



# *Wind* *PRO*

## Capítulo 9 Interface

# 9 ENERGÍA, Modelo – CFD Pre/Post

<b>9.1 CFD Pre/Post – Introducción y guía paso a paso .....</b>	<b>478</b>
9.1.1 Introducción a CFD Pre/Post.....	478
9.1.2 CFD Pre/Post Guía paso a paso.....	478
9.2 Preprocesado .....	479
9.2.1 Generar datos para los cálculos CFD .....	479
9.3 Postprocesado.....	479
9.3.1 Más sobre comparar ficheros rsf.....	480
9.4 Ejemplo de la Metodología – Caso de estudio Torrild .....	482
9.4.1 Condiciones del Emplazamiento y del Análisis.....	482
9.4.2 Comparación de resultados de WAsP y WindSim CFD.....	483
9.4.3 Comparación de resultados en la torre meteorológica .....	484
9.4.4 Comparando con datos de producción .....	487
9.4.5 Discusión/Conclusión del caso de estudio.....	489
9.5 Apéndice. Hacer Modificaciones de Distribuciones de Viento Conjuntas.....	490
9.5.1 Distribuciones de viento en el emplazamiento.....	490
9.5.2 Nueva distribución de viento mediante un método JPC (JPC=Joint Probability Change).....	490
Referencias.....	493

Autores de este capítulo:

Morten Lybech Thøgersen, Mads V. Sørensen & Per Nielsen, EMD International A/S, Aalborg,

## 9.1 CFD Pre/Post – Introducción y guía paso a paso

### 9.1.1 Introducción a CFD Pre/Post

La aplicación de la energía eólica en un terreno muy complejo requiere de nuevos procedimientos para obtener mejores estimaciones del recurso eólico ya que los modelos de cálculo tradicionales pueden resultar erróneos en algunos de estos casos. Una idea sencilla sería probar e implementar una herramienta de dinámica de fluidos computacional (CFD) de última generación en los procedimientos de análisis. En el mercado existen varios productos comerciales que utilizan CFD orientados a la energía eólica. CFD Pre/Post de WindPRO permite interactuar entre estas herramientas CFD y WindPRO de manera conveniente. CFD Pre/Post consta de dos partes:

**PREPROCESADO:** Genera los archivos de datos para el software de CFD partiendo de los datos ya establecidos en WindPRO.

**POSTPROCESADO:** Importa los resultados del software CFD para compararlos con los de WindPRO (WASP).

Además, los mapas de recurso generados con los productos CFD se pueden utilizar en cálculos PARK. Por tanto, los cálculos de distribución de viento del CFD se pueden utilizar como entrada en cálculos PARK.

### 9.1.2 CFD Pre/Post Guía paso a paso

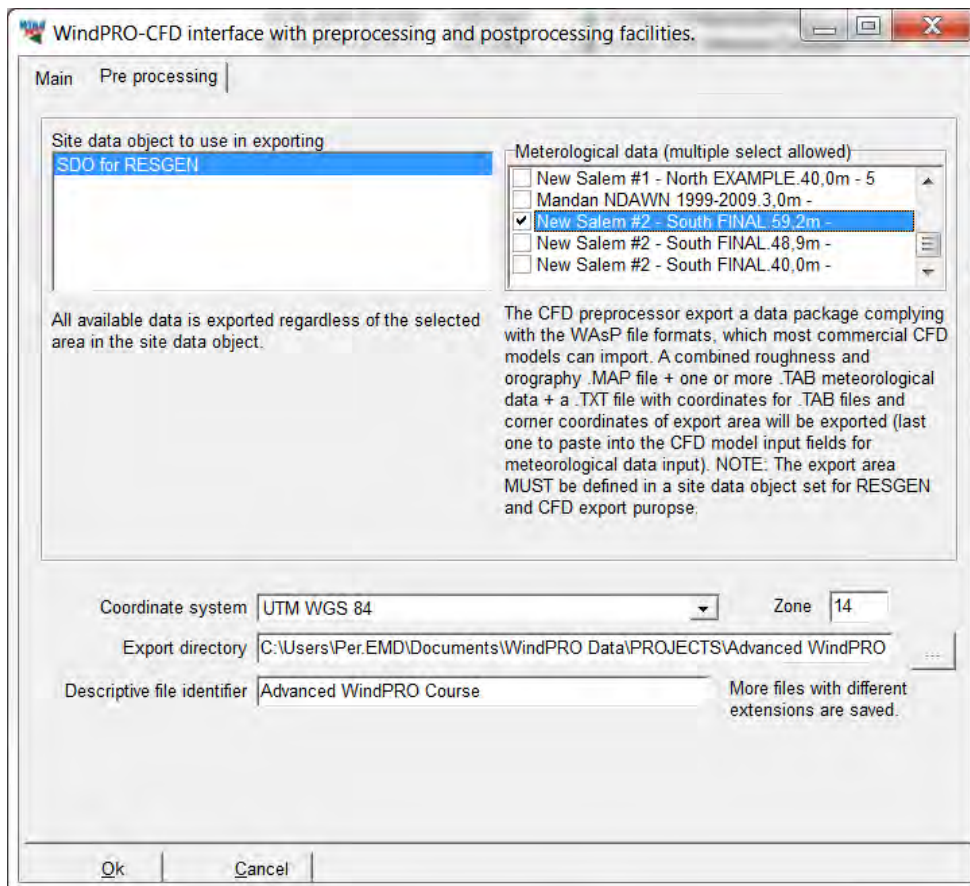
- Establezca objetos de línea con datos de elevación y rugosidad en WindPRO (ver BASIS)
- Establezca un objeto de datos de Emplazamiento enlazado a los objetos (o archivos) de línea.
- Cargue datos de viento en objetos METEO (ver Energía, METEO)
- Ejecute el módulo CFD Pre/Post, escoja los datos a utilizar por el modelo CFD, escoja el sistema de coordenadas y exporte el directorio (carpeta).
- Clique OK y los datos se exportarán en formato WASP estándar, reconocido por la mayoría de herramientas CFD.
- Ejecute el modelo CFD y calcule un mapa de recurso eólico (en formato .rsf o .wrg (WASP) )
- Ejecute CFD Pre/Post, escoja postprocesado
- Cargue el fichero de mapa de recurso generado con la herramienta CFD junto con un resultado de cálculo WASP similar
- Compare los cálculos con las diferentes herramientas de comparación

#### Calcular AEP para un parque eólico:

- Desde PARK, en la pestaña de distribución de viento, seleccione “utilizar fichero(s) de recurso”, señale el resultado CFD
- Ejecute el cálculo PARK basado en los resultados CFD (ver ENERGÍA PARK para más detalles)

## 9.2 Preprocesado

### 9.2.1 Generar datos para los cálculos CFD



La pantalla superior muestra la información necesaria para configurar una exportación de datos.

**Un objeto de datos de emplazamiento** contiene todos los enlaces a los datos de elevación y rugosidad, éste se exportará como fichero .MAP que contendrá también elevación y rugosidad (formato WAsP). Estos datos pueden ser importados por la mayoría de las herramientas CFD aplicadas a la eólica. Además se genera un archivo .txt con información de coordenadas que puede ser útil para configurar el modelo CFD.

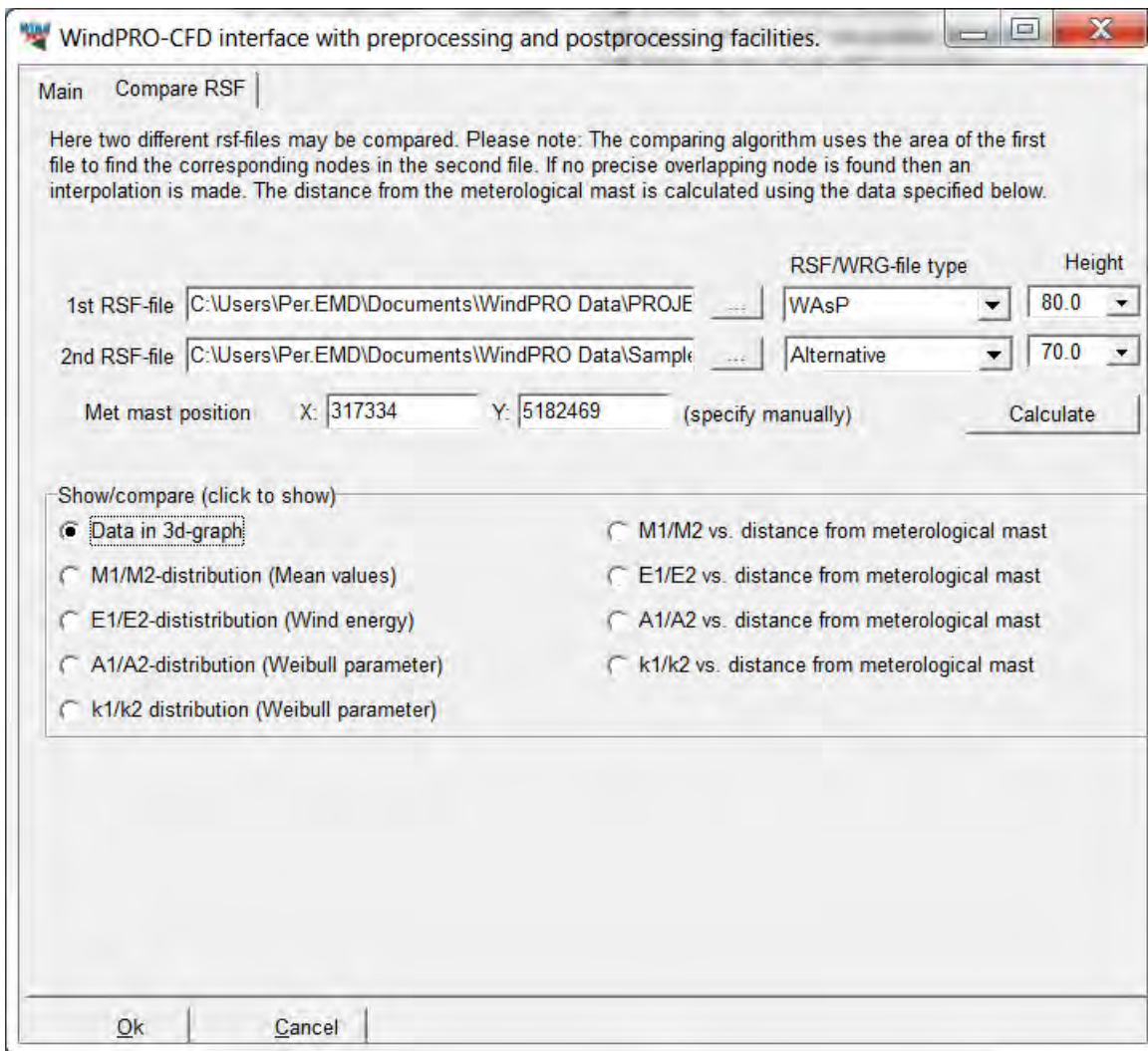
**Un objeto METEO** contiene los datos de viento y la posición de las medidas. Estos datos se exportarán en formato .TAB junto con un fichero de texto con las coordenadas y alturas de medición.

El “paquete de datos” se puede importar desde el modelo CFD.

## 9.3 Postprocesado

La utilidad de postprocesado requiere un archivo de recurso en formato .rsf o .wrg que debe ser proporcionado por el modelo CFD. La herramienta dispone de las utilidades siguientes:

1. Cargar dos archivos de recurso diferentes (típicamente CFD y WAsP, aunque también pueden ser de dos modelos CFD diferentes)
2. Calcular “comparar nodos”, el software se “sincroniza” mediante interpolación si los ficheros tienen diferente resolución u offset.
3. Comparar los resultados (dispone de varias opciones de comparación gráfica, ver abajo)



### 9.3.1 Más sobre comparar ficheros rsf

Los resultados de WAsP y CFD se obtienen del fichero de recurso, donde se guardan los parámetros Weibull A y k.

Las velocidades medias del viento se calculan a partir de los parámetros A y k mediante la relación siguiente:

$$\mu = A \cdot \Gamma(1 + 1/k)$$

Donde  $\Gamma$  es la función gamma

A, k son los parámetros de la distribución de Weibull (normalmente denominados parámetro de escala y forma respectivamente)

Cabe señalar que los parámetros de Weibull se ajustan a la distribución medida aplicando los siguientes requisitos:

- La energía eólica total de la distribución Weibull es la misma que la de la distribución de viento medida.
- La frecuencia de ocurrencia de las velocidades del viento superiores a las velocidades medias observadas son las mismas para las dos distribuciones.

Estos dos requisitos muestran que la rutina WAsP de ajuste no asegura que la velocidad media del viento calculada sea necesariamente cercana al valor observado. Por lo tanto, sería preferible comparar el contenido de energía en el viento con los dos métodos. El parámetro elegido para la comparación es ahora la relación entre la velocidad media del viento calculada a partir de su software de CFD y WAsP: Este parámetro, R, se calcula de la siguiente manera:

$$R = \frac{\mu[U_{10, \text{WindSIM}}]}{\mu[U_{10, \text{WAsP}}]} = \frac{A_{\text{WindSIM}} \cdot \Gamma(1 + 1/k_{\text{WindSIM}})}{A_{\text{WAsP}} \cdot \Gamma(1 + 1/k_{\text{WAsP}})}$$

Donde  $A_{\text{WAsP}}$ ,  $k_{\text{WAsP}}$  son los parámetros de la distribución Weibull (cálculo WAsP)  
 $A_{\text{WindSIM}}$ , ( $k_{\text{WindSIM}}=2$ ) son los parámetros de la distribución Weibull (WindSim)

A parte de comparar la velocidad media del viento también es posible comparar los parámetros siguientes

- Parámetro A de Weibull (distribución total)
- Parámetro k de Weibull (distribución total)
- Nivel de energía (distribución total)

La representación gráfica de los parámetros se puede realizar como una distribución sencilla, en función de la distancia desde la torre meteorológica o mapeado a un gráfico en 3D mostrando curvas de nivel.

## 9.4 Ejemplo de la Metodología – Caso de estudio Torrild

### 9.4.1 Condiciones del Emplazamiento y del Análisis

Un total de 15 turbinas Bonus 150/30 kW MK II están situados en el emplazamiento. La producción de energía de estas turbinas se utiliza para fines de verificación. La altura de buje es de 30 metros.

Se ejecutaron dos modelos. El modelo 'Meso' se ejecutó con una resolución de 200 metros, obteniendo 10000 nodos. El modelo micro se ha anidado dentro el modelo Meso. En el caso de prueba 'Micro', la resolución se escogió de 20 metros, obteniendo también 10000 nodos. Aquí, sólo se presentarán resultados del modelo micro. Las características principales del área se muestran a continuación:

Company	BONUS
Type/Version	MK II
Rated power	150.0 kW
Secondary generator	30.0 kW
Rotor diameter	23.8 kW
Tower	Tripod
Origin country	DK
Blade type	LM 11
Generator type	Two generator
Rpm, rated power	40.4 rpm
Rpm, initial	30.3 rpm
Default hub height	30.0 m
Alternativ hub heights	0.0 m
Valid	No
Creator	EMD
Created	07-10-1998 00:00
Edited	07-10-1998 00:00



Área de cálculo	4 km <sup>2</sup>
Sistema de coordenadas	UTM zone 32 – datum ED50
Límites geográficos	(y <sub>min</sub> , y <sub>max</sub> )=(6203500, 6205500) (x <sub>min</sub> , x <sub>max</sub> )=(563700, 565700)
Resolución	20 metros
Número de celdas	10000
Datos de viento	Station 5 – Feb to Oct 2000 Station 36 – Feb to Oct 2000 (St 36: data acquisition very low)

Para una descripción del emplazamiento juntamente con un análisis del clima de viento y la producción de las turbinas utilizando métodos tradicionales ver [i]. La orografía y rugosidad de la zona a calcular se muestran en la Figura 1. Estas figuras muestran el área de extracción inicial, que era de 4 x 4 km<sup>2</sup>. Ésta se redujo posteriormente a 2 x 2 km<sup>2</sup>. El cuadrado negro muestra la posición aproximada de la zona de cálculo final.

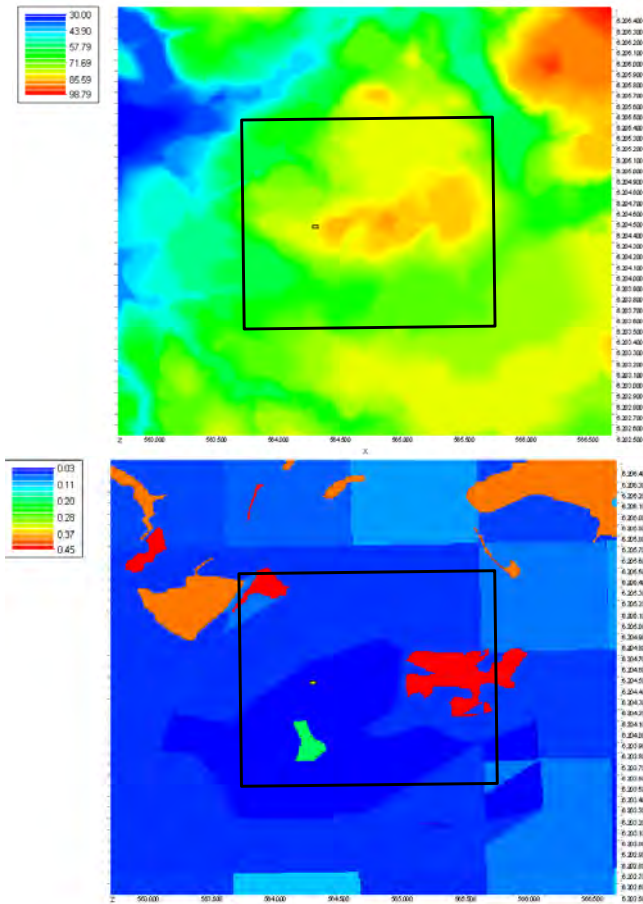


Figura 1 Orografía y rugosidad de la extracción inicial (orografía en [m], rugosidad en [m]).

### 9.4.2 Comparación de resultados de WASP y WindSim CFD

Las principales estadísticas de la relación entre los resultados de WindSim y WASP se muestran en la Tabla 1. El valor medio del ratio es 97,2%, lo que significa que los cálculos WindSim, en general, parecen subestimar el valor medio de la distribución de la velocidad del viento. Sin embargo, esta diferencia también puede deberse a diferencias en las técnicas de ajuste al ajustar los parámetros de Weibull. El coeficiente de variación es de 2,4%, lo que se considera aceptable. Al mirar el nivel de energía, el cálculo WindSim subestima aproximadamente - de media - el 9% en comparación con WASP.

Velocidad media del viento			Nivel de energía		
$\mu$	$\sigma$	$COV=\sigma / \mu$	$\mu$	$\sigma$	$COV=\sigma / \mu$
0.972	0.023	0.024	0.907	0.069	0.076

Tabla 1: Estadísticas de la relación,  $R$ , entre la velocidad media del viento o el nivel de energía calculado a partir de WindSim y WASP.

La Figura 2 muestra la dependencia de la distancia a la torre meteorológica y la altura sobre el terreno. Es evidente que el modelo WindSim parece subestimar cada vez más la velocidad media a medida que aumenta la distancia a la torre meteorológica. La mayor variación se observa a aproximadamente 1000 metros de la torre. Encontramos la razón de esta gran variación al comparar la Figura 3 con el mapa de rugosidad de la figura 1. Aquí se observa que el ratio elevado se da donde la rugosidad es alta (situación de una pequeña ciudad). Cerca del emplazamiento los dos modelos predicen velocidades medias similares.



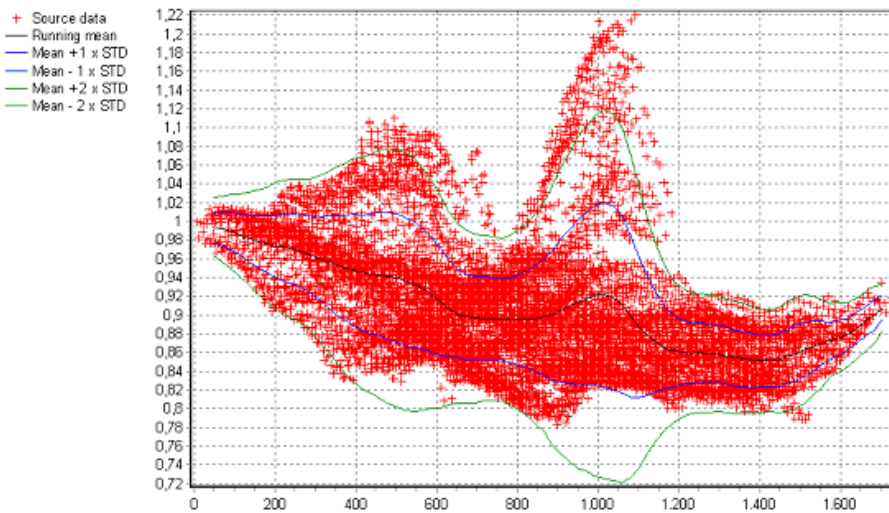


Figura 2 Ratio WindSim/WASP de velocidad media del viento condicionado a la distancia a la torre meteorológica.

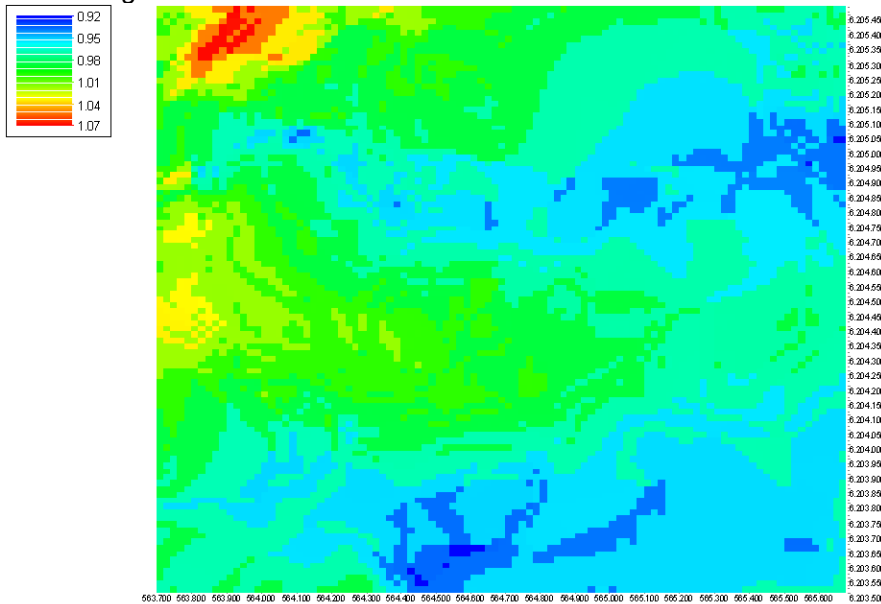


Figura 3 Ratio WindSim/WASP de velocidad media del viento distribuido en el área de cálculo

### 9.4.3 Comparación de resultados en la torre meteorológica

Con el fin de comparar el comportamiento de los dos modelos se estima el clima de viento en la posición de la torre meteorológica. Es decir, es posible comparar las predicciones del modelo con los datos medidos originales. Se utiliza WASP v. 5.1 para ajustar los parámetros de Weibull en todos los modelos con el fin de superar los problemas conocidos derivados de utilizar diferentes algoritmos de ajuste (ver Ajustando Parámetros de Weibull para Aplicaciones Eólicas).

#### 9.4.3.1 Parámetros A de Weibull calculados [m/s]

Modelo	Altura	N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Todos
Medidos	30 m	4.70	4.50	5.10	6.60	6.70	6.00	6.60	6.80	7.50	6.30	4.10	5.10	6.30
WASP	30 m	4.73	4.67	5.15	6.59	6.73	6.03	6.57	6.90	7.42	6.35	4.59	5.11	6.34
	70 m	5.59	5.45	6.25	8.26	8.19	7.10	7.78	8.07	8.81	7.79	5.62	6.26	7.65
	100 m	6.08	5.93	6.82	8.95	8.79	7.70	8.48	8.72	9.52	8.43	6.08	6.79	8.28
WindSim	30 m	4.60	4.50	5.10	6.60	6.70	6.00	6.50	6.80	7.50	6.30	4.10	5.10	6.30
	70 m	5.30	5.20	6.00	7.60	7.60	6.60	7.30	7.50	8.30	7.10	4.90	5.90	7.10
	100 m	5.60	5.50	6.20	8.00	8.00	7.00	7.60	7.90	8.60	7.40	5.20	6.20	7.50

### 9.4.3.2 Parámetros k de Weibull calculados

Modelo	Altura	N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Todos
Medidos	30 m	1.64	2.04	2.20	2.42	2.53	2.19	1.80	2.19	2.27	2.00	1.54	1.62	2.04
WAsP	30 m	1.72	2.08	2.19	2.44	2.53	2.19	1.87	2.21	2.28	2.04	1.63	1.65	2.06
	70 m	1.94	2.33	2.47	2.72	2.83	2.42	2.06	2.49	2.55	2.31	1.82	1.86	2.30
	100 m	2.02	2.42	2.54	2.80	2.92	2.50	2.15	2.59	2.67	2.42	1.89	1.94	2.30
WindSim	30 m	1.63	2.03	2.19	2.42	2.54	2.17	1.79	2.20	2.28	2.00	1.53	1.61	2.05
	70 m	1.63	2.06	2.24	2.44	2.57	2.14	1.81	2.19	2.30	2.02	1.59	1.63	2.07
	100 m	1.65	2.09	2.18	2.35	2.46	2.19	1.81	2.20	2.21	2.00	1.59	1.61	2.05

### 9.4.3.3 Probabilidad de dirección calculada [%]

Modelo	Altura	N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Todos
Medidos	30 m	2.00	3.50	8.10	10.6	9.60	8.20	8.40	12.3	15.6	14.9	4.20	2.70	100
WAsP	30 m	2.10	3.80	7.80	10.5	9.70	8.30	8.60	12.4	15.5	14.4	4.60	2.70	100
	70 m	2.00	3.50	7.90	10.8	10.0	8.20	8.20	12.0	15.7	14.7	4.60	2.60	100
	100 m	2.00	3.50	7.90	10.9	9.90	8.10	8.20	12.0	15.7	14.7	4.50	2.60	100
WindSim	30 m	2.00	3.50	8.10	10.6	9.60	8.20	8.40	12.3	15.6	14.9	4.20	2.70	100
	70 m	2.00	3.50	7.90	10.8	9.70	8.00	8.40	12.2	15.5	15.1	4.20	2.60	100
	100 m	2.00	3.50	7.90	10.9	9.70	8.00	8.40	12.1	15.5	15.2	4.20	2.60	100

Al comparar los parámetros A de Weibull medidos y modelados, parece que el modelo WAsP tiende a sobrepredecir ligeramente el parámetro A a una altura de 30 metros. El modelo WindSim da un resultado muy cercano a las medidas (tal y como se supone ya que las aceleraciones y los cambios de dirección son 0). A 70 y 100 metros WindSim predice un parámetro A inferior al predicho por WAsP. Está planeado sustituir los 15 aerogeneradores de 150kW por unos pocos aerogeneradores de 2MW – si esto ocurre, tendremos la oportunidad de ver qué modelo se comporta mejor en esta materia.

En este caso de prueba, las probabilidades de cada dirección modeladas no difieren mucho de las medidas.

### 9.4.3.4 Estimación de la estación meteorológica 5 con los datos de la estación meteorológica 36 y vice versa

Los datos medidos en la estación 5 y en la 36 se han comparado con los datos modelados por WindSim en las mismas posiciones pero utilizando los datos de viento de la otra estación. Desgraciadamente, los datos de períodos largos de la estación 36 son erróneos, dejándonos solo con 17 días con datos buenos de febrero de 2000. A continuación se muestra el análisis de los datos restantes. Para comparar se ha realizado asimismo un análisis WAsP.

La Figura 4 muestra los datos de ratio de velocidades en las dos estaciones. Los datos de WindSim se calculan solamente a una velocidad del viento (aproximadamente 7-8m/s) y se asume que los datos tienen un comportamiento lineal como se muestra en las figuras – que pasa por 0.0. Se asume que el aumento de velocidad escalará linealmente si se añaden más velocidades de cálculo. Al examinar las dos figuras es fácil ver que a 10 m/s el ratio máximo de velocidad es aproximadamente 0.3 m/s, es decir, una diferencia que no supera el 3%. Esto significa que solo debemos esperar cambios pequeños en las distribuciones de viento modificadas.

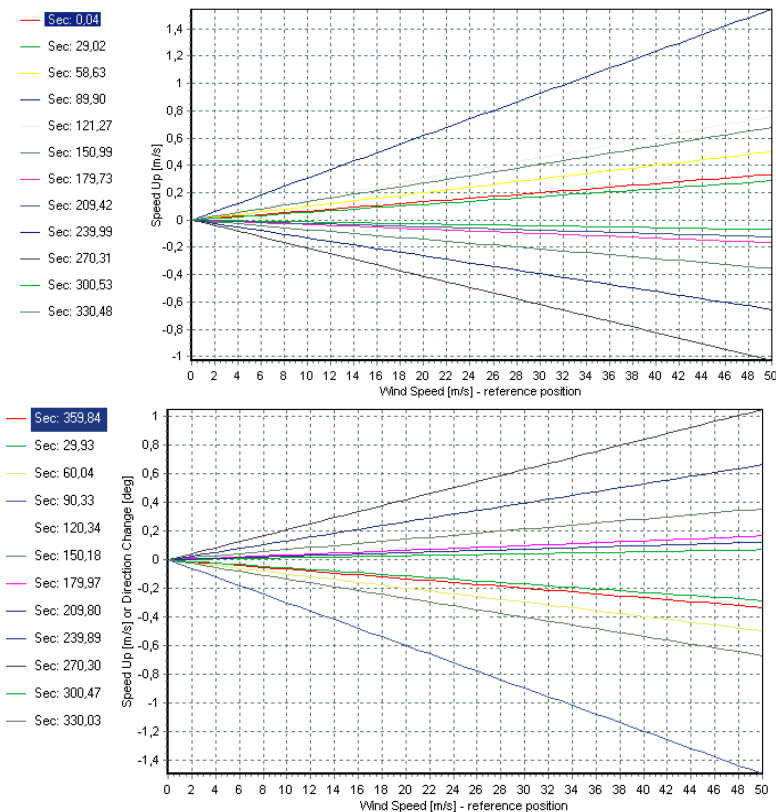


Figure 4 Ratio de velocidad para los sectores calculados (izquierda=St 36 utilizando St 5, derecha= St 5 utilizando datos de St 36)

**Resultados de WindSim**

Las figuras 5 y 6 muestran las distribuciones de viento y dirección medidas y estimadas para el periodo de 17 días. Es evidente que las distribuciones predichas en la otra posición se parecen mucho a las de la posición desde la que han sido calculadas. Esto se debe a que los factores de modificación en los sectores dominantes (SSW a NNW) son muy pequeños. Parece que nuestro modelo no ha sido capaz de captar las grandes diferencias entre las dos distribuciones medidas. Sin embargo, al observar el emplazamiento es evidente que las dos torres meteorológicas han estado midiendo en las estelas de las turbinas durante largos periodos de tiempo. La torre meteorológica 36 está situada solamente a 70 metros de la turbina más cercana. Un análisis del parque con WindPRO revela que la 'eficiencia del parque' en la estación 5 es del 92.2% y del 87.7% en la estación 36 (la eficiencia del parque se calcula en relación a los niveles de energía). Interpretando la eficiencia del parque en términos de velocidad del viento, cálculos aproximados muestran que la dirección media omnidireccional del viento se reduce 0.19 m/s y 0.30 m/s relativos a la velocidad del viento libre para la estación 5 y 36 respectivamente. Por tanto, se concluye que el modelo WindSim se comporta como se esperaba y que la diferencia entre las estadísticas de viento medidas se debe a los efectos de estela del parque eólico. Además, diferencias en la calibración y/o tipo de anemómetro pueden causar diferencias en las estadísticas de viento, aunque esta cuestión no se investiga aquí.

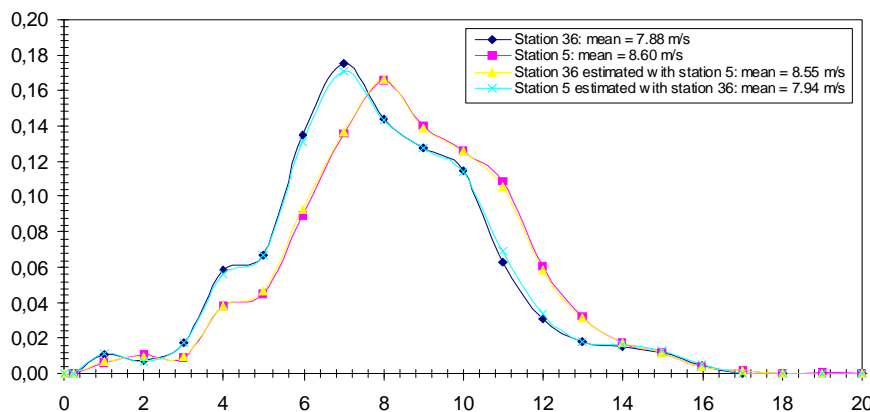


Figura 5 Distribuciones de muestra y modificadas para las estaciones 5 y 36.

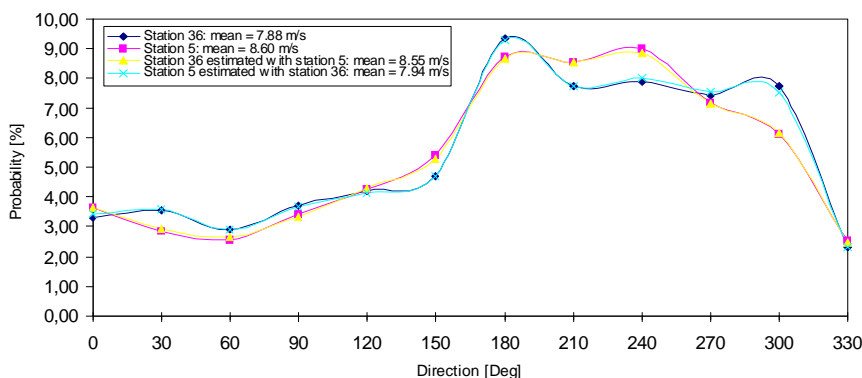


Figura 6. Distribuciones direccionales de muestra y modificadas para las estaciones 5 y 36.

### Resultados de WASP

A fin de apoyar las conclusiones relativas a las diferencias principales entre las distribuciones de viento medidas se ha realizado un análisis con WASP. Éste analiza las diferencias entre las dos estaciones meteorológicas utilizando los datos de 'largo plazo' de la estación 5. En la Tabla 2 a continuación sólo se presenta el parámetro A de Weibull. Se ve que las diferencias en las dos posiciones son prácticamente negligibles, apoyando la conclusión de que las diferencias principales en las velocidades de viento medidas están causadas por los efectos de estela.

Estación	N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Todos
St 5 medido (largo)	4.70	4.50	5.10	6.60	6.70	6.00	6.60	6.80	7.50	6.30	4.10	5.10	6.30
St 5 con 5 largo plazo	4.73	4.67	5.15	6.59	6.73	6.03	6.57	6.90	7.42	6.35	4.59	5.11	6.34
St 36 con 5 largo plazo	4.68	4.53	5.10	6.75	6.84	5.98	6.50	6.83	7.67	6.74	4.68	5.17	6.45

Tabla 2: Parámetros A de Weibull estimados con diferentes estaciones meteorológicas (5 y 36)

### 9.4.4 Comparando con datos de producción

La producción de las turbinas se ha analizado en [i]; aquí se utilizan los resultados obtenidos de esta referencia. Los resultados de WindSim se han guardado en un fichero rsf y procesado utilizando el módulo PARK de WindPRO con el fin de incluir efectos de estela. Los resultados del análisis se muestran en la figura 7 donde se grafican los índices de 'bondad' de todas las turbinas del emplazamiento. La 'bondad' se define como el cociente entre la producción real medida y la calculada (simulada), es decir, una 'bondad' superior a 1.0 indica una subestimación de la producción real medida.

Al inspeccionar la Figura 7 es evidente que los dos modelos parecen subestimar la producción real medida. Como se dijo anteriormente en el punto 9.4.3, el modelo WASP sobreestima el clima de viento incluso si modela la misma posición donde mides. Esto puede explicar parte de la diferencia entre los dos modelos. Además, los resultados del modelo WASP parecen estar relacionados de alguna forma con la altura (línea verde en el gráfico siguiente), es decir, alturas 'altas' pueden llevar a 'bondades' relativamente grandes. El modelo WindSim no sigue la misma tendencia, pero la 'bondad' parece aumentar con la distancia a la torre meteorológica.

Así que un resultado prometedor de WindSim es que parece "capturar" mucho mejor los aerogeneradores situados más bajos (aerogeneradores 5 y 9), lo que supone una tendencia positiva. Por lo tanto, esto puede llevar a una mejora en los emplazamientos con terreno más complejo. WindSim predice peor los aerogeneradores más lejanos a la torre meteorológica. La causa de esto puede ser el hecho que el análisis de micro siting de WindSim no tiene en cuenta para el cálculo la rugosidad a distancias lejanas (excepto en casos donde el análisis se ha ejecutado como un análisis anidado). En general, parece que la descripción 'física' de la rugosidad que utiliza WindSim no captura el efecto de la rugosidad compleja tan bien como el tratamiento más refinado (aunque basado en la experiencia) de WASP. Esto lleva a la conclusión que WindSim se comporta óptimamente en emplazamientos con orografía compleja y rugosidad simple.

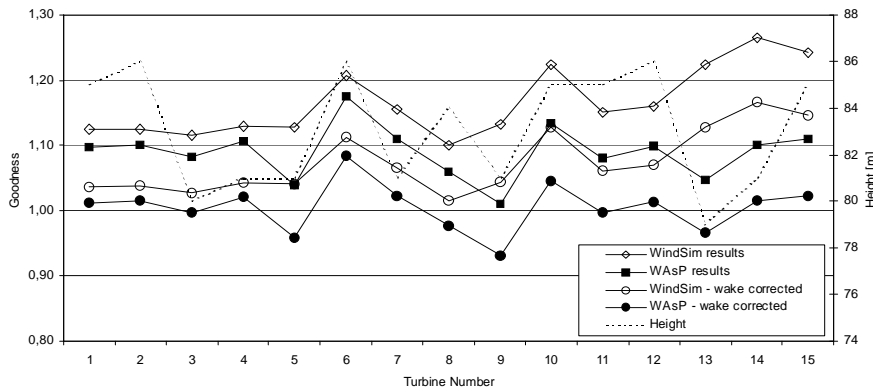


Figura 7 Comparación de la producción energética calculada con WindSim y WAsP.

Al constatar que tanto los cálculos de WindSim como los de WAsP subestiman la producción real medida podemos buscar otras fuentes de error fuera de errores de los modelos. Uno de ellos puede ser una curva de potencia demasiado conservadora, ver [i]. Otra fuente obvia de error podría ser que las velocidades del viento medidas fueran demasiado bajas. Esto se puede deber a:

- Efectos asociados a los brazos de los soportes de los sensores.
- Efectos de estela de las turbinas cercanas (lo que puede ser la causa más probable)
- Errores en los anemómetros (por ejemplo por el uso y desgaste) – requieren calibración
- Posición errónea de la torre meteorológica con respecto a las curvas de nivel (o ‘perturbaciones’ en el perfil de viento real – por ejemplo una altura de desplazamiento (zero displacement height)

Como se indica en la sección 9.4.3.4 las estelas de las turbinas cercanas influyen las velocidades del viento medidas de manera significativa. Al realizar una corrección aproximada de la influencia de las estelas (simplemente ajustando la energía eólica calculada con los factores de ‘eficiencia del parque’ indicados en la sección 9.4.3.4) los resultados de WAsP están dentro de un  $\pm 9\%$ . Los cálculos de WindSim todavía – en media- subestiman la producción real, aunque dentro de un margen razonable, ver Figura 7 y Tabla 3. Se cree que una de las razones principales de la subestimación de la energía proviene de la falta de distribución buena/validada del viento libre. En los nuevos proyectos de parques eólicos este problema no se produce, pero en los casos de validación es de suma importancia disponer de herramientas para analizar y ‘limpiar’ los datos de las estelas. Esta función está siendo implementada en una futura versión de WindPRO.

Estadística	Bondad de	
	WindSim	WAsP
Max	1.167	1.083
Min	1.014	0.931
Media	1.075	1.005
Desviación estándar	0.048	0.037

Tabla 3: Bondad – Estelas corregidas.

### 9.4.5 Discusión/Conclusión del caso de estudio

El caso de estudio ha demostrado la aplicación de las nuevas herramientas disponibles en WindPRO para enlazar datos existentes en un análisis conjunto de WindSim/WindPRO. La facilidad con la que se extraen los ficheros de entrada de WindSim permite al usuario beneficiarse de una segunda opinión del análisis.

El caso de estudio real de Torrild muestra que los resultados del modelo WASP son los que mejor se ajustan al emplazamiento – es un emplazamiento Danés típico - incluso aunque sea uno de los mas ‘rugosos’ que podemos encontrar en Dinamarca. El modelo WindSim parece tener problemas para considerar rugosidades complejas, pero también parece mejorar el manejo de la orografía. Además hay que señalar que el modelo WindSim tiene sus puntos fuertes en emplazamientos con orografía compleja, no con rugosidad compleja – como es el caso del emplazamiento actual.

## 9.5 Apéndice. Hacer Modificaciones de Distribuciones de Viento Conjuntas

### 9.5.1 Distribuciones de viento en el emplazamiento

Tradicionalmente en la evaluación del recurso eólico la distribución de viento en el emplazamiento (subíndice: site) y en el emplazamiento de referencia (subíndice: ref) se dan como distribuciones discretas, mostrando la distribución de la velocidad del viento en promedios diezminutales condicionados en los diferentes sectores de viento. Además, se proporciona la distribución de las direcciones (sectores) del viento:

$$P(\theta_{ref}) \text{ y } P(U_{ref} | \theta_{ref})$$

Estas dos distribuciones bastan para establecer la distribución conjunta para el emplazamiento de referencia:

$$P(U_{ref}, \theta_{ref}) = P(U_{ref} | \theta_{ref}) \cdot P(\theta_{ref})$$

La distribución conjunta de  $(U_{ref}, \theta_{ref})$  se puede extraer fácilmente del archivo \*.tab tal y como se muestra en **Error! Reference source not found..**

### 9.5.2 Nueva distribución de viento mediante un método JPC (JPC=Joint Probability Change)

La distribución de velocidades y direcciones del viento se da en forma de distribución conjunta discreta, por ejemplo especificada en un archivo \*.TAB. Los resultados de WindSim se suponen dados como una adición de variaciones de velocidad, S, y dirección, D, específicas de cada nodo, que son – en el caso general – funciones de la velocidad y dirección en el emplazamiento de referencia  $S=f(U_{ref}, \theta_{ref})$ ,  $D=g(U_{ref}, \theta_{ref})$ . Se asume que los factores de variación de velocidad y dirección se muestran en una tabla donde los resultados se extraen para cada nodo de cálculo. Se asume que las muestran del emplazamiento de referencia – con un bin de velocidad y dirección – siguen una distribución uniforme conjunta. La función de densidad viene dada por:

$$f(u, \theta) = \begin{cases} \frac{1}{\beta - \alpha} \cdot \frac{1}{\delta - \gamma} & \text{if } (\alpha \leq u \leq \beta) \wedge (\gamma \leq \theta \leq \delta) \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases}$$

donde  $u$  es la velocidad del viento en el emplazamiento de referencia en el bin considerado  
 $\theta$  es la dirección del viento en el emplazamiento de referencia en el bin considerado  
 $\alpha$  y  $\beta$  son los límites inferior y superior del intervalo de velocidad del viento  
 $\gamma$  y  $\delta$  son los límites inferior y superior del intervalo de dirección del viento

La probabilidad que  $(u, \theta)$  se encuentre en el intervalo entre  $[a, b]$  y  $[g, d]$  es:

$$P(a < u < b, g < \theta < d) = \frac{b - a}{\beta - \alpha} \cdot \frac{d - g}{\delta - \gamma} \quad \text{donde} \quad \begin{cases} a = \alpha & \text{if } a < \alpha \\ a = \beta & \text{if } a > \beta \\ b = \alpha & \text{if } b < \alpha \\ b = \beta & \text{if } b > \beta \\ g = \gamma & \text{if } g < \gamma \\ g = \delta & \text{if } g > \delta \\ d = \gamma & \text{if } d < \gamma \\ d = \delta & \text{if } d > \delta \end{cases}$$

Ahora la velocidad a la velocidad del viento en el emplazamiento de referencia,  $u_{br}$ , se le añade la adición de variación de velocidad del viento,  $S$ , y a la dirección del viento en el emplazamiento de referencia,  $\theta_{br}$ , se le añade el cambio de dirección,  $D$ . Así obtenemos dos nuevas variables aleatorias, describiendo el clima de viento en el emplazamiento.

$$u_{bs} = u_{br} + S$$

$$\theta_{bs} = \theta_{br} + D$$

Ahora es posible evaluar la nueva ‘función de densidad de bin’ a partir de la antigua añadiendo ( $S, D$ ) a los límites de la distribución de bin conjunta original. Ahora es posible evaluar fácilmente la probabilidad de estar dentro los límites del bin de la nueva distribución conjunta, es decir, la creación de una nueva distribución conjunta de viento y dirección moviendo la masa de probabilidad una cantidad ( $S, D$ ).

**Ejemplo Torriid – Celda 3569**

La probabilidad de estar en el sector este es  $P[\theta_{br} = 75^\circ - 105^\circ] = 0.106$ . La probabilidad de estar en el bin entre 7 m/s y 8 m/s sabiendo que el viento viene del sector este es  $P[u_{br} = 7 - 8 \text{ m/s} | \theta_{br} = 75^\circ - 105^\circ] = 0.147$ . Ahora, la probabilidad conjunta de estar en el bin 7-8 m/s y tener viento del este es:

$$P[u_{br} = 7 - 8 \text{ m/s}, \theta_{br} = 75^\circ - 105^\circ] = P[u_{br} = 7 - 8 \text{ m/s} | \theta_{br} = 75^\circ - 105^\circ] \cdot P[\theta_{br} = 75^\circ - 105^\circ]$$

$$= 0.015582$$

Es decir, hay aproximadamente un 1.5% de probabilidades de estar en este bin particular en el emplazamiento de referencia.

Inspeccionando la ecuación superior de la distribución uniforme conjunta tenemos  $\alpha = 7 \text{ m/s}$ ,  $\beta = 8 \text{ m/s}$ ,  $\delta = 75^\circ$  y  $\gamma = 105^\circ$ . Tomando la celda número 3569 en la posición E:568400, N: 6201600 de los ficheros de resultados de WindSim, entonces se puede encontrar la variación de velocidad para el bin  $S = -0.704 \text{ m/s}$  y el cambio de dirección  $D = 0.118^\circ$ , haciendo posible calcular nuevos límites para la masa de probabilidad del ‘bin’ viejo  $\alpha_{new} = 6.296 \text{ m/s}$ ,  $\beta_{new} = 7.296 \text{ m/s}$ ,  $\delta_{new} = 75.118^\circ$  y  $\gamma_{new} = 105.118^\circ$ .

Al evaluar la ecuación anterior (teniendo en cuenta todas las limitaciones adecuadas) para los bins cercanos se obtienen los resultados de la tabla siguiente. La tabla muestra la cantidad de probabilidad del bin (0.015582) movida a otros (bins cercanos). Se observa que el cambio principal se da dentro del sector, ya que el cambio en la dirección es muy pequeño. Sólo el 29% del viento se mantiene en el mismo bin. Este proceso se repite para todos los bins, calculando una nueva distribución conjunta de probabilidad para la posición del emplazamiento.

	$\theta_{bs} = 45^\circ - 75^\circ$	$\theta_{bs} = 75^\circ - 105^\circ$	$\theta_{bs} = 105^\circ - 135^\circ$	$\theta_{bs} = 135^\circ - 165^\circ$
$u_{bs} = 5 - 6 \text{ m/s}$	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
$u_{bs} = 6 - 7 \text{ m/s}$	0.00000	0.70123	0.00277	0.00000
$u_{bs} = 7 - 8 \text{ m/s}$	0.00000	0.29484	0.00116	0.00000
$u_{bs} = 8 - 9 \text{ m/s}$	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000

Tabla 4: Ejemplo Torriid: Masa de probabilidad movido a los bins cercanos.

La figura 8 muestra la distribución conjunta de viento y dirección original, mientras que las figuras 9 y 10 muestran las variaciones de velocidad y dirección respectivamente. Las variaciones de velocidad se interpolan i extrapolan linealmente mientras que los cambios de dirección se interpolan linealmente pero se extrapolan de manera constante (o sólo una velocidad de cálculo).



Torrild Meteorological Site Data (Sample)  
 55.979786111 10.03035 30.00  
 12 1 0

	0.02	0.035	0.081	0.106	0.096	0.082	0.084	0.123	0.156	0.149	0.042	0.027
1	48	20	10	8	12	6	4	12	7	10	23	59
2	97	71	59	74	30	29	20	29	24	61	85	153
3	168	170	111	115	82	125	63	34	29	111	218	165
4	175	234	179	142	121	139	88	50	60	138	170	216
5	133	163	187	151	235	156	93	97	87	122	96	89
6	92	123	146	143	176	107	117	106	91	109	95	122
7	46	78	136	142	175	86	124	117	118	77	79	41
8	30	51	94	147	116	98	92	136	137	99	94	31
9	97	43	57	61	32	64	84	109	94	94	60	38
10	76	36	14	15	17	48	68	89	83	74	44	46
11	37	10	4	3	3	42	56	101	70	49	18	36
12	2	1	1	0	0	42	39	66	67	21	6	5
13	0	0	0	0	0	34	50	27	56	15	1	0
14	0	0	0	0	0	17	58	17	28	11	6	0
15	0	0	0	0	0	5	30	5	16	4	4	0
16	0	0	0	0	0	1	12	2	12	3	1	0
17	0	0	0	0	0	0	2	2	12	2	0	0
18	0	0	0	0	0	0	1	6	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 8 Distribución conjunta de viento y dirección original de Torrild (emplazamiento de referencia)

	Sec: 0	Sec: 30	Sec: 60	Sec: 90	Sec:120	Sec:150	Sec:180	Sec:210	Sec:240	Sec:270	Sec:300	Sec:330
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	-1.141	-1.183	-1.801	-1.76	-1.991	-2.276	-1.946	-1.528	-1.126	-1.414	-1.417	-1.279

Figura 9 Cambio de dirección para la celda 3569 de Torrild (se asume que el cambio de dirección es fijo para todos los bins)

	Sec: 0	Sec: 30	Sec: 60	Sec: 90	Sec:120	Sec:150	Sec:180	Sec:210	Sec:240	Sec:270	Sec:300	Sec:330
20	-0.299	-0.074	0.074	0.118	0.133	0.327	-0.322	-0.37	-0.026	0.341	0.301	0.037

Figura 10 Variación de velocidad para la celda 3569 de Torrild (los datos se interpolan linealmente para los bins entre 0-20 m/s)

---

## Referencias

---

[i] Per Nielsen et al.: *Case Studies: Wind Energy Calculation Methods and Verification (preliminary title)*, Energi- og Miljødata, 2002.

