

Caracterización del viento

2.1 Introducción

El elemento principal de este estudio es el viento, por lo que se prestará especial cuidado en sus principales características y en los factores que más le influyen.

Inicialmente se tienen unos datos de viento de dos estaciones chilenas, Sibaya e Isla Laitec, con características muy diferentes, durante un periodo de tiempo de aproximadamente un año. En la Tabla 2.1 se muestran los datos facilitados por cada estación y se detallan todas las características de cada emplazamiento.

Tabla 2.1: Información inicial que se tiene de las estaciones de Sibaya e Isla Laitec.

Estación	Sibaya	Isla Laitec
Periodo de medida	17-12-2003 a 31-12-2004	01-11-2002 a 31-10-2003
Periodo de muestreo	10 min	10 min
Número de anemómetros	1	2
Altura de las medidas	20 m	10 m y 20 m
Dirección del viento	Sí	Sí

En el caso de Isla Laitec se tiene más información al existir instalados dos anemómetros que aportan datos a diferentes alturas sobre la rasante del suelo. La duración del periodo de recogida de datos varía poco entre los dos casos pero son de años diferentes. Al ser dos emplazamientos relativamente distantes entre sí, el viento en un mismo momento no tiene por qué parecerse ni seguir ningún patrón de similitud, por lo que no se tendrá en cuenta la diferencia de fecha. Lo que sí es interesante es que las velocidades se empiecen a medir a mediados de otoño en Isla Laitec y casi al comenzar el invierno para Sibaya, ya que el análisis de la curva de viento anual será más fácil de comparar.

2.2 La velocidad del viento

La velocidad del viento obtenida por los aparatos de medida de las estaciones debe ser corregida para poder utilizarla en los diferentes cálculos que se llevarán a cabo en este estudio. Entre los diferentes aspectos a tener en cuenta están la variación de la densidad del aire con la altura y la variación de la velocidad del viento al alejarnos de la superficie terrestre y de otros obstáculos. Estos factores se analizarán con detalle más adelante, pero los valores que se aportan en este apartado ya han sido corregidos.

En la Fig. 2.1 se muestra el gráfico de la estación de Isla Laitec donde a partir de los datos recogidos se calcula la velocidad media del viento para cada intervalo de diez minutos. Es decir, se representa la velocidad media a cada momento del día, para así poder observar la tendencia horaria del viento durante todo el periodo estudiado. Señalar que en rojo se muestra la línea horizontal que indica la velocidad media total del viento para todos los valores recogidos. Puede verse como los vientos más elevados suelen darse de madrugada y que cuando más decaen es durante la mañana entre las 11 y las 15 horas.

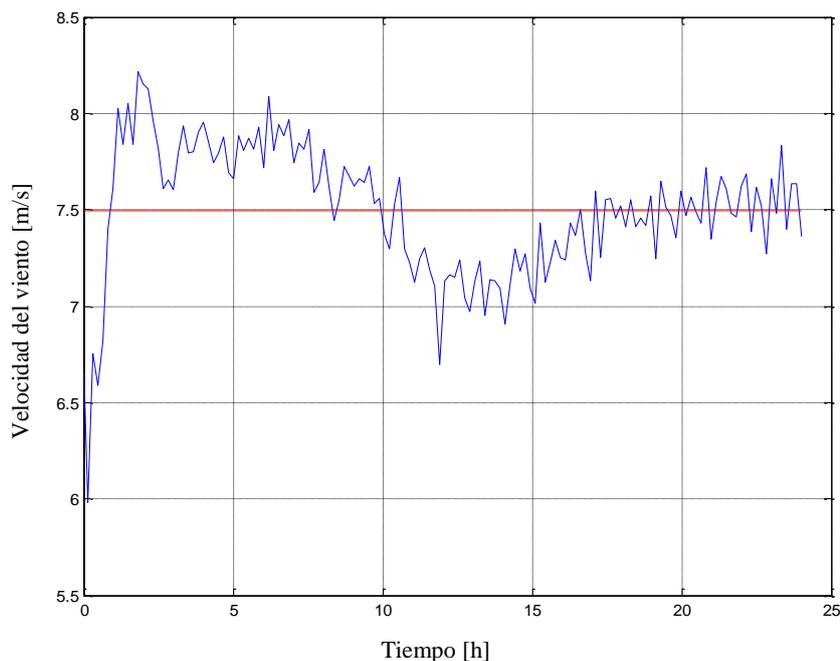


Figura 2.1: Velocidad media del viento a cada instante del día en la estación de Isla Laitec.

A continuación en la Fig. 2.2 se representa la velocidad del viento diaria para la estación de Sibaya, calculada del mismo modo que anteriormente se ha hecho con la estación de Isla Laitec, donde se observa que los vientos decaen durante la madrugada y tienden a ser más elevados durante la tarde:

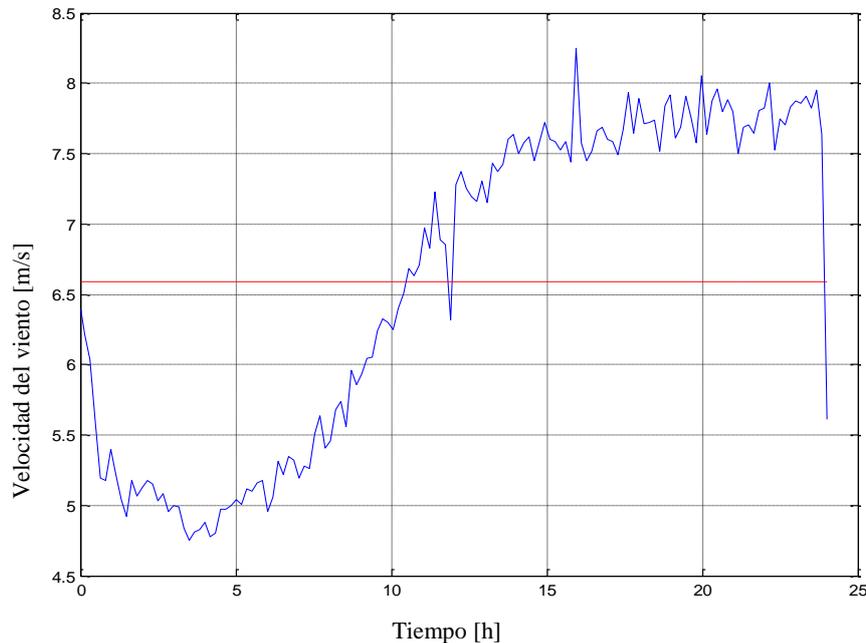


Figura 2.2: Velocidad media del viento para cada hora del día en la estación de Sibaya.

El interés de esta representación radica en su comparación con la curva de demanda diaria de energía eléctrica. En la Fig. 2.3 se muestran dos curvas en diferentes épocas del año, ambas en días laborables, para hacer ver la diferencia con la curva de Isla Laitec, la cual es completamente contraria. El valle de la curva nacional suele producirse entre las doce y las seis de la madrugada, que es precisamente cuando el parque de Isla Laitec generaría más.

Esto es otro inconveniente más a la hora de plantear un sistema eléctrico con una mayoría de energía obtenida a partir de tecnología eólica, ya que aunque se estime a la perfección lo que generarán los aerogeneradores, ocurrirá en muchos casos, que generen cuando no sean necesarios. Por este motivo puede ocurrir que aunque en este proyecto se tratará de optimizar al mínimo el sistema de almacenamiento a usar, tenga que buscarse una manera de almacenar energía en grandes cantidades para combatir este problema. No obstante, esto queda fuera del alcance de este estudio.



Figura 2.3: Curva de la demanda diaria de energía para los días miércoles 22 de Junio a la izquierda y jueves 24 de Noviembre, a la derecha, ambos del año 2011. Fuente: REE

También resulta interesante representar la variación de la velocidad media de cada día durante el periodo de estudio, de esta forma se puede ver si existe alguna tendencia con respecto a los meses del año o a las diferentes estaciones.

En la Fig. 2.4 se muestra la representación de los vientos de Isla Laitec desde finales de 2003 hasta noviembre de 2004. Se distingue un descenso de la velocidad del viento en los meses de abril y mayo. El resto del tiempo se mantiene más o menos igual salvo en el mes de noviembre de 2002, que es con diferencia el mes menos ventoso.

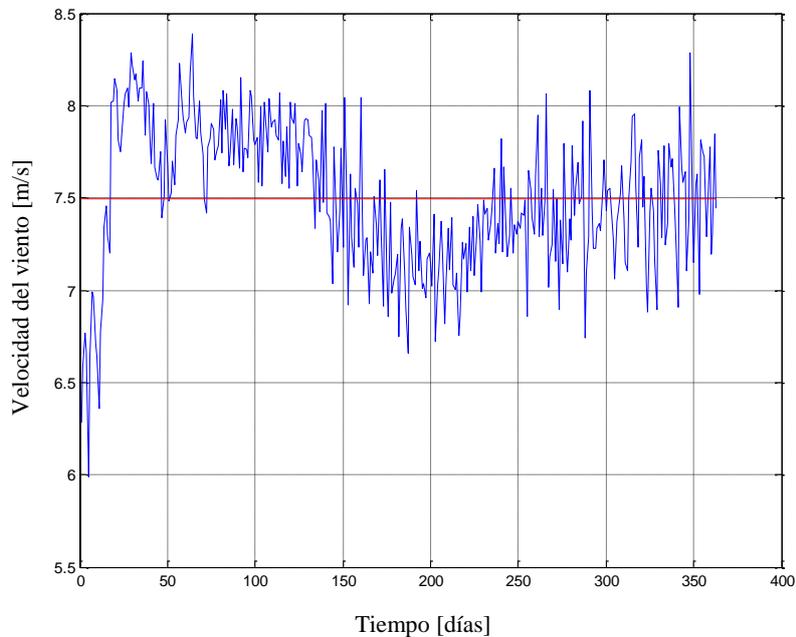


Figura 2.4: Velocidad media de las medidas de viento entre el 01-11-2002 a 31-10-2003 en Isla Laitec.

En la Fig. 2.5 se hace la misma representación pero para la estación de Sibaya durante el 2004. Se observan claramente dos periodos diferentes, en los primeros meses del año el viento es mucho más débil que durante los meses finales. También cabe destacar que aparecen días en los que el viento decae hasta ser casi inexistente, cosa que no ocurre en la estación de Isla Laitec. Esto es difícil de predecir y encarece el sistema de almacenamiento.

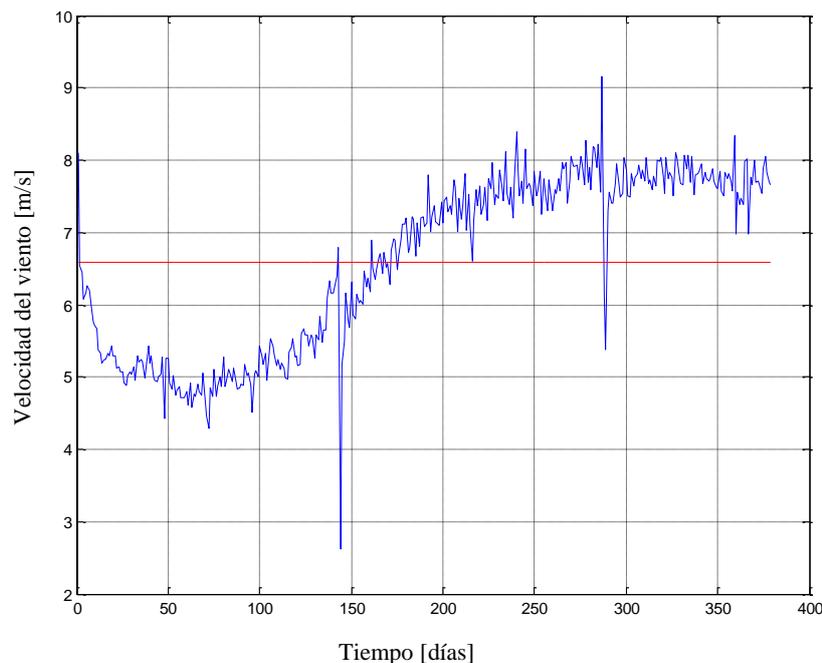


Figura 2.5: Velocidad media de las medidas de viento entre el 17-12-2003 a 31-12-2004 en Sibaya.

Lo correcto para hacer un análisis como el anterior en el que se trata de ver la variación del viento en periodos más largos de tiempo, sería tener datos de viento de varios años por lo menos. En estos casos apenas se tiene un año por lo que no se pueden hacer grandes valoraciones.

La demanda de energía durante un año depende de multitud de factores como pueden ser hábitos socioculturales, temperaturas extremas, olas de frío o calor, nivel económico de la población, etc. Pero como se ha explicado anteriormente, queda fuera del alcance de este estudio analizar el sistema eléctrico nacional o de cualquier otro país con los datos de estas dos estaciones chilenas, ya que no se pretende demostrar si es viable o no el uso de la tecnología eólica en la generación de energía eléctrica comparativamente con otras tecnologías, sino analizar si es posible la introducción de estos parques en el mercado eléctrico de la energía. Por lo tanto no se estudiará en mayor profundidad la oscilación de la demanda de energía eléctrica nacional a lo largo de los meses.

2.3 Variación de la velocidad de viento con la altura

El viento varía con la altura debido al rozamiento con la superficie de la Tierra hasta una distancia límite donde la velocidad no se ve afectada. Como para cualquier otro fluido, esta es la definición de capa límite de velocidades. Esta variación con la altura dependerá de varios factores, como la rugosidad del terreno o los posibles obstáculos cercanos, la estación del año o incluso la hora del día, siguiendo una ley exponencial. En la Fig. 2.6 se muestran, a modo de ejemplo, cómo puede ser dicha ley exponencial en función de las características típicas de diferentes emplazamientos.

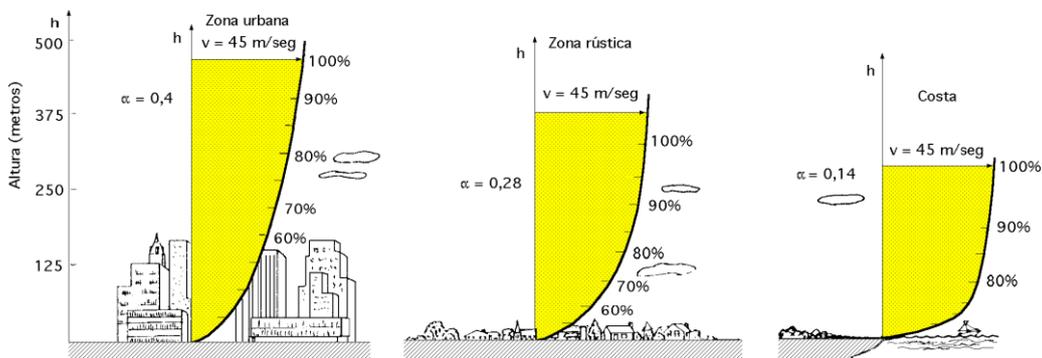


Figura 2.6: Diferentes perfiles de la velocidad del viento según el emplazamiento.

Como se ha mencionado anteriormente, para extrapolar estos datos a la altura a la que trabaja el aerogenerador, se usa una ley exponencial llamada exponencial de Hellman [4], con la siguiente forma:

$$v_h = v_{10} \cdot \left(\frac{h}{10}\right)^\alpha \quad (2.1)$$

Donde v_h es la velocidad del viento a la altura h , v_{10} es la velocidad del viento a 10 metros de altura y α es el exponente de Hellman que varía con la rugosidad del terreno.

El parámetro α es el que condiciona el grosor de la capa límite de velocidades. A un menor valor de α , la velocidad del viento se estabiliza antes, por lo que varía menos de la velocidad medida por el anemómetro. La altura final de cálculo dependerá del aerogenerador elegido pero siempre a mayor altura, mayor será el recurso eólico para un mismo emplazamiento.

En la Tabla 2.2 se han recogido valores característicos del parámetro α para diferentes tipos de terreno. Será interesante comparar los valores obtenidos en cada estación con estos valores típicos para comprobar cierta similitud.

Tabla 2.2: Valores típicos del parámetro α para diferentes terrenos [4].

Terreno	Valor del exponente α
Lugares llanos con hielo o hierba	0.08 ÷ 0.12
Lugares llanos (mar, costa)	0.14
Terrenos poco accidentados	0.13 ÷ 0.16
Zonas rústicas	0.2
Terrenos poco accidentados o bosques	0.2 ÷ 0.26
Terrenos muy accidentados y ciudades	0.25 ÷ 0.4

La correcta elección del parámetro α es complicada pero importante, ya que los datos que se usan para obtener la energía suministrada por los diferentes aerogeneradores, vienen caracterizados por la extrapolación de los datos recogidos inicialmente en cada estación mediante la ley exponencial de Hellman marcada por este parámetro.

En la Fig. 2.7 se representa la variación de la velocidad con la altura para diferentes exponentes de Hellman, suponiendo que el anemómetro está situado a 10 m de altura y marca una velocidad del viento de 5 m/s.

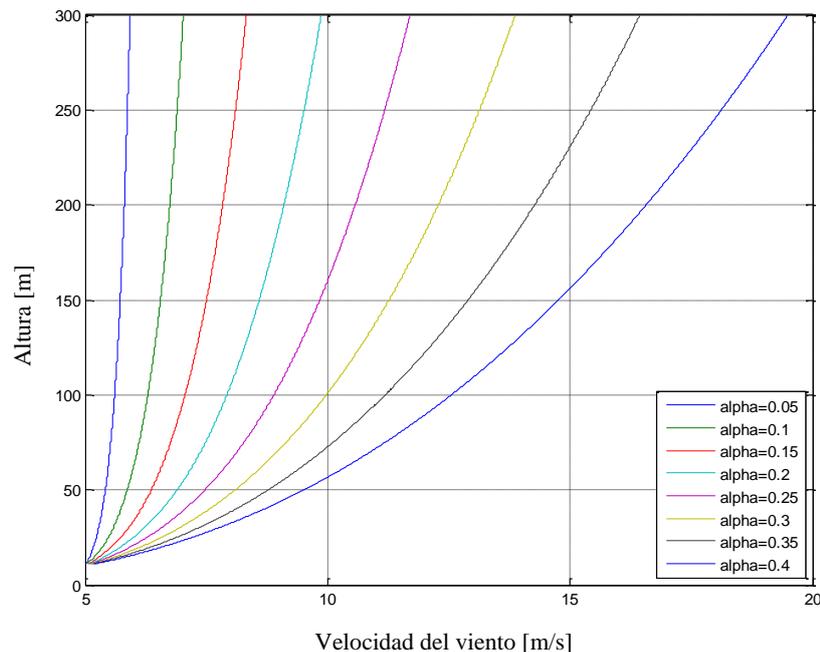


Figura 2.7: Variación de la velocidad del viento con la altura para diferentes valores del exponente de Hellman.

Como se observa, suponiendo un aerogenerador de 100 m de altura, la diferencia entre un exponente de Hellman de 0.05 y otro de 0.4, hace pasar de una velocidad de unos 6 m/s a otra de casi 13 m/s. Es cierto que se están considerando dos

valores muy extremos pero también es cierto que este error influye en todos los aerogeneradores y no sólo en uno, por lo puede ser un error considerable.

2.4 Cálculo del parámetro α

Para obtener el parámetro α se suele recurrir a métodos sencillos y directos por la complejidad de los múltiples factores que le influyen. Como se tienen diferentes datos para cada estación, se calculará por varios métodos por comprobar la magnitud del error en el cálculo.

Un método sencillo es usar una correlación. Se elige la correlación de Justus (1978) [5] por facilidad con los datos de que se dispone:

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \cdot \log v_{ref}}{1 - 0.088 \cdot \log \frac{h_{ref}}{10}} \quad (2.2)$$

Donde v_{ref} es la velocidad medida y h_{ref} es la altura a la que se realizaron las mediciones.

Para usar esta correlación sólo es necesario tener datos de velocidad a una altura, como es el caso de Sibaya.

Si se hace uso de los datos de velocidad a dos alturas diferentes se puede calcular el parámetro α mediante la misma ley de Hellman sin más que despejar α :

$$\alpha = \frac{\log \frac{v_2}{v_1}}{\log \frac{h_2}{h_1}} \quad (2.3)$$

Donde v_1 y v_2 son datos de velocidades a dos alturas diferentes h_1 y h_2 .

Para usar este método son necesarias dos medidas de velocidad, por lo que no puede usarse para la estación de Sibaya. En la Tabla 2.3 se muestran los diferentes resultados calculados, donde para Isla Laitec se obtienen dos valores por la correlación de Justus debido a que se usan los datos de dos alturas:

Tabla 2.3: Resultados obtenidos del cálculo del exponente de Hellman por los dos métodos comentados.

Método utilizado	Cálculo del parámetro de Hellman α	
	Sibaya	Isla Laitec
Correlación de Justus	0.248	0.238/0.240
Exponencial de Hellman	-	0.203

Tras analizar estos resultados se puede comentar que es lógico que todos los valores obtenidos para Isla Laitec sean menores que para Sibaya, pues la primera está localizada en la costa de una isla y la otra estación se encuentra en el interior. Se va a considerar más exacto el cálculo por la exponencial de Hellman debido a que hace uso de todos los datos de los que se dispone, mientras que para Sibaya no queda más remedio que usar el único valor existente. Finalmente resaltar la similitud en los valores calculados por la correlación de Justus a las alturas de 10 m y 20 m para la estación de Isla Laitec.

2.5 Variación de la densidad del aire con la altura

La potencia que es posible extraer del viento depende fundamentalmente de la velocidad pero no se puede obviar la dependencia del mismo con la densidad del aire (1.1).

La densidad del aire no es constante, depende fundamentalmente de la temperatura y la altura. Al variar la densidad del aire varía la potencia que se puede extraer de él. Para calcular este factor se puede usar la siguiente correlación [6]:

$$\rho = 1.225 \cdot \exp\left(\left(-\frac{h}{8435}\right) - \left(\frac{T-15}{288}\right)\right) \quad (2.4)$$

Donde h es la altura en metros sobre el nivel del mar y T es la temperatura promedio en grados centígrados. No se dispone de datos sobre la temperatura, aunque sí se conoce la altura sobre el nivel del mar de ambas estaciones por lo que se supone entonces que la variación de densidad se produce únicamente por la variación de altitud. La velocidad del viento se verá afectada por la variación de densidad mediante la siguiente expresión:

$$V_c = \frac{V_n}{\left(\frac{\rho}{\rho_{ref}}\right)^{\frac{1}{3}}} \quad (2.5)$$

Donde V_c es la velocidad corregida y V_n es la velocidad del viento a una densidad de referencia ρ_{ref} .

2.6 Dirección del viento

El viento viene definido por dos parámetros esenciales que son su dirección y su velocidad. La dirección del viento y su valoración a lo largo del tiempo conducen a la ejecución de la llamada rosa de los vientos. A partir de los datos del viento que se tienen inicialmente se puede observar la procedencia del viento durante todo el periodo de estudio.

Primero se muestra en la Fig. 2.8 la rosa de los vientos de los datos recogidos en la estación de Isla Laitec. Se observa que el viento del este es el mayoritario y que rara vez aparecen vientos del sur.

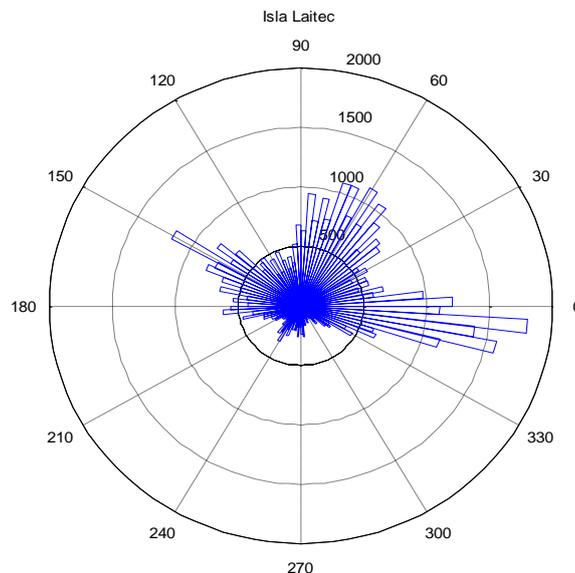


Figura 2.8: Rosa de los vientos de la estación de Isla Laitec para las medidas recogidas entre el 01-11-2002 al 31-10-2003.

Cuando se observa la rosa de los vientos de Sibaya en la Fig. 2.9, llama la atención lo reducidas que son las direcciones en las que sopla el viento. Esto puede deberse a que el anemómetro que recogió los datos estuviese situado en algún valle entre montañas donde las corrientes de viento apareciesen siempre en direcciones muy concretas.

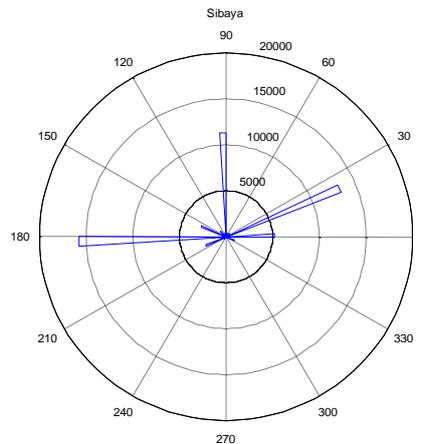


Figura 2.9: Rosa de los vientos de la estación de Sibaya para las medidas recogidas entre el 17-12-2003 a 31-12-2004.

Como comentario mencionar que, si se divide el círculo en un menor número de porciones, como podría hacer un programa genérico actuando por defecto, se obtendría un resultado menos deseable debido al mayor ángulo asignado a cada porción. Este error se acentúa en casos como el de Sibaya donde el viento sopla en direcciones muy concretas. En la Fig. 2.10 se comparan el mismo caso anterior de Sibaya con otro en el que se ha hecho una división menos precisa.

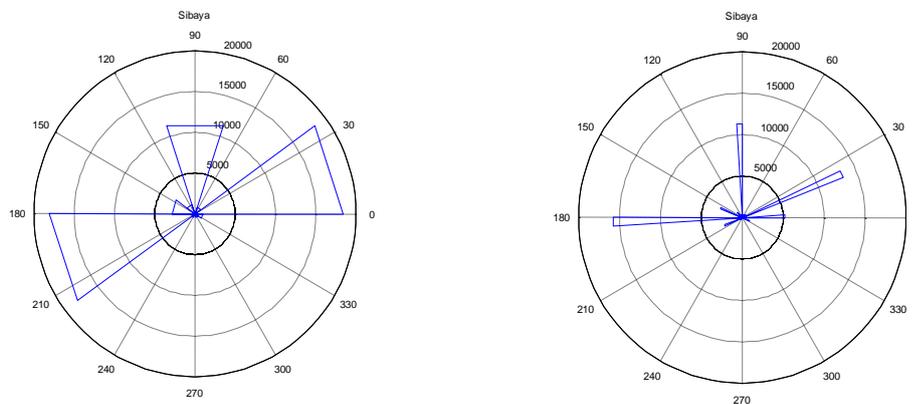


Figura 2.10: Rosa de los vientos de la estación de Sibaya con una mala elección del número de porciones comparada con la auténtica.

Se observa que el resultado de esta aproximación es una rosa de los vientos muy diferente de la real. Esto es lo mismo que ocurre al aproximar una curva mediante intervalos mal elegidos. El resultado está falseado y se debe tener en cuenta que

aunque la gráfica de la izquierda muestre que existe un elevado índice de vientos a 210° , por ejemplo, en el caso representado a la derecha se muestra como nada más lejos de la realidad, los vientos con esta dirección serán prácticamente nulos.

2.7 Análisis estadístico del viento medido en las estaciones

Aunque la dirección e intensidad del viento son magnitudes estocásticas, es decir, tienen un comportamiento no determinista, se pueden tratar muy bien mediante variables estadísticas. Una forma muy común de caracterizar la velocidad del viento en un emplazamiento es mediante una distribución de probabilidad, usando normalmente las distribuciones de Rayleigh y Weibull.

La función de probabilidad de Weibull [7] para una variable aleatoria x es:

$$f(x; \lambda, k) = \begin{cases} \frac{k}{\lambda} \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k} & , \quad x \geq 0 \\ 0 & , \quad x < 0 \end{cases} \quad (2.6)$$

Donde $k > 0$ es el parámetro de forma y $\lambda > 0$ es el parámetro de escala. En muchas bibliografías se denomina al parámetro de escala como c , y guarda una estrecha relación con la velocidad media de la distribución. En la Fig. 2.11 se muestran diferentes distribuciones de Weibull para diferentes valores de sus parámetros λ y k .

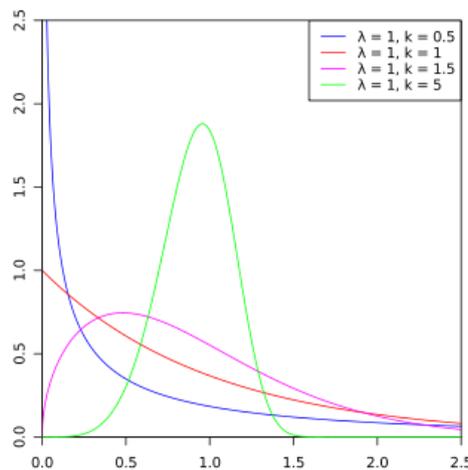


Figura 2.11: Representación de la función de densidad de Weibull para diferentes valores del parámetro de forma k .

El parámetro de escala da información sobre lo amplia que es la distribución y el parámetro de forma afecta a la curvatura de la función.

Por otro lado se tiene la función de densidad de probabilidad de Rayleigh:

$$f(x|\sigma) = \begin{cases} \frac{x \cdot e^{\left(\frac{-x^2}{2\sigma^2}\right)}}{\sigma^2} & , \quad x \geq 0 \\ 0 & , \quad x < 0 \end{cases} \quad (2.7)$$

Donde σ es un número real que condiciona la función. En la Fig. 2.12 se representan las funciones de densidad de probabilidad de la distribución de Rayleigh para diferentes valores del parámetro σ .

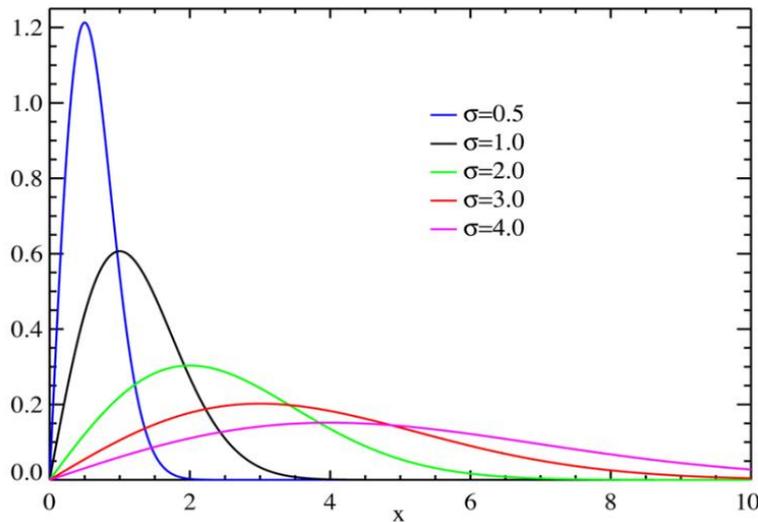


Figura 2.12: Distribución de densidad de probabilidad de Rayleigh para diferentes valores del parámetro σ .

El parámetro σ da información del rango de valores donde probablemente se encontrará siempre la velocidad del viento.

Tras explicar la teoría sobre las distribuciones de probabilidad se busca aplicar estos conceptos a los datos reales de los emplazamientos de Sibaya e Isla Laitec. Lo primero que se representa es el histograma de la velocidad medida por los anemómetros colocados in situ.

La Fig. 2.13 muestra las notables diferencias que pueden encontrarse ya a primera vista entre Isla Laitec y Sibaya.

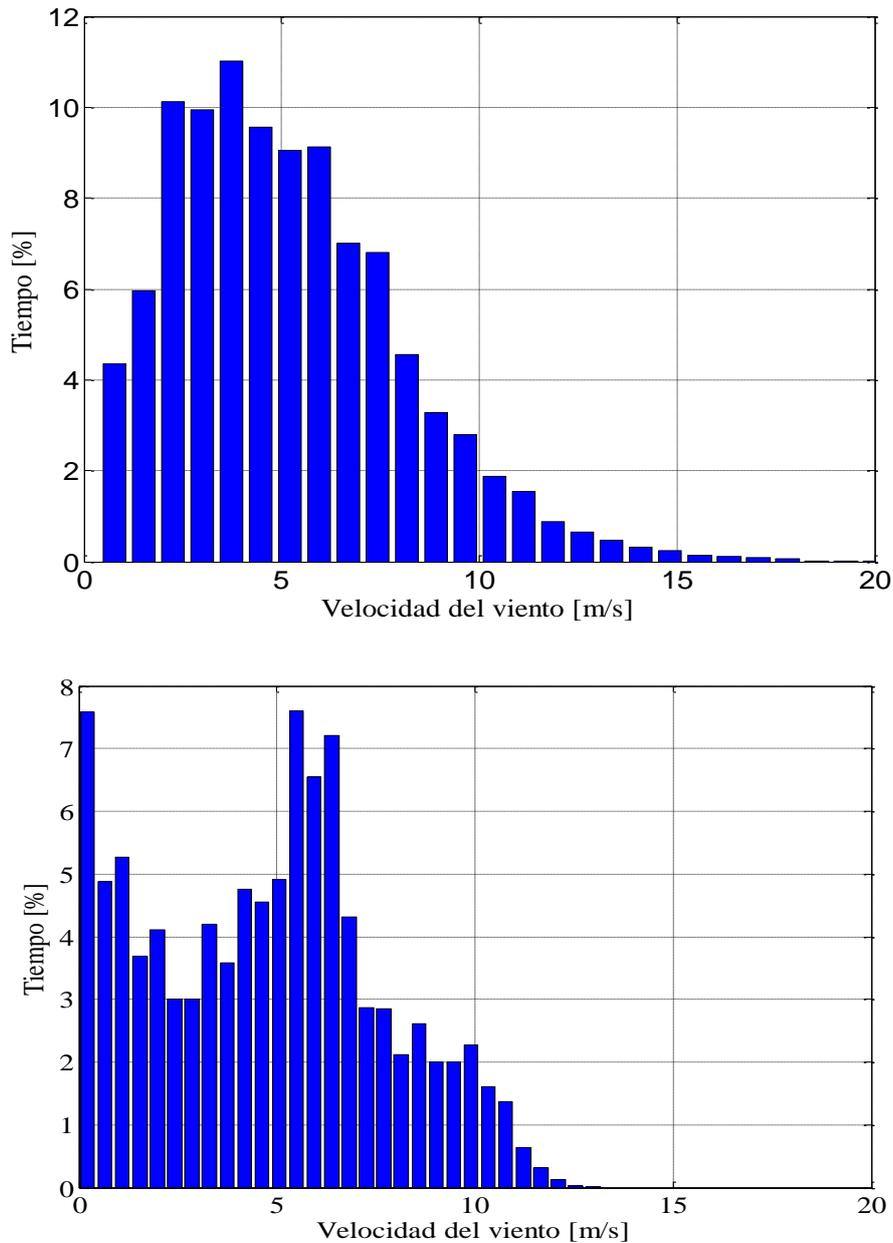


Figura 2.13: Representación del histograma de la velocidad medida por el anemómetro colocado a veinte metros sobre el suelo. Arriba se han representado los datos de Isla Laitec y abajo los de Sibaya.

Independientemente de la dirección del viento, es muy interesante hacer un histograma con los datos de velocidad del mismo. En la figura se observa la gran diferencia que existe entre ambos emplazamientos.

Se observa como en Isla Laitec, la velocidad del viento podría fácilmente asemejarse a una distribución de Weibull, mientras que la distribución de velocidades de Sibaya no permite semejanza alguna. Esto es crucial a la hora de

hacer aproximaciones, ya que aunque comúnmente se usa la distribución de Weibull para estimar el viento, en Sibaya se demuestra que no se puede aplicar esto siempre. En la Fig. 2.14 se muestra la representación de la distribución de Weibull para Isla Laitec para las velocidades a 138 m, altura a la que se encuentra el buje del aerogenerador y el histograma de las velocidades a dicha altura. Los datos de Sibaya no se pueden aproximar por una distribución de Weibull.

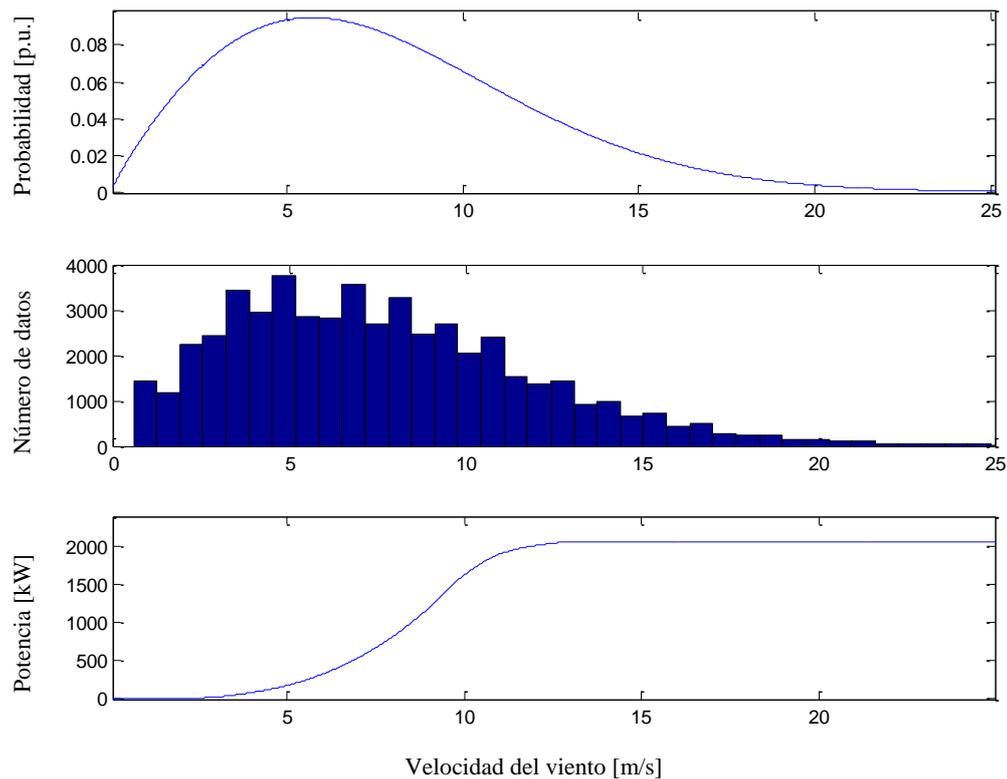


Figura 2.14: Arriba, función de distribución de probabilidad de Weibull para las velocidades de Isla Laitec a la altura de 138 m (i). En medio, el histograma de las velocidades en Isla Laitec a esa altura (ii). Abajo, la curva característica de potencia velocidad del aerogenerador (iii).

Se muestra también la curva del aerogenerador (2.14.iii), de manera que se observa aproximadamente la potencia que se generará mayoritariamente.

Al ajustar la distribución de probabilidad se obtiene un parámetro de escala diferente para cada aerogenerador. Con estos valores es muy sencillo hacer una aproximación del recurso eólico disponible en la zona. En la Tabla 2.4 se han representado los valores estimados para todos los modelos de aerogenerador tratados en este estudio con objeto de comparar las distribuciones generadas para cada uno de ellos.

Tabla 2.4: Se muestran los parámetros característicos de la distribución de probabilidad de Weibull estimados para los datos de velocidades de viento para cada aerogenerador en la estación ubicada en Isla Laitec.

Fabricante	Modelo	Factor escala	Factor forma
ENERCON	E33	7.03	1.86
	E44	7.17	1.86
	E48	7.66	1.86
	E53	7.59	1.86
	E70	8.30	1.86
	E82	8.64	1.86
GAMESA-MADE	AE61	7.14	1.86

No es extraño que el factor de forma se mantenga constante, ya que las velocidades provienen de la misma fuente. El factor de escala es el significativo y muestra una relación con la variación de la velocidad con la altura. En la Fig. 2.15 se comparan los casos más extremos debidos a la gran diferencia de altura entre los aerogeneradores E33 y E82.

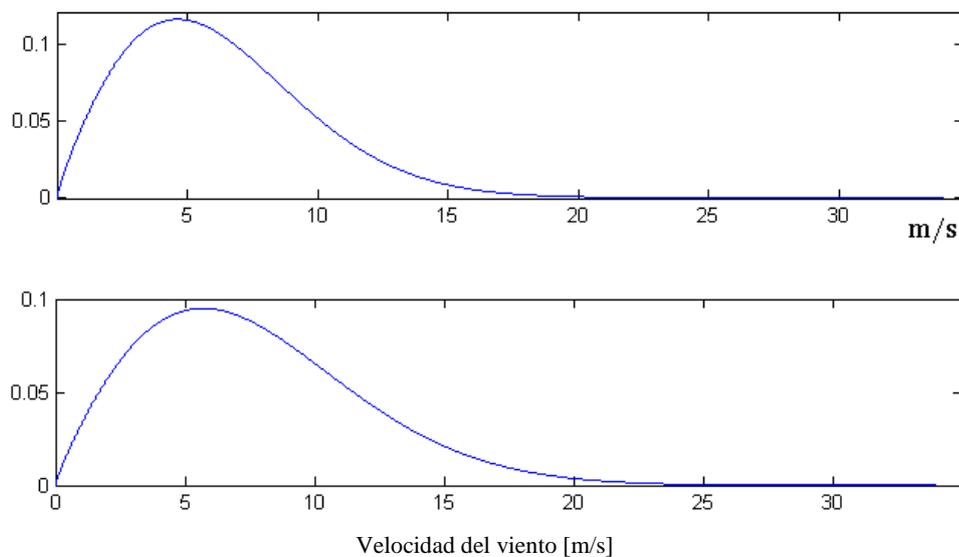


Figura 2.15: Arriba la distribución de Weibull del aerogenerador E33 con menor factor de escala y abajo la distribución para el E82, el aerogenerador de mayor altura y por consiguiente mayor parámetro de escala.

Con esta representación se ve como aumenta considerablemente la probabilidad de que aparezcan velocidades superiores a 15 m/s al aumentar el factor de escala, a lo que hay que sumar, que el aerogenerador E82 da mayor potencia para una misma velocidad debido a sus detalles constructivos.

La distribución de Weibull es una generalización de la de Rayleigh, cuando el parámetro de forma vale 2. Como se muestra en los resultados de la Tabla 2.4, en

todos los casos el parámetro de forma es 1.82, cercano a una distribución de Rayleigh, pero siempre va a ser una mejor aproximación la que realiza la distribución de Weibull.

Se puede obtener de forma rápida la potencia que dará cada aerogenerador en una ubicación dato usando la representación de la distribución de probabilidad de Weibull del viento y la curva del aerogenerador en cuestión. La Weibull queda definida por los datos de viento a la altura del aerogenerador, por lo que se debe calcular la distribución correspondiente para cada caso. Este cálculo ayudará a elegir el aerogenerador más conveniente en una primera aproximación.

En la Fig. 2.16 se muestra la curva de potencia multiplicada por la probabilidad de que se dé cada valor durante el periodo de tiempo estudiado. También se multiplica por el número de datos y por el número de aerogeneradores de este tipo que se instalarían en la central. De esta forma se obtiene una curva similar a la distribución de Weibull que aproxima la energía generada por la central durante el periodo de tiempo correspondiente.

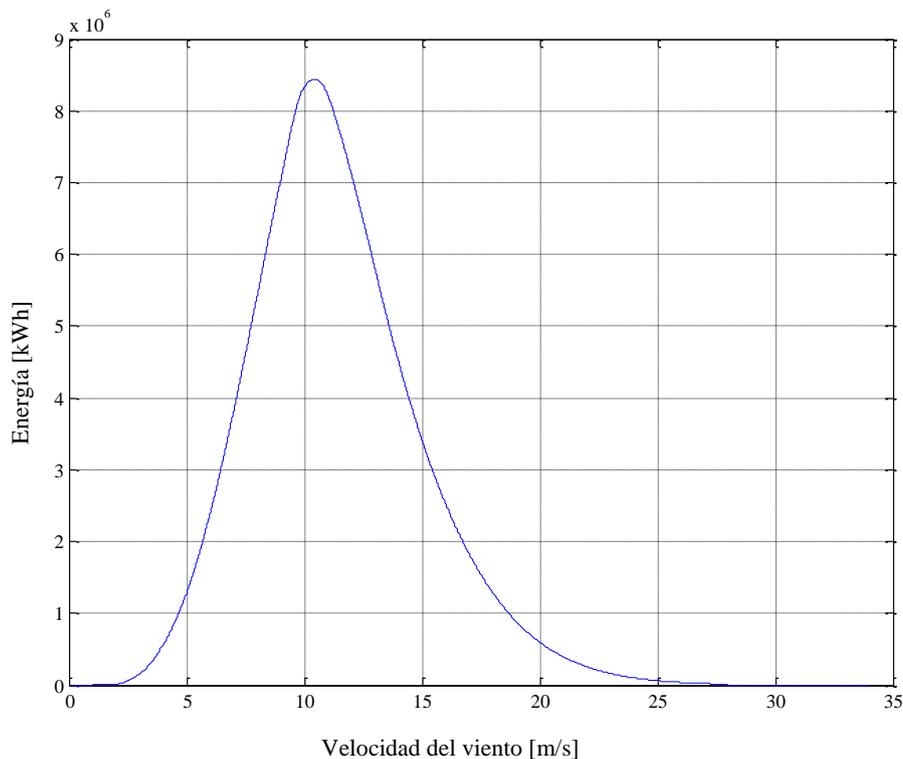


Figura 2.16: Aproximación, a partir de la distribución de Weibull, de la energía generada por la central situada en Isla Laitec, suponiendo la instalación de modelos E82.

La integral de esta curva sería la primera aproximación de la energía total que generaría la central usando el modelo E82. Se puede comprobar cómo el pico de la curva se desplaza hacia la derecha, a velocidades de viento superiores, con respecto a la curva de la distribución de Weibull inicial. Esto es debido a que la

curva de potencia velocidad característica del aerogenerador genera mucha más energía con vientos de 10 m/s que con vientos de 5 m/s como se ve en la Fig. 2.14.iii.

Se puede obtener una segunda aproximación más cercana a la realidad si en lugar de usar la distribución de Weibull se usa el histograma de los datos obtenidos. Para seguir con el ejemplo se representa en la Fig. 2.17 la aproximación para el modelo E82, y de nuevo se va a multiplicar la curva resultante por el número de aerogeneradores que se instalarían en la central en caso de que este fuera el modelo elegido.

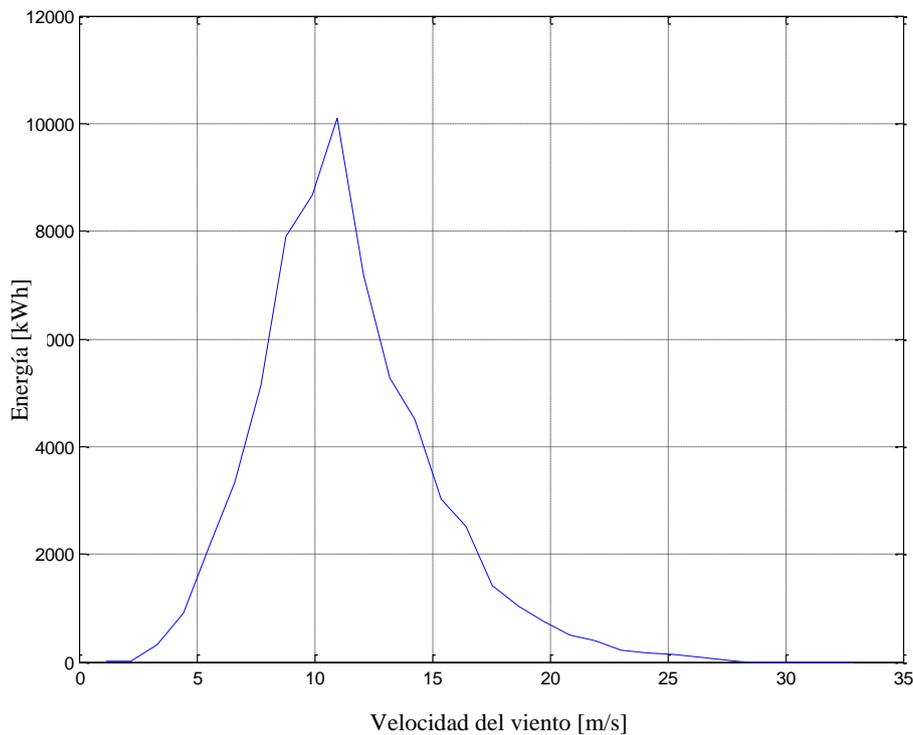


Figura 2.17: Aproximación, a partir del histograma de los datos, de la energía generada por la central situada en Isla Laitec suponiendo la instalación de modelos E82.

El máximo de la curva se encuentra situado sobre los 10 m/s al igual que ocurre con la aproximación realizada con la distribución de Weibull, pero a diferencia de esta, la energía que se espera generar es menor. Esto ocurre con todos los modelos, por lo que se llega a la conclusión de que la aproximación de Weibull siempre errará por exceso.

Las características de los modelos de aerogenerador de ENERCON pueden verse con mayor detalle en el ANEXO I.

Las Tablas 2.5-2.10 y las Fig. 2.18-2.23 muestran las características de las curvas de potencia.

Tabla 2.5: Características del modelo E33. Fuente Enercon.

Viento [m/s]	Potencia [kW]	Coefficiente de potencia C_p [-]
1	0	0
2	0	0
3	5	0,35
4	13,7	0,4
5	30	0,45
6	55	0,47
7	92	0,5
8	138	0,5
9	196	0,5
10	250	0,47
11	292,8	0,41
12	320	0,35
13	335	0,28
14	335	0,23
15	335	0,18
16	335	0,15
17	335	0,13
18	335	0,11
19	335	0,09
20	335	0,08
21	335	0,07
22	335	0,06
23	335	0,05
24	335	0,05
25	335	0,04

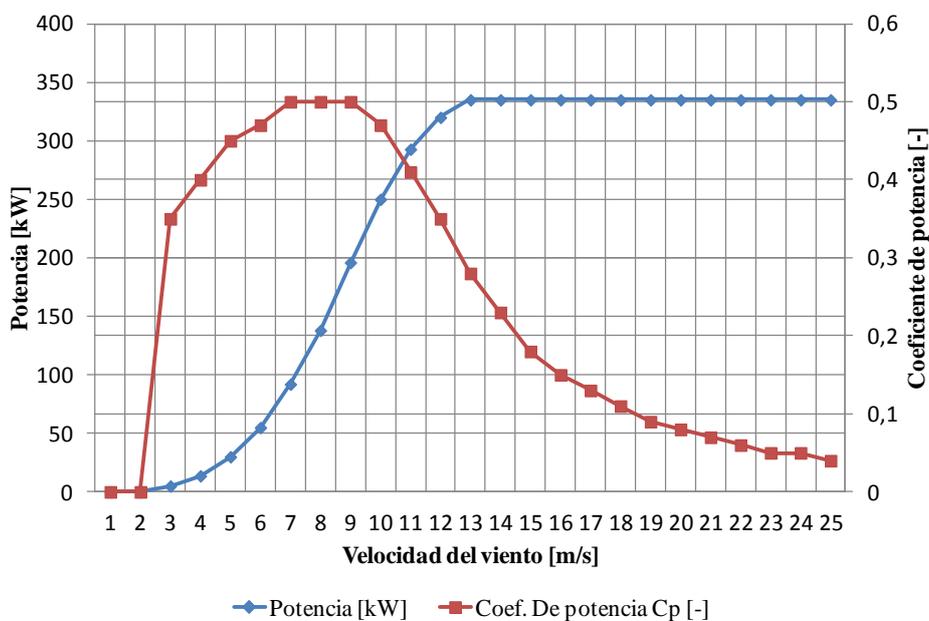


Figura 2.18: Curvas de potencia y coeficiente de potencia del modelo E33 de ENERCON.

Tabla 2.6: Características del modelo E44. Fuente Enercon.

Viento [m/s]	Potencia [kW]	Coefficiente de potencia C_p [-]
1	0	0
2	1,4	0,19
3	8	0,32
4	24,5	0,41
5	53	0,46
6	96	0,48
7	156	0,49
8	238	0,5
9	340	0,5
10	466	0,5
11	600	0,48
12	710	0,44
13	790	0,39
14	850	0,33
15	880	0,28
16	905	0,24
17	910	0,2
18	910	0,17
19	910	0,14
20	910	0,12
21	910	0,11
22	910	0,09
23	910	0,08
24	910	0,07
25	910	0,06

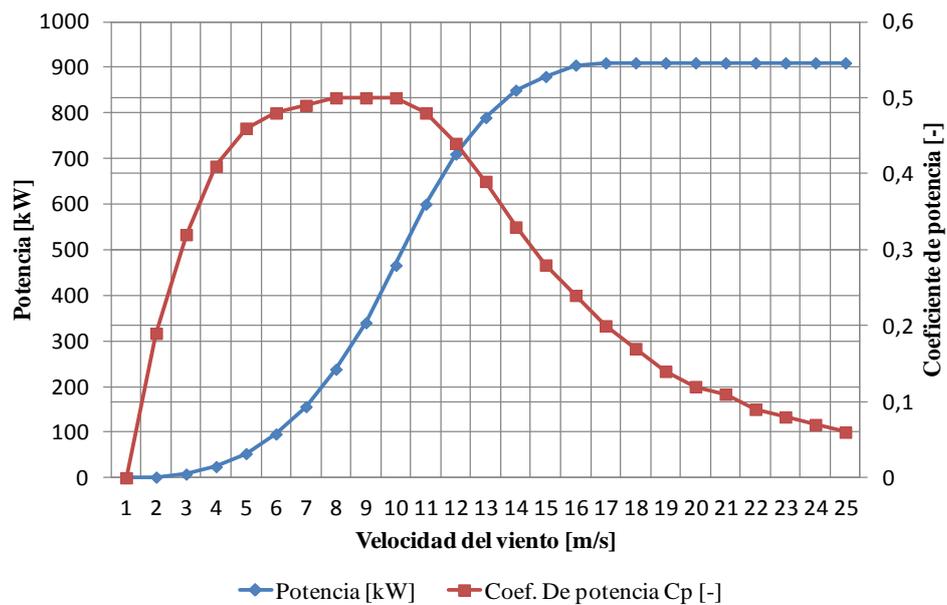


Figura 2.19: Curvas de potencia y coeficiente de potencia del modelo E44 de ENERCON.

Tabla 2.7: Características del modelo E48. Fuente Enercon.

Viento [m/s]	Potencia [kW]	Coefficiente de potencia C_p [-]
1	0	0
2	2	0,23
3	12	0,4
4	32	0,45
5	66	0,48
6	120	0,5
7	191	0,5
8	284	0,5
9	405	0,5
10	555	0,5
11	671	0,45
12	750	0,39
13	790	0,32
14	810	0,27
15	810	0,22
16	810	0,18
17	810	0,15
18	810	0,13
19	810	0,11
20	810	0,09
21	810	0,08
22	810	0,07
23	810	0,06
24	810	0,05
25	810	0,05

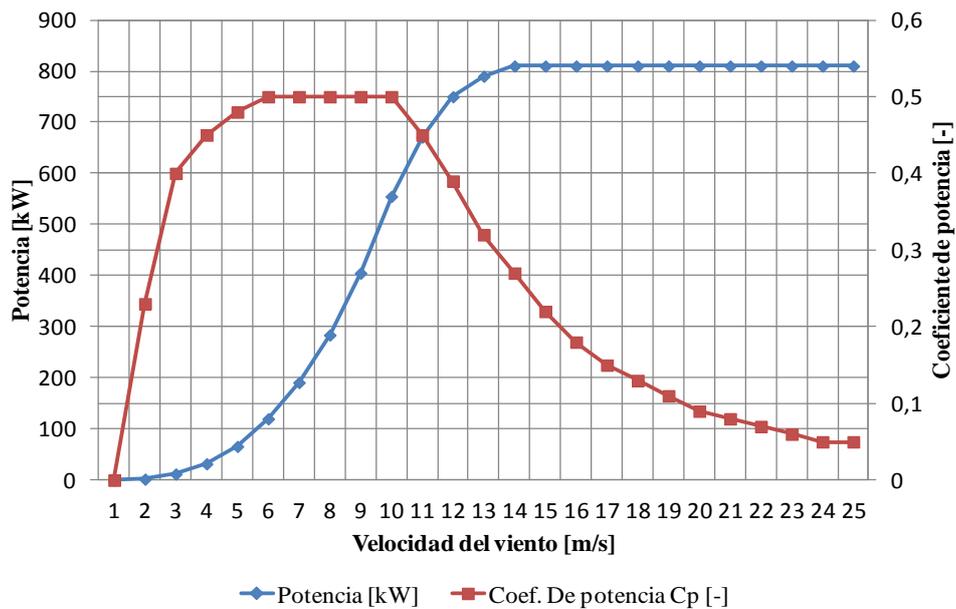


Figura 2.20: Curvas de potencia y coeficiente de potencia del modelo E48 de ENERCON.

Tabla 2.8: Características del modelo E53. Fuente Enercon.

Viento [m/s]	Potencia [kW]	Coefficiente de potencia C_p [-]
1	0	0
2	2	0,19
3	14	0,39
4	38	0,44
5	77	0,46
6	141	0,48
7	228	0,49
8	336	0,49
9	480	0,49
10	645	0,48
11	744	0,42
12	780	0,34
13	810	0,27
14	810	0,22
15	810	0,18
16	810	0,15
17	810	0,12
18	810	0,1
19	810	0,09
20	810	0,08
21	810	0,06
22	810	0,06
23	810	0,05
24	810	0,04
25	810	0,04

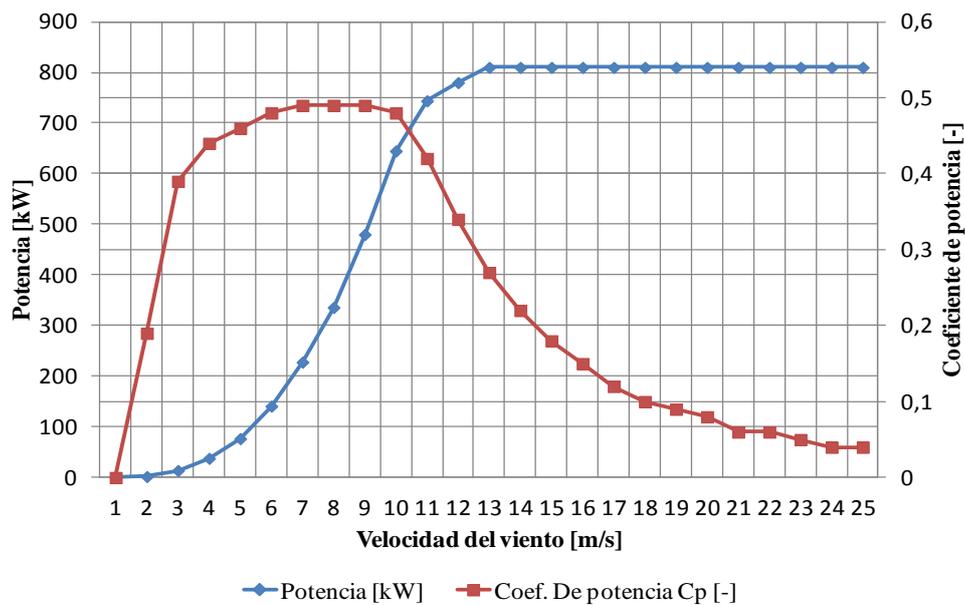


Figura 2.21: Curvas de potencia y coeficiente de potencia del modelo E53 de ENERCON.

Tabla 2.9: Características del modelo E70. Fuente Enercon.

Viento [m/s]	Potencia [kW]	Coefficiente de potencia C_p [-]
1	0	0
2	2	0,1
3	18	0,27
4	56	0,36
5	127	0,42
6	240	0,46
7	400	0,48
8	626	0,5
9	892	0,5
10	1223	0,5
11	1590	0,49
12	1900	0,45
13	2080	0,39
14	2230	0,34
15	2300	0,28
16	2310	0,23
17	2310	0,19
18	2310	0,16
19	2310	0,14
20	2310	0,12
21	2310	0,1
22	2310	0,09
23	2310	0,08
24	2310	0,07
25	2310	0,06

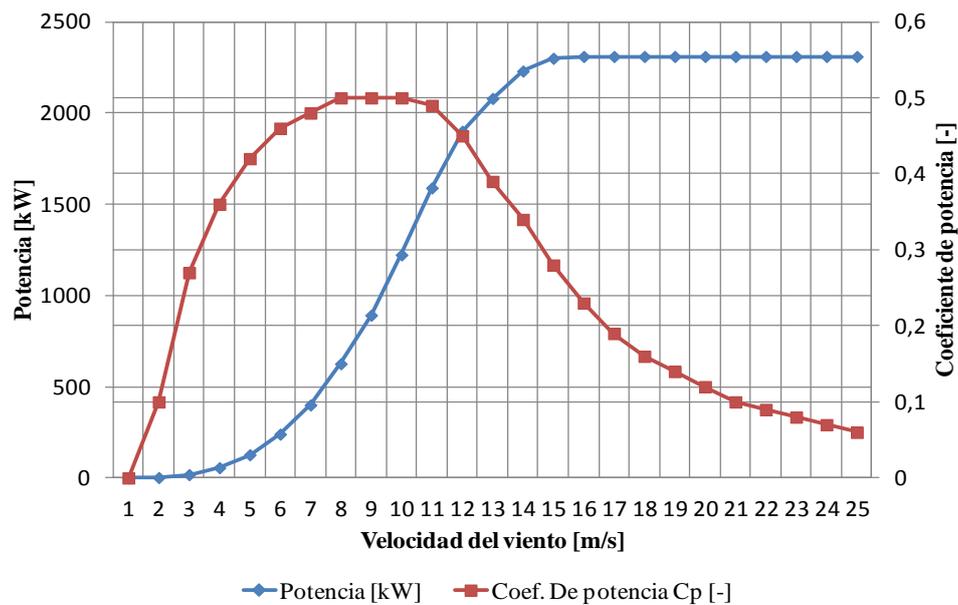


Figura 2.22: Curvas de potencia y coeficiente de potencia del modelo E70 de ENERCON.

Tabla 2.10: Características del modelo E82. Fuente Enercon.

Viento [m/s]	Potencia [kW]	Coefficiente de potencia C_p [-]
1	0	0
2	3	0,12
3	25	0,29
4	82	0,4
5	174	0,43
6	321	0,46
7	532	0,48
8	815	0,49
9	1180	0,5
10	1612	0,5
11	1890	0,44
12	2000	0,36
13	2050	0,29
14	2050	0,23
15	2050	0,19
16	2050	0,15
17	2050	0,13
18	2050	0,11
19	2050	0,09
20	2050	0,08
21	2050	0,07
22	2050	0,06
23	2050	0,05
24	2050	0,05
25	2050	0,04

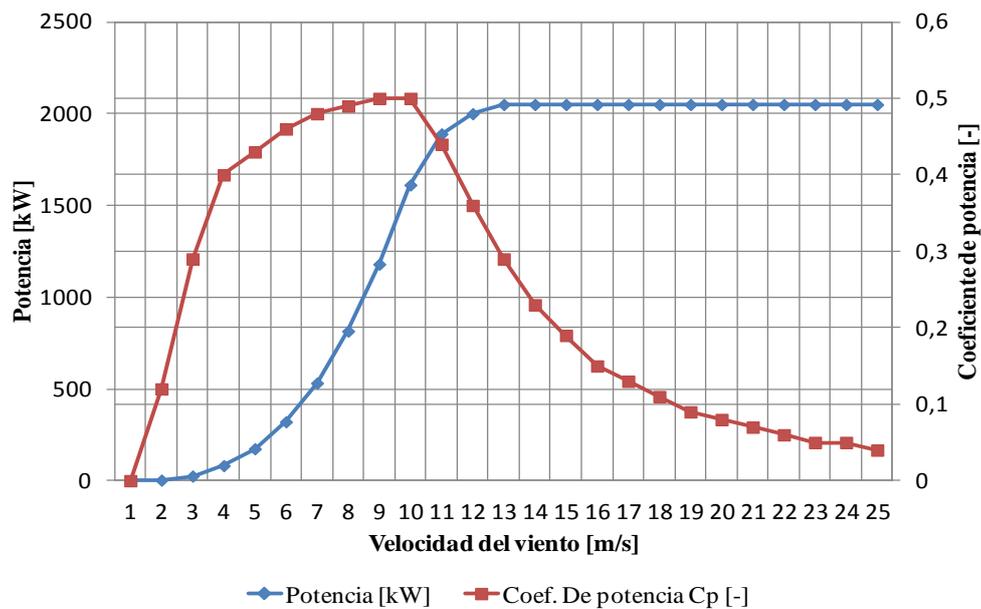


Figura 2.23: Curvas de potencia y coeficiente de potencia del modelo E82 de ENERCON.