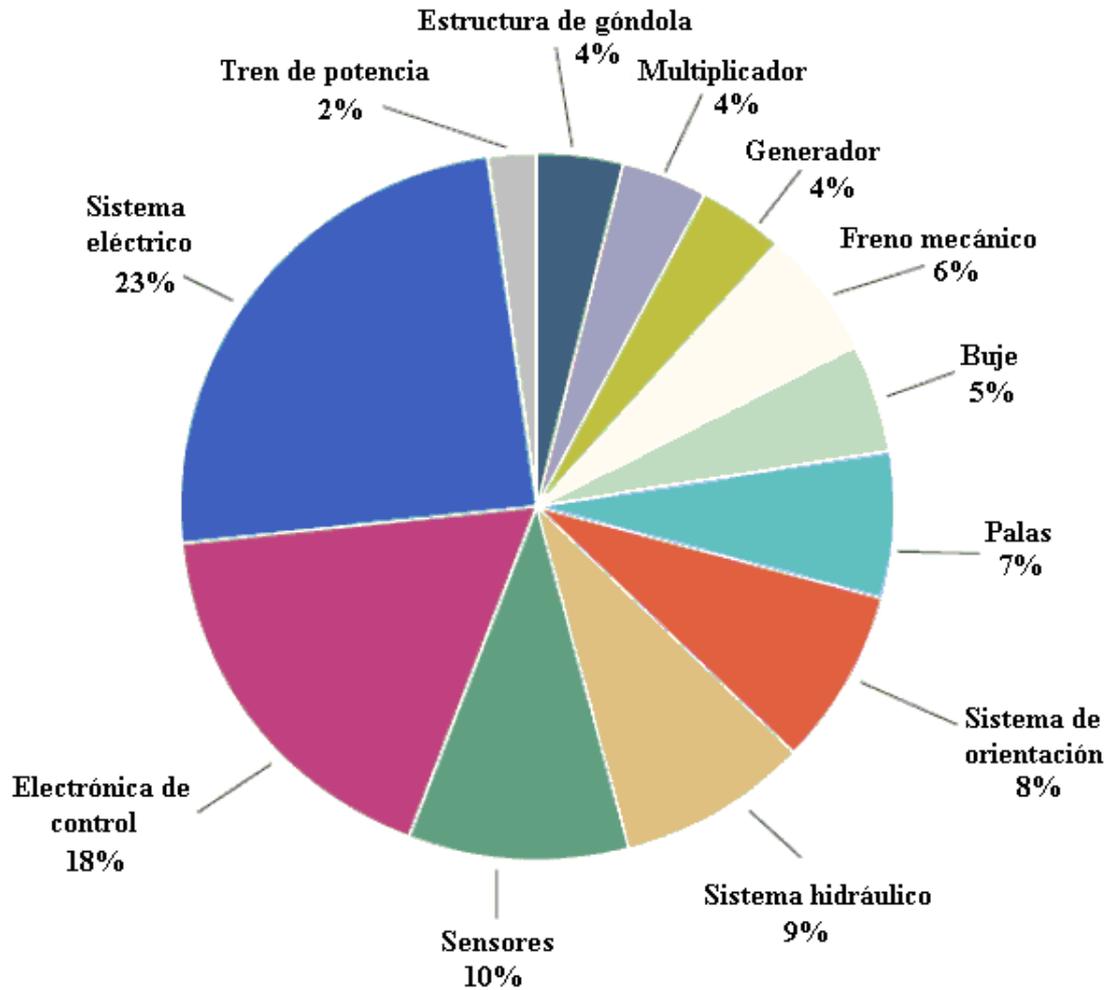


Figura 2.10: Porcentaje de fallos de cada componente de un aerogenerador sobre los fallos totales [16]

La Figura 2.10 representa el porcentaje de fallos imprevistos de cada componente del aerogenerador, sobre el total de fallos imprevistos. Destaca el hecho de que el grueso de fallos imprevistos se produce en el sistema eléctrico y la electrónica de control del generador eólico, sumando el 41% de los fallos entre ambos, mientras que los fallos en las palas suponen un 7% sobre el total, y la multiplicadora solo un 4%.

A la luz de estos datos, puede resultar extraña la elección de estos componentes para la realización del estudio. La razón se debe buscar en varios factores, entre los que destacan:

- Los parámetros usados para caracterizar la fiabilidad de los componentes y realizar las simulaciones de fallos: la tasa de fallos de los componentes (λ) y el tiempo medio de reparación por fallo (r).

- El coste de los componentes en cuestión es elevado en comparación con otros componentes de la turbina eólica, lo cual será desarrollado en el capítulo tercero.

Se definen a continuación los parámetros de tasa de fallos y tiempo medio de reparación por fallo (*Mean Time to Repair MTTR*).

2.4.1 Tasa de Fallos

La tasa de fallos es una medida de los fallos ocurridos en un componente durante un intervalo de tiempo determinado. Normalmente se considerará un año como el intervalo de tiempo [15].

La tasa de fallos λ de un componente varía a lo largo de la vida útil del parque eólico, distinguiéndose tres etapas. La curva representativa de esta variación temporal de la tasa de fallos se denomina *Curva de Bañera* (Figura 2.11) [23]:

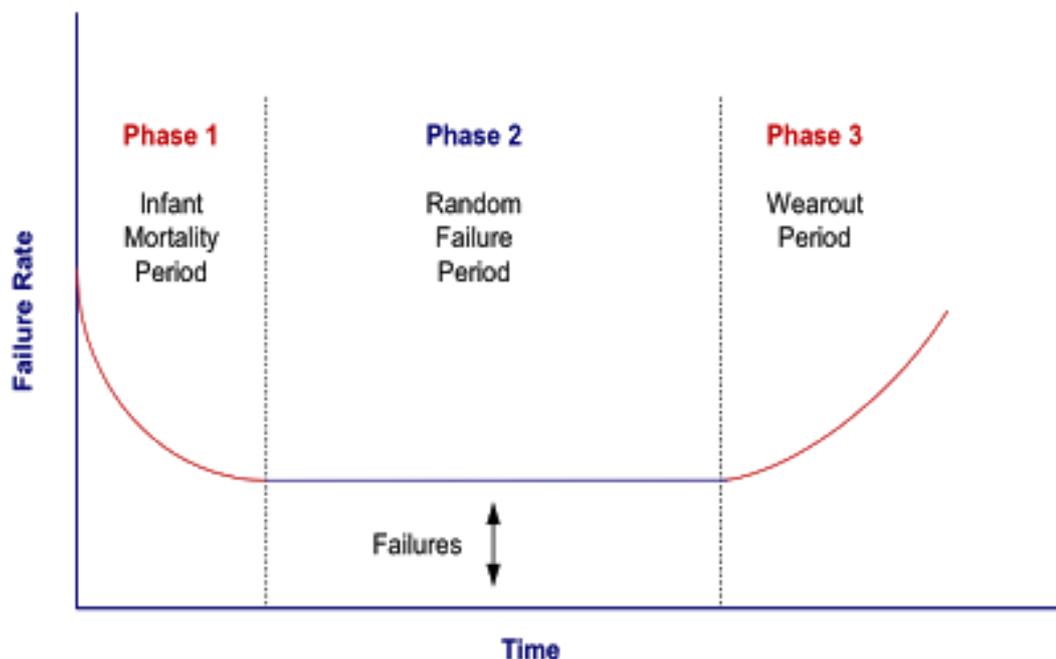


Figura 2.11: Curva de bañera

En la curva se distinguen tres etapas bien diferenciadas:

- Etapa de Mortalidad Infantil (*Infant Mortality Period*): la tasa de fallos λ es alta y decreciente con el tiempo. En esta etapa el número de fallos se explica por el hecho de que los componentes pueden sufrir fallos durante su transporte e instalación, o bien el pedido en cuestión puede contener unidades defectuosas que no se han detectado hasta la puesta en marcha. La tasa de fallos va decreciendo en este periodo, que suele durar unos meses o hasta un año, a

medida que se superan las contingencias surgidas de la puesta en marcha de la instalación.

- Etapa de Fallos Aleatorios o de Vida Útil (*Random Failure Period*): en esta etapa, la tasa de fallos λ ha decrecido hasta valores que seguirán una tendencia constante a lo largo de la mayor parte del periodo de vida útil de la instalación. Estos fallos surgirán aleatoriamente y de manera imprevista durante la etapa.
- Etapa de Desgaste (*Wearout Period*): Al pasar el tiempo, los componentes se acercan al final de su ciclo de vida, y debido al desgaste ocasionado por el funcionamiento, van fallando cada vez más, incrementándose rápidamente la tasa de fallos de los componentes a lo largo de los últimos años de vida del generador.

En el presente proyecto, y debido a la complicación que implica el modelado de las tres etapas, se tomará la tasa de fallos como un valor constante a lo largo del tiempo, medido en (*fallos/año*). Esto nos hará incurrir en un cierto error, que supondremos asumible para el nivel de nuestro estudio.

2.4.2 Tiempo Medio de Reparación por Fallo

El tiempo medio de reparación por fallo, que designaremos con la letra “r”, se define como el tiempo medio que se tarda en reparar o sustituir un componente debido a un fallo imprevisto [15], y que hace que el componente permanezca inoperativo durante ese periodo de tiempo. Se definirá el tiempo medio de reparación para cada componente, debido a que los tiempos de reparación resultan muy dispares según la naturaleza del componente que haya fallado; así, no se tarda lo mismo en sustituir o reparar el anemómetro de la góndola que el generador. Se denomina tiempo medio debido al hecho a que incluso para un mismo componente, pueden resultar tiempos de reparación muy diversos dependiendo de la naturaleza del fallo y de la disponibilidad de recambios del componente. Por ello, el MTTR, normalmente medido en (*días/fallo*), se calcula a partir de una serie histórica de datos sobre el mismo tipo de componente.

Mediante el estudio de los valores de estos dos parámetros en diversas instalaciones, obtenidos de la base de datos WMEP y recopilados por el estudio [15], se calculan los valores de estos parámetros, según las fórmulas:

$$\lambda = \frac{\sum n}{T} \quad (2.8)$$

Siendo:

- $\sum n$: número de fallos.
- T: horizonte de estudio de los datos (años).

$$r = \frac{T_{inoperatividad}}{\sum n} \quad (2.9)$$

Siendo:

- $T_{inoperatividad}$: intervalo de tiempo total durante la cual la turbina permanece inoperativa a causa de los fallos imprevistos.

Es interesante tener en cuenta a la hora de estudiar estos parámetros algunos hechos sobre la tasa de fallos y el tiempo medio de reparación por fallo, que se desprenden del estudio del *Proyecto Upwind*:

- Mientras que la tasa de fallo crece con la potencia nominal de la turbina, el MTTR es menor para grandes turbinas.
- En el primer año de funcionamiento de la turbina se registran los mayores valores de tasa de fallo.
- Las turbinas ubicadas en zonas costeras y en zonas montañosas sufren de tasas de fallo mayores.
- La tasa de fallo es mayor conforme más altas son las velocidades del viento en la zona; este efecto es significativamente fuerte para el sistema eléctrico de la turbina.

Se toman como valores representativos de tasas de fallo y tiempos medios de reparación por fallo de cada componente los que aparecen en la Figura 2.12:

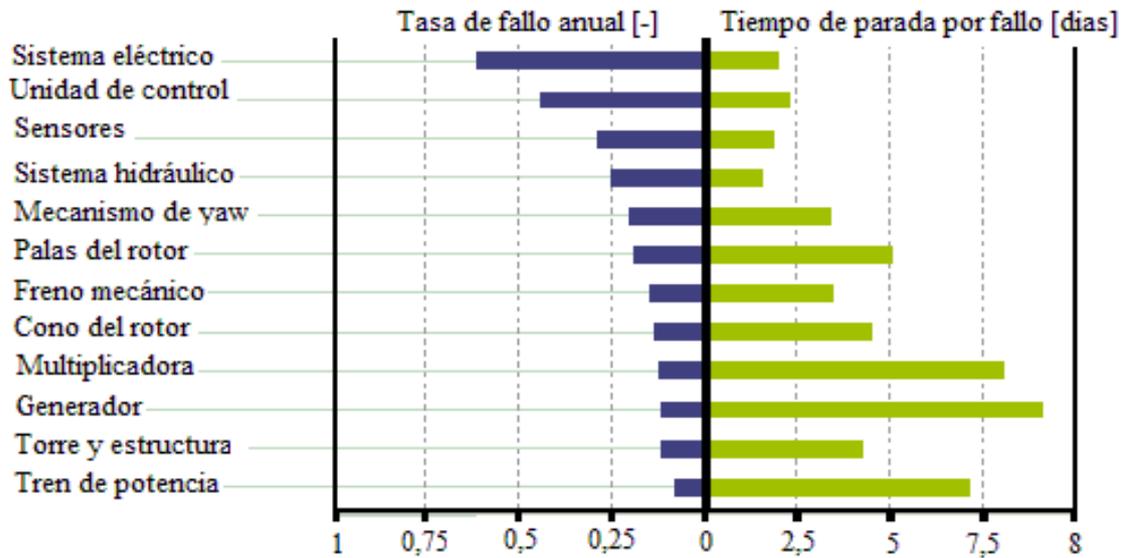


Figura 2.12: Tasa anual de fallos y tiempo medio de parada por fallos de cada componente de un aerogenerador [16]

Como bien se puede observar en la Figura 2.12, los tiempos de reparación de palas y multiplicadora son bastante considerables dentro del grupo de componentes estudiados, aunque sus tasas de fallo no resulten elevadas. Este hecho, unido a los altos precios de estos componentes, y a su afectación por la fatiga, los hacen ideales para el estudio propuesto en el proyecto.

Por lo tanto, a priori, aunque puedan ser sustituidos por otros valores en el programa, se tomará para la simulación:

- Para las palas del aerogenerador:

$$\lambda = 0.2 \text{ fallos/año}$$

$$r = 5 \text{ días/fallo}$$

- Para la multiplicadora:

$$\lambda = 0.13 \text{ fallos/año}$$

$$r = 7.6 \text{ días/fallo}$$

2.5 SIMULACIÓN DE FALLOS

La simulación de los fallos imprevistos producidos en un generador eólico puede modelarse según distintos enfoques:

- Métodos analíticos: están basados en el modelado matemático del sistema. Son rápidos, aunque necesitan un extenso conocimiento del sistema para su implementación.
- Métodos probabilísticos: estos métodos se desarrollan e implementan a partir de probabilidades obtenidas mediante los dos parámetros citados con anterioridad (λ y r). Aunque son más lentos debido al gran número de cálculos que deben ser realizados, ha aumentado su uso en los últimos años, gracias a los avances informáticos, y el uso de ordenadores cada vez más potentes. Por otro lado, su gran ventaja sobre los métodos analíticos es su carácter de aleatoriedad, que permite una mejor simulación de la imprevisibilidad de los fallos.

En el presente proyecto, se optará por el uso de un método probabilístico, como es el *Método de Montecarlo*.

2.5.1 Método de Montecarlo

El método de Montecarlo es un método de tipo probabilístico, que se basa en la generación de números aleatorios [24].

El método aplicado es sencillo: consiste en la generación, para cada año y componente, de una serie de números aleatorios, tantos como intervalos de tiempo o medidas tengamos en el año (en este caso 52560); esta serie de números caracterizarán, de una forma que desarrollaremos más adelante, el comportamiento del sistema, al ser comparados con un valor constante. Así, mediante la generación de valores aleatorios, se caracterizará el funcionamiento del parque durante los 20 años que dura el estudio.

La variable de estado del parque se caracterizará como una variable de *Bernoulli*, en la que caben solamente dos estados posibles:

- Estado de Fallo: será caracterizado con un “1”, siendo el “*Éxito*” en el experimento de Bernoulli. La probabilidad de fallo será denominada “*p*”.
- Estado de Funcionamiento Normal: será caracterizado con un “0”, siendo el “*Fracaso*” en el experimento de Bernoulli. Su probabilidad será “*q*”, con el valor:

$$q = 1 - p \quad (2.10)$$

El valor constante “*p*” será aquel con el que se compararán los números aleatorios. Es decir, cada número aleatorio generado correspondiente a cada intervalo, para cada

componente, se comparará con la probabilidad de que el componente falle, obteniéndose así el estado del componente; matemáticamente:

- Si "número aleatorio" $\leq p$ ocurre el fallo.
- Si "número aleatorio" $> p$ no ocurre el fallo.

Como se ha dicho, "p" es la probabilidad de que ocurra un fallo, y su valor será calculado como.

$$p = \frac{\lambda}{52560} \quad (2.11)$$

Es decir, la probabilidad de fallo en un intervalo de 10 minutos será la tasa de fallos, o número medio de fallos por año, dividido entre el número de intervalos de medida que tiene un año.

Obviamente, existe una "p" distinta para cada componente, según se desprende de la fórmula, y el ensayo se hará para ambos componentes sujetos al estudio.

Es destacable que, durante la simulación, cada vez que ocurra un fallo, durante un número de intervalos posteriores igual a r, no podrán producirse más fallos en el componente, ya que este está siendo reparado. Asimismo, tampoco podrán producirse fallos en los intervalos en los que el generador permanezca desconectado debido a una baja o alta velocidad del viento.

Existe otro método, el *Método de Markov*, para realizar la simulación de los fallos, que no se ha desarrollado en el proyecto, pero que pasaremos a detallar a continuación, para explicar posteriormente por qué no se ha optado por esta opción.

2.5.2 Método de Markov

El método de Markov es un método de tipo probabilístico, basado en un modelo de procesos continuos con dos estados: estado de disponibilidad, y estado de indisponibilidad; se considera de procesos continuos debido a que las transiciones entre estados pueden ocurrir en cualquier momento. El estado de disponibilidad se corresponderá con el estado de funcionamiento, mientras que el estado de indisponibilidad se corresponderá con el estado de fallo del componente. El paso de uno de estos estados hacia el otro se caracterizará por una variable para el proceso del estado de disponibilidad hacia el estado de indisponibilidad, y otra para el proceso inverso, que vienen definidas a partir de los dos parámetros estudiados de tasa de fallos y de tiempo medio de reparación por fallo.

El hecho de que solo sea necesaria una variable por transición para caracterizar a la misma se desprende del hecho de que las transiciones vendrán definidas mediante funciones de densidad de probabilidad de tipo exponencial.

La función de tipo exponencial se caracteriza solo por una constante, denominada “ λ ” (no confundir con la tasa de fallos) [24].

Su función de densidad viene dada mediante la fórmula:

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \text{ para } t > 0 \quad (2.12)$$

Así, la definición del modelo se resume en la Figura 2.13:

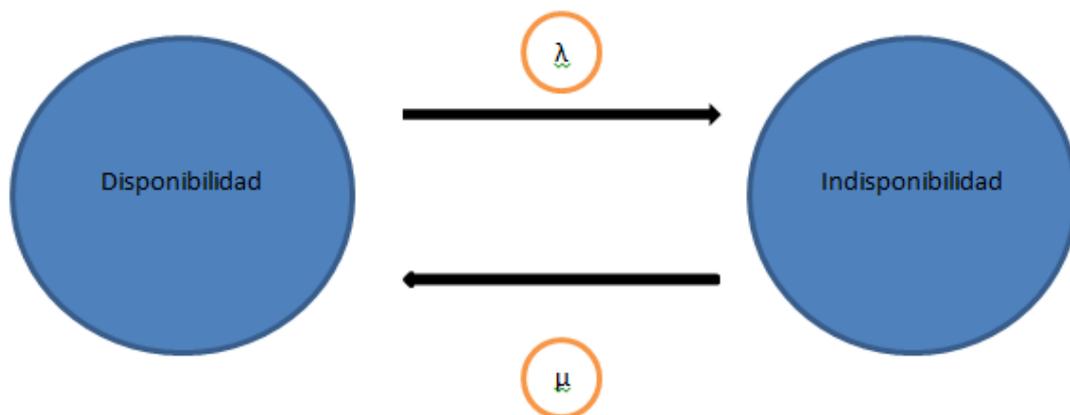


Figura 2.13: Representación esquemática del modelo de Markov

Así, la función de densidad de probabilidad del paso del estado de disponibilidad al estado de indisponibilidad queda, a partir de la ecuación (2.12):

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \text{ para } t > 0$$

Siendo la constante “ λ ” la tasa de fallos del componente (en este caso).

Por otra parte, la transición inversa, del estado de indisponibilidad al estado de disponibilidad, viene caracterizada por la siguiente función de densidad:

$$f(t) = \mu e^{-\mu t} \text{ para } t > 0$$

La constante que caracteriza esta transición, “ μ ”, se denomina tasa de reparación del componente, y se define como la inversa del tiempo medio de reparación por fallo, es decir:

$$\mu = \frac{1}{r} \quad (2.13)$$

Medida en fallos/día.

Se desprende de este modelo que existirá una probabilidad de que el componente en funcionamiento pase al estado de fallo y otra probabilidad de que el componente en estado de fallo pase al estado de funcionamiento.

El modelado de Markov asume como ciertas las siguientes hipótesis:

- La probabilidad de eventos futuros depende únicamente del estado presente del componente, y no de su historial pasado.
- Las probabilidades de transición entre ambos estados serán constantes y no dependientes del tiempo.

Se realiza a continuación el cálculo de las probabilidades de transición entre ambos estados [25], [26].

- La probabilidad de que un componente falle en un instante $t + \Delta t$, sabiendo que en el instante t estaba en funcionamiento, es:

$$P(t < T < t + \Delta t | T > t) = \frac{F(t + \Delta t) - F(t)}{1 - F(t)} \quad (2.14)$$

$F(t)$ es la función de distribución de la distribución exponencial, definida como:

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t} \text{ para } t > 0 \quad (2.15)$$

Así, la ecuación (2.14) queda:

$$P(t < T < t + \Delta t | T > t) = \frac{F(t + \Delta t) - F(t)}{1 - F(t)} = \frac{e^{-\lambda t} - e^{-\lambda(t+\Delta t)}}{e^{-\lambda t}} = 1 - e^{-\lambda \Delta t} \quad (2.16)$$

Que realizando una aproximación, queda:

$$P(t < T < t + \Delta t | T > t) \approx \lambda \Delta t \quad (2.17)$$

- La probabilidad de que en el instante $t + \Delta t$ permanezca en funcionamiento sabiendo que también funcionaba en el instante t , se define, a partir de la ecuación (2.17): $1 - \lambda\Delta t$

Análogamente, la probabilidad de que un componente que lleva un tiempo t en estado de fallo, pase al estado de funcionamiento en un tiempo $t + \Delta t$, es, análogamente a la ecuación (2.16):

$$P(t < T < t + \Delta t | T > t) = \frac{F(t + \Delta t) - F(t)}{1 - F(t)} = \frac{e^{-\mu t} - e^{-\mu(t+\Delta t)}}{e^{-\mu t}} = 1 - e^{-\mu\Delta t} \quad (2.18)$$

Y realizando la misma aproximación que en el razonamiento anterior sobre la ecuación (2.18), queda:

$$P(t < T < t + \Delta t | T > t) \approx \mu\Delta t \quad (2.19)$$

Y la probabilidad de que permanezca en estado de fallo será, a partir de (2.19) de: $1 - \mu\Delta t$

Así definiendo el estado “1” como de funcionamiento y el estado “2” como de no funcionamiento, las probabilidades de encontrarnos en cada estado en un instante $t+\Delta t$, son:

$$P_1(t + \Delta t) = (1 - \lambda\Delta t)P_1(t) + (\mu\Delta t)P_2(t) \quad (2.20)$$

$$P_2(t + \Delta t) = (1 - \mu\Delta t)P_2(t) + (\lambda\Delta t)P_1(t) \quad (2.21)$$

Al ser un proceso continuo, usando que $\Delta t \rightarrow 0$, convertimos las ecuaciones (2.20) y (2.21) en ecuaciones diferenciales:

$$\frac{dP_1(t)}{dt} = -\lambda P_1(t) + \mu P_2(t) \quad (2.22)$$

$$\frac{dP_2(t)}{dt} = \lambda P_1(t) - \mu P_2(t) \quad (2.23)$$

Se resuelve el sistema (2.22) y (2.23) para la obtención de $P_1(t)$ y de $P_2(t)$, resultando:

$$P_1(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (2.24)$$

$$P_2(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (2.25)$$

Y tras considerar un tiempo $t \rightarrow \infty$ en el sistema formado por (2.24) y (2.25) llegamos a las probabilidades límites:

$$P_1 = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (2.26)$$

$$P_2 = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (2.27)$$

- P_1 : probabilidad de encontrar al componente funcionando.
- P_2 : probabilidad de encontrar al componente en estado de fallo.

Mediante este *Método de Markov*, se usaría la probabilidad P_2 , calculada mediante (2.26) para la comparación con los números aleatorios, quedando la situación:

- Si "número aleatorio" $\leq P_2$ el componente se encuentra en estado de fallo.
- Si "número aleatorio" $> P_2$ el componente se encuentra en estado de funcionamiento.

Los motivos por los que no se haya optado por esta opción son de carácter físico, y se pueden comprobar fácilmente:

- La simulación de números aleatorios no da como resultado el número de fallos ocurridos, sino el número de intervalos de tiempo (cada intervalo dura 10 minutos) en los que el componente se encuentra inactivo.

- La simulación, al tratarse de números aleatorios, distribuirá durante todo el intervalo anual estos intervalos, lo cual no tiene sentido físico, dado que cuando un fallo ocurre, los intervalos siguientes, en los que se produce la reparación o sustitución del componente, este deberá permanecer inactivo obligatoriamente, y por tanto no es posible el hecho de que al intervalo siguiente de producirse el fallo, el componente vuelva a estar en funcionamiento.
- Dado que la tasa de fallos para ambos componentes es menor que la unidad, la simulación con el *Método de Markov* nos proporcionará un número total de intervalos de indisponibilidad del componente menor al número de intervalos correspondientes a un solo fallo.

Por ejemplo: a 1 fallo de pala le corresponde un total de:

$$1 \text{ fallo} \times \frac{5 \text{ días}}{1 \text{ fallo}} \times \frac{24 \text{ horas}}{1 \text{ día}} \times \frac{6 \text{ intervalos}}{1 \text{ hora}} = 720 \text{ intervalos}$$

La simulación por *Markov* nos proporciona una serie de intervalos en torno a 144 por año (que está en sintonía con la tasa de fallos), pero es imposible tener ese número de intervalos, puesto que nunca va a ocurrir un número de fallos inferior a 1; el número de fallos siempre será un número entero.

Debido a estas situaciones, y a pesar de la aleatoriedad del modelo, se ha optado por la primera técnica descrita, por considerar que tendrá un mayor sentido físico.

2.6 CÁLCULO DE PARÁMETROS TÉCNICOS NECESARIOS

Una vez se han simulado los fallos ocurridos en el sistema para el tiempo de vida de la instalación, estamos en condiciones de calcular los parámetros valores técnicos necesarios para la consecución del estudio económico.

Estos valores serán:

- Potencia Generada anual (MW): Se calcula mediante el cruce de datos entre las velocidades del viento en cada intervalo y la curva de potencia-velocidad de la turbina, teniéndose en cuenta los fallos acaecidos en los componentes, que inutilizan la turbina durante periodos correspondientes a valores de r cada vez que ocurre el fallo de un componente.

- **Energía Eléctrica Suministrada (MWh):** La EES se calcula multiplicando cada valor de Potencia Generada por la duración de un intervalo, en horas $\left(\frac{1}{6}\right)$. Así se obtiene una tabla de energía suministrada por periodo, y sumando los valores de los intervalos pertenecientes a cada una de las 20 columnas, se calculan los valores de EES para cada uno de los 20 años.
- **Energía Eléctrica No Suministrada (MWh):** La EENS se define como la energía eléctrica que se deja de suministrar a causa de los fallos acaecidos en algún componente; se calcula para cada año mediante la obtención de los valores de potencia debida a la velocidad del viento (correspondientes al cruce de la velocidad de viento en el intervalo con la curva del generador), que no se genera debido al fallo. Una vez que se tienen estos valores de potencia, se convierten a valores de energía y se suman las cantidades correspondientes a un año, para obtener la EENS para cada uno de los 20 años de funcionamiento. La descripción de su cálculo se detallará en capítulos posteriores.
- **Número de Fallos:** El número de fallos que se obtiene de la simulación servirá para calcular los costes de reparación o reposición de piezas. Se tendrá en cuenta para la obtención del número de fallos de un componente, que este no puede fallar si la turbina no se encuentra en funcionamiento debido a velocidades fuera del rango de trabajo de la turbina o reparación de componentes.