



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos

Modelado de la fluctuación de potencia en grandes parques eólicos marítimos

Tesis para optar al grado de “Doctor Europeo” realizada por
Antonio Vigueras Rodríguez

Bajo la dirección del
Dr. D. Antonio Viedma Robles

Cartagena, Mayo de 2008

Agradecimientos

Esta tesis se ha realizado en el Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos de la *Universidad Politécnica de Cartagena* y en el departamento de Energía Eólica de *Risø National Laboratory - Technical University of Denmark* con el apoyo económico del Ministerio de Educación y Ciencia, por medio del programa de becas de “Formación del Profesorado Universitario”. Previamente el trabajo fue iniciado con un beca del programa “Becas CAM predoctorales” financiado por la *Caja Mediterráneo*.

Además, el trabajo se ha desarrollado dentro del proyecto de investigación “Power Fluctuations from Large Offshore Wind Farms” financiado por el Operador del Sistema eléctrico danés *Energinet.dk*, en el que se ha trabajado de forma conjunta con la compañía eléctrica danesa *DONG Energy*.

En primer lugar, me gustaría agradecer al director de la tesis Dr. Antonio Viedma Robles, así como al supervisor, en el centro *Risø - DTU*, Poul Ejnar Sørensen, por las continuas labores de supervisión, orientación y ayuda durante el proceso de realización de la misma. También me gustaría expresar mi agradecimiento a todos los participantes en el proyecto mencionado anteriormente, cuya colaboración me ha resultado fructífera.

Así mismo, quiero agradecer el apoyo informático recibido del “Servicio de Apoyo a la Investigación Tecnológica”, en particular a Luis Pedro García González. De igual forma, también deseo agradecer a toda la gente que ha contribuido al desarrollo del “software” libre que ha sido empleado en esta tesis, como *GNU Octave* o \LaTeX .

Y finalmente, a mi familia, amigos y compañeros.

Resumen

La importancia de las fluctuaciones de potencia en el seno de un sistema eléctrico con gran penetración eólica, conduce a la necesidad de un simulador global del efecto de los grandes parques eólicos en la red.

En esta tesis, se desarrolla dicho modelo global dividiéndolo en varios submodelos, y empleando datos experimentales procedentes del parque eólico marino de Nysted en Dinamarca, tanto para ajustar modelos existentes en la bibliografía, como para desarrollar otros nuevos. Así se ha hecho, por ejemplo, en cuanto a la coherencia espectral entre las oscilaciones de la velocidad del viento en distintas turbinas, para lo cual, se ha propuesto un nuevo submodelo adecuado para este contexto. Acoplando los diferentes submodelos, puede construirse un modelo global diversificado, o por el contrario uno agregado. En esta tesis se ha prestado especial atención al desarrollo del último, el cual ha sido considerado como uno de los objetivos fundamentales de la misma. Los modelos obtenidos se han empleado para simular series de potencia producidas en un parque eólico, de forma que a partir de dichas series se han estimado las rampas de potencia que el sistema eléctrico tiene que asignar a otras plantas eléctricas, de forma que se mantenga el balance energético. Asimismo, las series también han sido empleadas para determinar las reservas energéticas necesarias para compensar las caídas “rápidas” de energía debidas a las fluctuaciones de potencia. Estos parámetros han sido utilizados en la tesis para validar el modelo, comparando los estimados a través de las simulaciones con los calculados a partir de los datos reales. Dicha comparación ha mostrado una gran coincidencia entre los resultados simulados por el modelo diversificado y los experimentales, pero también con los simulados mediante el modelo agregado, que a su vez reduce el tiempo computacional muy significativamente con respecto al diversificado.

Finalmente, algunos tipo de regulaciones, como la limitación de rampa positiva, han sido aplicados a la potencia disponible simulada, obteniendo una potencia recortada en la que se ha evaluado, de nuevo, los descensos en las necesidades de la red eléctrica respecto a su coste energético, cuantificando la mejora.

Abstract

The thesis first presents the importance of the power fluctuations within a power system with high wind penetration. Pointing out the need of an overall power fluctuations simulator suitable for large wind farms, and the importance of the wind model within that overall model.

Subsequently, in order to develop a reliable model, real data has been obtained mainly from the Nysted offshore wind farm.

Next, the model is developed by dividing it into several subsystems. And then, using for their modelling the experimental data for fitting literature models or for developing new ones. For instance, regarding the wind model, an horizontal spectral coherence model between the wind speed oscillations at different wind turbines is suggested in this thesis, as the existing models were not suitable in the context of power fluctuations from large offshore wind farms. Afterwards, the overall model is obtained by assembling the different subsystems into a diversified model or, specially as an aim of this thesis, into an aggregated one.

At this thesis, the obtained models have been used for simulating series of power in the wind farm. These simulated series are used in order to estimate the ramp rates that the other electrical plants are committed by the power system, so that the energy balance is kept. Moreover, the series are also used for determining the requirements of energy reserves, for instance rotational energy (grid frequency), water pumped, delta constraints in other plants, etc., in order to compensate the “quick” drops of energy due to the power fluctuations. These parameters are used as well for validating the model by comparing the values calculated through the simulations with the calculated parting from the real data, showing a good agreement in the diversified model, but also in the aggregated one, which, on the other hand, reduces significantly the computational time respect the diversified one.

Finally, some kind of regulations, like the positive ramp limitation, have been applied to the available power simulated by means of the aggregated model. Being evaluated in the curtailed power the reductions in the requirements of energy reserves and in the ramp rates, respect their energy cost.

Índice general

1. Introducción	19
1.1. Origen del estudio y contexto	19
1.2. Motivación de la tesis	20
1.3. Revisión bibliográfica	22
1.4. Objetivo de la tesis	26
1.5. Thesis Outline	27
2. Datos experimentales empleados: parque eólico de Nysted	29
2.1. Introducción	29
2.2. El parque eólico de Nysted	30
2.2.1. Recursos eólicos en el área	31
2.2.2. Turbinas eólicas	32
2.2.3. Datos experimentales captados	34
2.3. El parque eólico de Hornsrev	41
2.4. Estación experimental de Høvsøre	42
2.5. Sumario	43
3. Modelado de las fluctuaciones de potencia	45
3.1. Introducción	45
3.2. Modelado del viento	49
3.2.1. Densidad espectral de potencia (PSD)	49
3.2.2. Efecto de la estela en parques eólicos marinos	56
3.2.3. Modelos de coherencia espectral	70
3.3. Modelo de la turbina eólica	74
3.4. Modelo diversificado	80
3.5. Modelo agregado	82
3.6. Sumario	87
4. Coherencia espectral dentro de un parque eólico marítimo	89
4.1. Introducción	89
4.2. Medición de la coherencia	90

4.2.1.	Cálculo de la coherencia espectral	90
4.2.2.	Procedimiento de cálculo de la coherencia	90
4.3.	Resultados	94
4.4.	Ajuste de los parámetros del modelo	98
4.5.	Comparación con otros modelos	104
4.6.	Sumario	105
5.	Correlación entre los componentes de frecuencia de la energía fluctuante del viento	109
5.1.	Introducción	109
5.2.	Correlación en una turbina eólica	109
5.3.	Extensión del simulador de series de velocidad del viento	111
5.4.	Sumario	114
6.	Validación y aplicación	117
6.1.	Introducción	117
6.1.1.	Integración de la energía eólica: pendientes de rampa y requerimientos de reservas	119
6.1.2.	Regulación de potencia activa	121
6.2.	Validación	123
6.2.1.	Modelo agregado	124
6.2.2.	Modelo diversificado	137
6.3.	Control de potencia	141
6.3.1.	Introducción	141
6.3.2.	Restricción de producción Delta y limitación de rampa negativa	142
6.3.3.	Limitación de rampa positiva	151
6.4.	Sumario	158
7.	Conclusiones	161
	Bibliografía	164

Índice de figuras

1.1. Fluctuación de potencia en un aerogenerador y en el parque eólico por debajo del rango de potencia nominal.	21
1.2. Fluctuación de potencia en un aerogenerador y en el parque eólico en el rango de potencia nominal.	22
1.3. Ángulo de incidencia (α) entre la velocidad del viento V en los puntos a y b	26
2.1. Situación geográfica del parque eólico de Nysted (<i>Open Street Map</i>).	30
2.2. Distribución de los aerogeneradores que forman el parque eólico de Nysted.	31
2.3. Distribución de la velocidad del viento en el parque eólico de Nysted medida en MM2 a una altura de 68.8 m sobre el nivel del mar.	32
2.4. Distribución de la dirección del viento en el parque eólico de Nysted medida en MM2 a una altura de 68.8 m sobre el nivel del mar.	33
2.5. Distribución de la intensidad turbulenta medida en MM2 a una altura de 68.8 m sobre el nivel del mar.	33
2.6. Aerogenerador Bonus 2.3 MW.	34
2.7. Captura de pantalla del software de adquisición de datos de las turbinas eólicas.	36
2.8. Ejemplo de una curva de potencia de 2 horas construida a partir de series con un 100 % de datos válidos.	38
2.9. Ejemplo de una curva de potencia de 2 horas construida a partir de series con un 99 % de datos válidos.	38
2.10. Situación geográfica del parque eólico de Horns Rev (de <i>Open Street Map</i>).	41
2.11. Distribución de las turbinas eólicas en el parque de Horns Rev.	42
2.12. Distribución de la estación experimental de Høvsøre.	43

3.1. Esquema general de un modelo de fluctuaciones de potencia de un parque eólico	45
3.2. Esquema general de un modelo de viento orientado a la simulación de series temporales	46
3.3. Esquema de un modelo de viento compuesto por un modelo de densidad espectral de potencia para la energía fluctuante del viento en cada punto y un modelo de coherencia espectral para la correlación entre las fluctuaciones de la velocidad del viento en puntos diferentes.	47
3.4. Esquema de los efectos principales que la estela de las turbinas eólicas provocan sobre las características principales del viento en un período determinado.	48
3.5. Esquema general del modelo de una turbina eólica como parte de un modelo diversificado.	48
3.6. Comparación entre las funciones de densidad espectral de potencia (PSD) de von Karman, Kaimal y el IEC.	51
3.7. Comparación entre las funciones de densidad espectral de potencia (PSD) de Kaimal y Solari.	52
3.8. ξ_{LF} calculado a través del promedio del espectro de densidad en los parques eólicos de Nysted y Horns Rev.	55
3.9. Esquema del modelo de la estela de un aerogenerador.	56
3.10. Descripción de los parámetros de la estela producida por una turbina eólica.	57
3.11. Esquema de los regímenes de estela 1 y 2 del modelo desarrollado por Frandsen et al. (2006).	58
3.12. Comparación de la relación de potencia generada en pares de turbinas eólicas consecutivas en la columna 5, específicamente $A_{05} - B_{05}$ y $B_{05} - C_{05}$, en intervalos con una velocidad del viento media entre 8 m/s y 9 m/s	60
3.13. Comparación de la relación entre la potencia de las primeras turbinas de la columna 5 respecto de la primera (A_{05}) en intervalos con una velocidad media del viento entre 8 m/s y 9 m/s	61
3.14. Comparación de la relación entre la velocidad de viento equivalente de las primeras turbinas de la columna 5 respecto de la primera (A_{05}) en intervalos con una velocidad media del viento entre 8 m/s y 9 m/s	62

3.15. Comparación entre los coeficientes de velocidad correspondientes al modelo de estela ajustado del déficit de la velocidad (<i>régimen 1</i>), a un valor constante ajustado a los datos experimentales y a los déficits medidos en el parque eólico de Nysted.	63
3.16. Turbulencia ambiental en el parque eólico predicha por la aplicación del modelo de Frandsen al Parque Eólico de Nysted en función de la intensidad turbulenta ambiental y de la velocidad media del viento.	68
3.17. Comparación entre el incremento de la turbulencia medida en el parque eólico de Nysted para distintas turbulencias iniciales I_{V_0} y el incremento dado por el modelo de Frandsen en idénticas condiciones.	69
3.18. Ángulo de incidencia (α) entre la velocidad del viento V y los puntos a y b	71
3.19. Comparación entre la coherencia de la velocidad del viento predicha por el modelo de Davenport y el rango de coherencias referente al modelo de Solari para el caso en que la velocidad media del viento en los dos puntos es de 9 m/s, ambos puntos está a 70 m de altura y su separación es de 500 m.	72
3.20. Esquema del modelo de una turbina eólica como parte de un modelo diversificado.	74
3.21. Esquema del modelo de viento equivalente.	74
3.22. Ejemplo de cálculo de la velocidad de viento equivalente correspondiente a la velocidad del viento medida en un punto.	77
3.23. Esquema del modelo que relaciona la potencia eléctrica generada por la turbina eléctrica con la velocidad de viento equivalente.	78
3.24. Curva de potencia calculada en intervalos de 1 minuto para la turbina eólica A_{05} mediante la velocidad de viento medida en su góndola.	79
3.25. Esquema del modelo simplificado de una turbina eólica.	79
3.26. Esquema de modelo diversificado.	80
3.27. Esquema de modelo agregado.	84
3.28. Esquema simplificado de un modelo agregado.	85
3.29. Curva de potencia, calculada a través de intervalos de 1 minuto, en la que se relaciona la potencia eléctrica de todo el parque eólico de Nysted con la velocidad media en las turbinas que lo componen.	86

4.1. Ejemplo de agrupación de parejas de turbinas eólicas en segmentos geométricos.	91
4.2. Definición del ángulo de incidencia (α), de segmento (β) y de la dirección del viento (ϕ).	93
4.3. Coherencia medida en el parque eólico de Nysted para el caso de ángulos de incidencia longitudinales y curva exponencial ajustada a los datos.	95
4.4. Factor de decaimiento de la coherencia en el caso de incidencia longitudinal.	96
4.5. Factor de decaimiento de la coherencia en el caso de incidencia lateral.	97
4.6. Comparación entre la parte angular de la coherencia obtenida a partir de los datos de Nysted y el modelo de retraso de la ecuación 4.10.	98
4.7. Comparación entre la coherencia “medida” y el modelo ajustado en 4 situaciones diferentes.	100
4.8. Comparación entre los factores de decaimiento “medidos” y el modelo propuesto aquí (UPCT-A) en la situación de incidencia longitudinal.	100
4.9. Comparación entre los factores de decaimiento “medidos” y el modelo propuesto aquí (UPCT-A) en la situación de incidencia lateral.	101
4.10. Comparación entre los factores de decaimiento “medidos” y el modelo propuesto aquí (UPCT-A) en la situación intermedia donde el ángulo de incidencia se encuentra entre 65° y 84°	102
4.11. Comparación entre los factores de decaimiento longitudinal según el modelo UPCT-A, el de Høvsøre y el de Schlez & Infield.	104
4.12. Comparación entre los factores de decaimiento lateral según el modelo UPCT-A, el de Høvsøre y el de Schlez & Infield.	105
5.1. Correlación entre el módulo de las componentes de la transformada de Fourier para las frecuencias f_n y f_{n+1} , calculada en el parque eólico de Nysted con velocidades medias del viento entre 8 m/s y 11 m/s.	111
6.1. Ejemplo de rampas de potencia ocasionadas por la fluctuación de la energía generada por un parque eólico.	120
6.2. Ejemplo de la condición de reserva energética impuesta por las fluctuaciones de potencia en un parque eólico.	121

6.3. Ejemplo de la limitación de rampa aplicada a la potencia disponible de un sistema eólico de generación.	122
6.4. Ejemplo de la condición de regulación “Delta” aplicado a la potencia disponible de un sistema de generación.	123
6.5. Ejemplo de la condición de regulación “Delta” junto con una limitación de rampa negativa aplicadas a la potencia disponible de un sistema de generación.	124
6.6. Esquema del proceso de cálculo de las curvas de frecuencia acumulada de rampas y reservas mediante el modelo agregado.	126
6.7. Frecuencia acumulada de las rampas de 30 minutos correspondientes a series de 2 horas, con una velocidad del viento media alrededor de $8,7\text{ m/s}$	127
6.8. Frecuencia acumulada de los requisitos de reserva de 30 minutos correspondientes a series de 2 horas, con una velocidad del viento media alrededor de $8,7\text{ m/s}$	128
6.9. Comparación de los percentiles 99% de las rampas de potencia en períodos de 30 minutos correspondientes a los datos medidos y a los simulados mediante el modelo agregado.	129
6.10. Comparación de los percentiles 1% de las reservas de energía en períodos de 30 minutos correspondientes a los datos medidos y a los simulados mediante el modelo agregado.	130
6.11. Comparación de los percentiles 99% de las rampas de potencia en períodos de 30 minutos correspondientes a los datos medidos y a los simulados mediante el modelo agregado.	131
6.12. Comparación de los percentiles 1% de las reservas de energía en períodos de 30 minutos correspondientes a los datos medidos y a los simulados mediante el modelo agregado.	132
6.13. Frecuencia acumulada de las rampas de 30 minutos correspondientes a series de 2 horas, con una velocidad del viento media alrededor de $14,41\text{ m/s}$, para los datos medidos y los simulados mediante el modelo agregado, definiéndose en el último caso, los rangos de la velocidad del viento de dos formas distintas.	133
6.14. Frecuencia acumulada de los requisitos de reserva de 30 minutos correspondientes a series de 2 horas, con una velocidad del viento media alrededor de $14,41\text{ m/s}$, para los datos medidos y los simulados mediante el modelo agregado, definiéndose en el último caso, los rangos de la velocidad del viento de dos formas distintas.	134

6.15. Comparación del percentil 99 % de las rampas de potencia en períodos de 30 minutos con diferentes velocidades del viento medias, según hayan sido obtenidas mediante los datos medidos o los simulados con el modelo agregado, incluyendo los efectos de la correlación en la energía fluctuante.	135
6.16. Comparación del percentil 1 % de las reservas de energía en períodos de 30 minutos con diferentes velocidades del viento medias, según hayan sido obtenidas mediante los datos medidos o los simulados con el modelo agregado, incluyendo los efectos de la correlación en la energía fluctuante.	135
6.17. Comparación del percentil 99 % de las rampas de potencia en períodos de 10 minutos con diferentes velocidades medias. . . .	136
6.18. Comparación del percentil 1 % de las reservas de energía en períodos de 10 minutos con diferentes velocidades medias. . . .	136
6.19. Comparación del percentil 99 % de las rampas de potencia en períodos de 30 minutos con diferentes velocidades medias, según hayan sido obtenidas mediante los datos experimentales, el modelo agregado o el diversificado.	137
6.20. Comparación del percentil 1 % de las reservas de energía en períodos de 30 minutos con diferentes velocidades medias, según hayan sido obtenidas mediante los datos experimentales, el modelo agregado o el diversificado.	138
6.21. Comparación del percentil 99 % de las rampas de potencia en períodos de 10 minutos con diferentes velocidades medias, según hayan sido obtenidas mediante el modelo agregado o el diversificado.	139
6.22. Comparación del percentil 1 % de las reservas de energía en períodos de 10 minutos con diferentes velocidades medias, según hayan sido obtenidas mediante el modelo agregado o el diversificado.	140
6.23. Pérdidas de energías producidas por la aplicación de una restricción delta de la potencia junto a la limitación de las rampas negativas.	142
6.24. Pérdidas de energías producidas por la aplicación de una restricción delta de la potencia junto a la limitación de todos los descensos de la potencia ($\lambda_{R,-} = 0$).	143
6.25. Ejemplo de aplicación de una restricción Delta asociada a una limitación de rampa negativa ($\lambda_{R,-} = 0,215 MW/min$, $\delta_P = 0,05 pu$) a 2 horas de potencia disponible simulada.	144

6.26. Ejemplo de aplicación de una restricción Delta asociada a la limitación de todas las rampas negativas ($\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0,058 pu$) a 2 horas de potencia disponible simulada. 144

6.27. Comparación del percentil 1% de las necesidades de reservas para la potencia disponible y para la resultante tras la aplicación de una restricción Delta + limitación de rampa negativa caracterizada por $\lambda_{R,-} = 0,37 MW/min$, $\delta_P = 0,025 pu$; y por $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0,031 pu$ 145

6.28. Comparación del percentil 1% de las necesidades de reservas para la potencia disponible y para la resultante tras la aplicación de una restricción Delta + limitación de rampa negativa caracterizada por $\lambda_{R,-} = 0,215 MW/min$, $\delta_P = 0,05 pu$; y por $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0,058 pu$ 145

6.29. Comparación del percentil 99% de las rampas calculadas en la potencia disponible y la resultante tras la aplicación de una restricción Delta + limitación de rampa negativa caracterizada por $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0,031 pu$; y por $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0,058 pu$. . . 146

6.30. Comparación del percentil 1% de las necesidades de reservas para la potencia disponible y para la resultante tras la aplicación de una restricción Delta + limitación de rampa negativa caracterizada por $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0,031 pu$; y por $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0,058 pu$ 147

6.31. Comparación de la reducción de las necesidades de reservas de energía (1%-percentil) para la potencia resultante de aplicar una restricción delta + limitación de rampa negativa caracterizada por $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0,031 pu$; y por $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0,058 pu$ respecto a la potencia disponible. 148

6.32. Comparación del percentil 99% de las rampas de potencia, en períodos de 10 minutos, para la potencia disponible y para la resultante tras la aplicación de una restricción Delta + limitación de rampa negativa caracterizada por $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0,031 pu$; y por $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0,058 pu$ 149

6.33. Comparación del percentil 1% de las necesidades de reservas, en períodos de 10 minutos, para la potencia disponible y para la resultante tras la aplicación de una restricción Delta + limitación de rampa negativa caracterizada por $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0,031 pu$; y por $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0,058 pu$ 149

6.34. Comparación de la reducción de las necesidades de reservas de energía (1 %-percentil), en períodos de 10 minutos, para la potencia resultante de aplicar una restricción delta + limitación de rampa negativa caracterizada por $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0,031 pu$; y por $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0,058 pu$ respecto a la potencia disponible.	150
6.35. Pérdidas de energías producidas por la aplicación de una limitación de rampa positiva.	151
6.36. Ejemplo de aplicación de una limitación de rampa positiva ($\lambda_{R,+} = 0,79 MW/min$) a 2 horas de potencia disponible simulada.	152
6.37. Ejemplo de aplicación de una limitación de rampa positiva ($\lambda_{R,+} = 0,28 MW/min$) a 2 horas de potencia disponible simulada.	152
6.38. Comparación del percentil 99 % de las rampas calculadas en la potencia disponible y la resultante tras la aplicación de una limitación de rampa positiva caracterizada por $\lambda_{R,+} = 0,79 MW/min$, y por $\lambda_{R,+} = 0,28 MW/min$	153
6.39. Comparación del percentil 1 % de las necesidades de reservas en la potencia disponible y la resultante tras la aplicación de una limitación de rampa positiva caracterizada por $\lambda_{R,+} = 0,79 MW/min$, y por $\lambda_{R,+} = 0,28 MW/min$	154
6.40. Comparación de la reducción de las necesidades de reservas de energía (1 %-percentil) para la potencia resultante de aplicar una limitación de rampa positiva caracterizada por $\lambda_{R,+} = 0,79 MW/min$, y por $\lambda_{R,+} = 0,28 MW/min$ respecto a la potencia disponible.	155
6.41. Comparación del percentil 99 % de las rampas calculadas, en períodos de 10 minutos, en la potencia disponible y la resultante tras la aplicación de una limitación de rampa positiva caracterizada por $\lambda_{R,+} = 0,79 MW/min$, y por $\lambda_{R,+} = 0,28 MW/min$.	156
6.42. Comparación del percentil 1 % de las necesidades de reservas, en períodos de 10 minutos, en la potencia disponible y la resultante tras la aplicación de una limitación de rampa positiva caracterizada por $\lambda_{R,+} = 0,79 MW/min$, y por $\lambda_{R,+} = 0,28 MW/min$	156
6.43. Comparación de la reducción de las necesidades de reservas de energía (1 %-percentil), en períodos de 10 minutos, para la potencia resultante de aplicar una limitación de rampa positiva caracterizada por $\lambda_{R,+} = 0,79 MW/min$, y por $\lambda_{R,+} = 0,28 MW/min$ respecto a la potencia disponible.	157

Índice de Tablas

2.1. Variables del aerogenerador almacenadas por el sistema SCADA del parque eólico Nysted.	39
2.2. Variables de las estaciones meteorológicas almacenadas por el sistema SCADA del parque eólico Nysted.	39
2.3. Variable de estatus del generador.	40
4.1. Ejemplo de los segmentos definidos y sus características básicas.	92

Capítulo 1

Introducción

1.1. Origen del estudio y contexto

En la actualidad, el mundo vive un proceso de cambio de un modelo económico basado en una energía “ilimitada y barata” hacia un nuevo marco en el cual los recursos energéticos son limitados.

En este nuevo contexto, la importancia del ahorro y de la eficiencia energética puede ser un factor vital, junto con el empleo de las energías renovables, dado que éstas pueden asegurarnos una producción de energía estable en el medio y largo plazo. Esto hace que en países con escasos recursos energéticos no renovables, como es el caso de España y de la mayoría de países europeos, esta profundización en el aprovechamiento de las fuentes renovables de energía se hace incluso más necesaria, pues es la única forma de reducir la “dependencia energética”.

Además, la preocupación por los efectos de la contaminación, y especialmente los derivados del incremento de la concentración atmosférica de CO_2 en el cambio climático, han ocasionado que se empiece a tomar en consideración el problema, y recientemente por medio del protocolo de Kyoto, se ha empezado a asignar un “coste” a la producción de CO_2 a través de los “bonos de carbono”.

Así, en la medida en que los costes de la contaminación son internalizados en las plantas convencionales de energía, las fuentes de energía renovables van a tender a ser cada vez más competitivas.

Esas dos razones han conducido a que la Comisión Europea fijase, en su momento, objetivos para los 15 países de la UE-15. Estos objetivos consisten en un crecimiento de los aprovechamientos de energía renovable que alcancen

para el año 2010 un 22 % de la producción eléctrica y un 12 % del consumo de energía primaria. Este último índice debe crecer hasta el 20 % del consumo de energía primaria para el 2020. Para cumplir estos objetivos, la energía eólica deberá crecer considerablemente en los próximos años, concretamente en Dinamarca, cuya producción eólica actual asciende al 20 % de su consumo de energía eléctrica, se ha fijado como objetivo alcanzar el 50 % de la energía eléctrica en el 2025.

En el caso de España, el primer plan derivado de estos objetivos de la comisión europea es el “Plan de Energías Renovables 2005-2010”, que fija como objetivo un 12.1 % del consumo de energía generada por medio de fuentes renovables, basándose este consumo principalmente en un 30.3 % de generación eléctrica por medios renovables, en un 5.83 % de consumo de biocombustibles respecto de los carburantes empleados en el transporte y con un empleo de biomasa y energía solar térmica del 2.7 % respecto del consumo total de energía primaria. Específicamente, la energía eólica es una de las fuentes que está previsto que crezcan desde el 1.9 % respecto de la energía primaria en 2004 hasta el 3.5 % en 2010, siendo entonces su peso en la generación eléctrica del 13.5 %, esto significará un incremento desde 8155 MW instalados en 2004 a 20155 MW en 2010.

1.2. Motivación de la tesis

Los grandes crecimientos esperados para la energía eólica, mencionados anteriormente, hacen esencial una investigación profunda de esta tecnología energética en la que ésta sea considerada una componente importante del sistema eléctrico, en lugar de una parte pequeña del mismo como se ha hecho tradicionalmente. En esta línea, una de las partes más relevantes es el estudio del control y estabilidad de los sistemas eléctricos en redes con gran penetración eólica, para lo cual es importante la sustentación del balance entre la potencia generada y la consumida. Dada la naturaleza fluctuante de la velocidad del viento, el incremento en el uso de aerogeneradores para la generación eléctrica está dando una importancia mayor a las fluctuaciones en la producción de energía de los mismos, especialmente cuando los aerogeneradores están concentrados geográficamente en grandes parques eólicos. Esa fluctuación de potencia también puede constituir en el futuro un problema de seguridad en sistemas con interconexiones débiles como Irlanda o la Península Ibérica.

Como ejemplo de la importancia de estas variaciones de potencia en la red eléctrica danesa, de acuerdo con [Akhmatov et al. \(2004\)](#), *Energinet.dk*

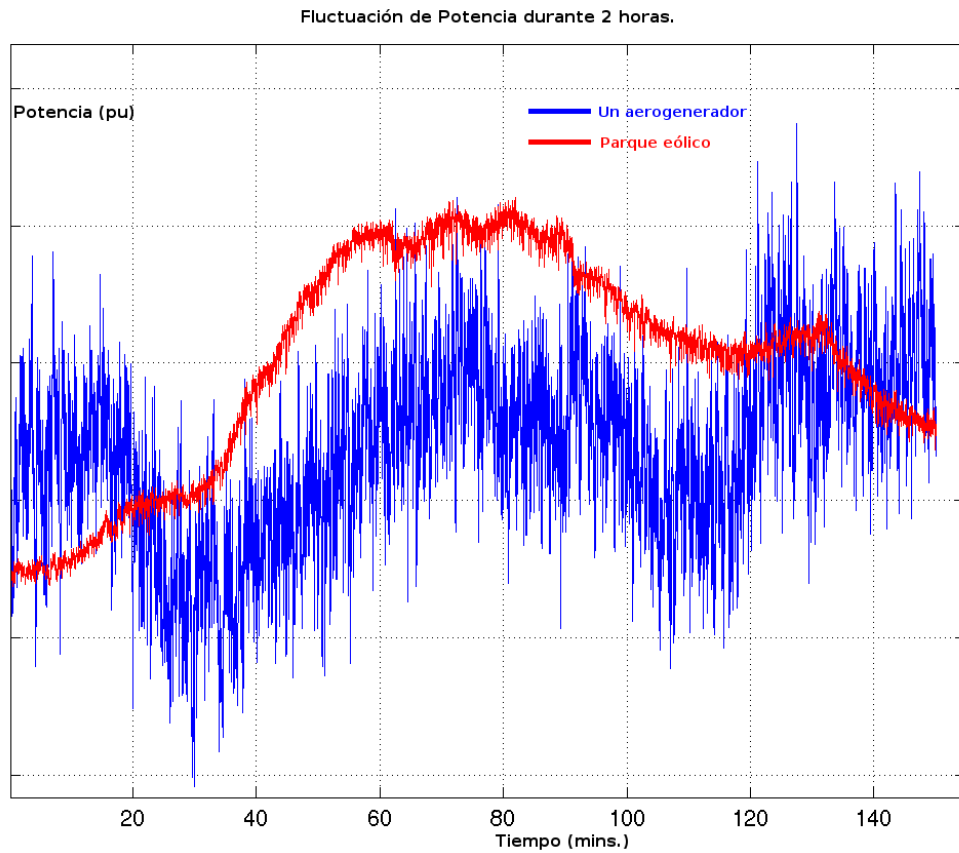


Figura 1.1: Fluctuación de potencia en un aerogenerador y en el parque eólico por debajo del rango de potencia nominal.

(El operador del sistema eléctrico danés) ha observado que las fluctuaciones de potencia de los 160 MW del parque eólico marítimo Horns Rev en el oeste de Dinamarca, producen diversos problemas en la fiabilidad de la operación del sistema de potencia eléctrica del oeste de Dinamarca, contribuyendo también a la desviación de los intercambios de potencia planeados con el sistema de potencia eléctrica de Europa central (UCTE). También se ha observado en la contribución citada anteriormente, que las fluctuaciones se caracterizan por una escala temporal de décimas de minutos a varias horas.

Como ejemplo de fluctuaciones de potencia, en las figuras 1.1 y 1.2, se puede observar la fluctuación de potencia que se produce en un aerogenerador en funcionamiento normal, y la fluctuación de todo el parque eólico en su conjunto.

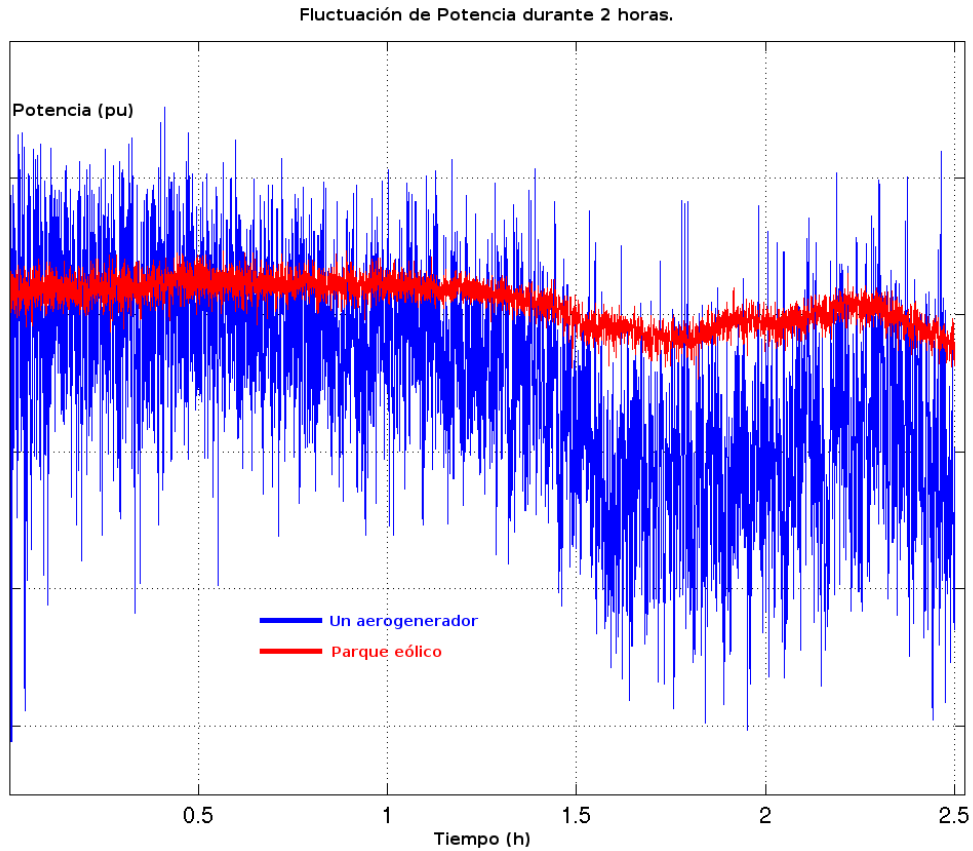


Figura 1.2: Fluctuación de potencia en un aerogenerador y en el parque eólico en el rango de potencia nominal.

1.3. Revisión bibliográfica

La integración de la energía eólica en la red eléctrica ha sido estudiada de forma general por diversos autores. Concretamente, una de las primeras contribuciones en esta línea fue desarrollada por [Wan y Parsons \(1993\)](#), donde proporcionaron un punto de partida para la integración de la energía solar y eólica.

[Tande et al. \(1996\)](#) desarrollaron un análisis extenso de los impactos potenciales de los aerogeneradores en la calidad de la potencia. No obstante, el trabajo se centró en la integración con una penetración reducida de la energía eólica.

Otro resultado importante en esta línea fue el informe técnico final del proyecto europeo ALTENER ([Antoine et al., 2001](#)). En dicho informe, se es-

tudia la estabilidad de la red eléctrica, concluyendo que se requieren estudios dinámicos de las características de los sistemas eléctricos para la integración de las energías renovables en una escala de penetración considerable; también llegaron a la conclusión de que la naturaleza estocástica de la velocidad del viento es relevante para esta cuestión.

Recientemente, un estudio llevado a cabo por [Parson et al. \(1993\)](#) ha realizado un análisis técnico y económico sobre la integración en la red de la energía eólica, desde el punto de vista de las características que necesita el sistema eléctrico como por ejemplo: la regulación, el seguimiento de la carga y la asignación de unidades. En dicho análisis, se cuantifica la variabilidad lenta de la potencia del parque eólico como seguimiento de carga y la variabilidad rápida como regulación, y se estudia el impacto de la capacidad eólica instalada en el sistema eléctrico de Iowa a partir de un año de datos de viento y de carga.

Por lo tanto, hay una necesidad de modelos globales aceptables encaminados a estudiar este asunto. Esto ha conducido a trabajos como el desarrollado por [Petru \(2001\)](#), donde se propone un modelo de aerogenerador para ser empleado en el estudio de la calidad de potencia.

Hay diversos modelos que pueden ser integrados en un modelo completo de turbina eólica, por ejemplo en el campo eléctrico, el libro escrito por [Kundur \(1994\)](#) es muy interesante, especialmente para los generadores síncronos y de inducción convencionales. Otros modelos más centrados en algoritmos de control y en diferentes conceptos de generadores relativamente nuevos como el generador de inducción doblemente alimentado pueden ser encontrados en trabajos como el desarrollado por [Feijóo et al. \(2000\)](#).

En cuanto al modelado de las palas del rotor, que debe relacionar el par en el eje con el campo de velocidades incidente sobre las mismas. Ha sido modelado por [Björck \(2000\)](#) partiendo de la teoría del elemento de pala. Otro tipo de modelo que puede ser usado para el estudio de la interacción en la red, pero más enfocado a una escala de tiempo menor, es el modelo de Estela Dinámica Generalizada desarrollado por [Moriarty y Hansen \(2005\)](#).

Un modelo más adecuado para este propósito es el desarrollado por [Sørensen et al. \(2001\)](#). Este modelo, basado en el análisis frecuencial realizado en ([Sørensen, 1994](#)), introduce el concepto de velocidad del viento equivalente, donde son introducidos los efectos del “muestreado” que llevan a cabo las palas en el viento, pudiendo ser usado a la vez algún modelo aerodinámico sencillo como el desarrollado por [Øye \(1991\)](#).

En el informe citado anteriormente ([Sørensen et al., 2001](#)), además del concepto de viento equivalente, se construye un modelo global que tiene en cuenta la interacción entre la red eléctrica y la dinámica del parque eólico,

mostrando la importancia del modelo de viento y de la correlación espacial del mismo en la medida de la calidad de la potencia según los procedimientos estandarizados (IEC 61400-21). Dicho modelo de viento ligado a un modelo diversificado de parque eólico se desarrolla en (Sørensen et al., 2002). Sin embargo, en el trabajo actual se están estudiando las fluctuaciones de potencia en una escala temporal superior a la de dicho trabajo, dado que la escala temporal típica de las fluctuaciones observadas por Akhmatov et al. en el parque Horns Rev estaba localizado entre las décimas de minuto y varias horas (Akhmatov et al., 2004); asimismo Akhmatov et al. también observaron que la fluctuación de los 160 MW de este parque eólico eran significativamente superiores a las fluctuaciones de 160 MW de aerogeneradores distribuidos en pequeños parques eólicos terrestres, lo que viene a señalarnos que la importancia de la correlación espacial del viento en nuestra escala temporal es incluso mayor de lo previsto por los trabajos citados anteriormente.

Por otro lado, para este propósito, además de los modelos diversificados de parque eólico, también es importante estudiar los modelos agregados, que consisten normalmente en una curva de potencia del parque eólico entero, que representa múltiples turbinas. Al respecto, Nørgaard y Holttinen (2004) propusieron una curva de potencia agregada orientada al modelado del mercado eléctrico para grandes escalas temporales (valores promediados en 1 hora) y grandes áreas geográficas (regiones de 200-500 Km). Este no es el caso que nos ocupa, pero se pueden desarrollar curvas agregadas de forma análoga.

En cualquier caso, en ambas formas de modelar el parque eólico (modelo diversificado o modelo agregado), desde el punto de vista de las fluctuaciones de potencia, el modelado del viento es un factor de gran importancia. Una forma habitual de tratar la parte estocástica del viento es dividiendo el sistema en un modelo de densidad de potencia espectral y otro modelo de coherencia espacial espectral.

La densidad de potencia espectral (PSD) de la velocidad del viento, representa la distribución frecuencial de energía en la componente fluctuante del viento, y ha sido modelada a partir del estudio de la turbulencia en la capa límite atmosférica por von Karman (1948). Posteriormente, Kaimal desarrolló un modelo (Kaimal et al., 1972) que ha sido empleado frecuentemente en el campo de la energía eólica. Como ejemplo de empleo reciente de este modelo y otros derivados como el de Frost et al. (1978) están los siguientes trabajos (Veers, 1984, 1988; Fégeant, 2002; Rosas, 2003; Rauh y Peinke, 2004).

Otro modelo importante es el descrito por Højstrup et al. (1990), que ha sido usado en trabajos como la tesis doctoral desarrollada por Xin (1997).

Solari revisó los modelos anteriores, proponiendo una modificación de los parámetros de los modelos de Kaimal y von Karman, en la que se introduce una variable aleatoria que influye en los rangos de frecuencia baja-media de la función de densidad espectral, en estos rangos es donde los modelos de Kaimal y von Karman discrepaban, prediciendo una variabilidad diferente.

En los estándares internacionales de requisitos en el diseño de aerogeneradores, se sugiere la utilización de una modificación del espectro propuesto por Kaimal (IEC 61400-1). Este documento normativo sugiere aplicar el modelo propuesto por Frandsen et al. (1996) para tener en cuenta, en el diseño estructural de los aerogeneradores, la turbulencia generada por la estela de los aerogeneradores aguas arriba.

Los tipos de espectro descritos anteriormente se obtuvieron con vistas al diseño mecánico de las turbinas eólicas, y por lo tanto son válidos en una escala de tiempo pequeña como 0.02 s. a 600s.

Sin embargo, para la simulación de las fluctuaciones de potencia en un parque eólico, y por tanto en una escala temporal que puede llegar hasta varias horas, la variabilidad del viento en esas bajas frecuencias tiene una influencia, que no ha sido tenida en cuenta en dichos modelos y por lo tanto, es necesario extender esas funciones espectrales a estas escalas.

Por otro lado, la coherencia espectral representa la relación entre las variaciones de la velocidad del viento en 2 puntos para cada frecuencia. La mayor parte de los modelos empíricos de coherencia existentes se han basado en el modelo exponencial de Davenport (1961).

Este modelo fue corregido por Frost et al. (1978), que propuso otro valor para la constante empírica usada por el modelo de Davenport.

Posteriormente, Solari (1987) planteó, como en su tratamiento del PSD, una variación estocástica de dicha constante.

No obstante, estos modelos fueron desarrollados usando distancias muy pequeñas, como las existentes en las palas de un aerogenerador y a alturas muy reducidas, esto conlleva a que estos modelos no sean adecuados para usarlos en un parque eólico, sino sólo para el cálculo en una turbina eólica, en este último caso, es muy importante mencionar el trabajo realizado por Saranyasoontorn et al. (2004a), pues revisaron los modelos existentes y los chequearon en la escala adecuada para ser válidos en la simulación de la coherencia en las palas de un aerogenerador moderno.

En el marco del parque eólico, el modelo de Schlez y Infield (1998) es más adecuado, ya que introduce cierta dependencia con el ángulo de incidencia α (ver figura 1.3). Pese a ello, las distancias usadas en el modelado (hasta 100 m. y una altura de 18 m.) no fueron suficientes para asegurar su validez en

las distancias y alturas características en los parques eólicos.

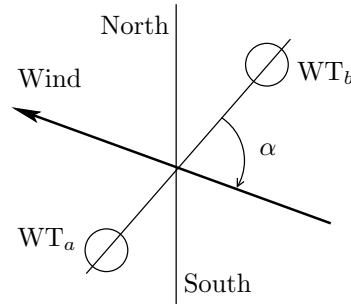


Figura 1.3: Ángulo de incidencia (α) entre la velocidad del viento V en los puntos a y b .

En uno de los trabajos realizados en el marco de esta tesis doctoral (Vigueras-Rodríguez et al., 2006) se ha probado que sus resultados no son válidos al menos para parques eólicos de tamaño considerable, y también en un trabajo reciente realizado por Nanahara et al. (2004) donde se emplean distancias de hasta 1700 m.

Todo esto nos lleva a concluir que hasta ahora no hay ningún estándar ni modelo empírico que pueda predecir la coherencia horizontal entre velocidades del viento separadas por las distancias características de un parque eólico, ni tampoco para la parte de frecuencia baja del espectro de densidad de potencia de la velocidad del viento en la escala relevante para las fluctuaciones de potencia.

1.4. Objetivo de la tesis

Se ha visto la importancia que tiene en el contexto actual, el estudio de las fluctuaciones de potencia de los parques eólicos, por lo que se ha propuesto como objetivo de esta tesis el modelado de un parque eólico marítimo. Así, ha sido necesario obtener datos experimentales de grandes parques eólicos para obtener posteriormente modelos realistas.

Para ello, después de haber realizado una revisión de la literatura existente en el tema, se ha percibido que existe una carencia en cuanto a modelos del viento apropiados para este propósito, por lo tanto, el primer objetivo de esta tesis será el desarrollo de modelos apropiados para las distancias y la escala de tiempos adecuada en el contexto del estudio de las fluctuaciones de potencia.

Esto se intentará realizar de la forma más general posible, de manera que se pueda iniciar el camino hacia el desarrollo de un modelo estándar para la coherencia espectral en parques eólicos de gran tamaño e incluso en regiones de tamaño reducido.

Además, todos los submodelos del sistema, como por ejemplo el modelo del viento, deben integrarse en un modelo global que podría ser diversificado o agregado, teniendo como objetivo incrementar la velocidad de este último al realizar simulaciones de las oscilaciones de la potencia generada.

Posteriormente, se utilizará el modelo global del parque eólico desde el punto de vista de las consecuencias de la integración del parque para el Sistema Eléctrico, evaluando por ejemplo que requisitos deberá cumplir la red para asumir aceptablemente esas fluctuaciones. Esto puede llevarse a cabo evaluando las rampas de potencia que la red eléctrica debería asignar a otras centrales eléctricas o las reservas energéticas necesarias para compensar las oscilaciones “rápidas”. Estos términos se pueden usar como validación, comparando los resultados obtenidos por el modelo con los procedentes de datos experimentales.

Finalmente, como ejemplo de aplicación del modelo, se simularán, por medio del modelo agregado, distintos tipos de regulación, de forma que el suavizado de las fluctuaciones puede ser evaluado para cada tipo de regulación, así como el coste energético de llevar a cabo dicha regulación.

1.5. Thesis Outline

Una vez que los principales problemas se han localizado y que se han establecidos los objetivos principales de la tesis en este mismo capítulo, el capítulo 2 describe los datos experimentales que han sido utilizados en esta tesis, que principalmente provienen del parque eólico de Nysted. Explicando también como se han captado y prefiltrado los datos, de forma que pudiesen ser usados posteriormente en el proceso de modelado.

El capítulo 3 aborda el modelado de las fluctuaciones de potencia en grandes parques eólicos. Para ello, comienza dividiendo el modelo global en diferentes subsistemas, que son modelados por separado partiendo para ello, de la revisión bibliográfica y de los datos experimentales disponibles. En este proceso, se analizan dos vías de integrar los subsistemas en un modelo global: el modelo diversificado y el modelo agregado.

El capítulo 4 presenta el modelado de la coherencia espectral de la veloci-

dad del viento. Esta coherencia espectral es una parte del modelo del viento, que ha sido separado del capítulo anterior debido a su extensión e importancia dentro de esta tesis.

El capítulo 5 muestra la existencia de una correlación en la energía fluctuante en diferentes frecuencias, introduciendo también este efecto dentro del algoritmo de simulación del modelo global.

El capítulo 6 presenta la validación del modelo global agregado, comparándolo con los datos experimentales así como con las simulaciones realizadas mediante el modelo diversificado. En el capítulo, también se analiza la influencia de la correlación descrita en el capítulo 5. Todas estas comparaciones se efectúan utilizando parámetros característicos de las fluctuaciones, relativos a la integración de dichas fluctuaciones en el sistema eléctrico.

Además, en este capítulo el modelo desarrollado se emplea para evaluar varios tipos de control con el objetivo de suavizar esas fluctuaciones.

Finalmente, el capítulo 7 resume las tareas llevadas a cabo en esta tesis, los objetivos alcanzados y sugerencias de problemas abiertos o posibles continuaciones.

Capítulo 2

Datos experimentales empleados: parque eólico de Nysted

2.1. Introducción

Para la consecución de los objetivos descritos en el capítulo anterior, es de vital importancia tener acceso a datos reales. Esto ha sido posible gracias a un proyecto conjunto entre *Risø DTU* y la compañía *DONG Energy*, financiado por el operador del sistema eléctrico danés *Energinet.dk*.

Dentro de dicho proyecto titulado “Power Fluctuations in Large Offshore Wind Farms”, se ha posibilitado el acceso a algunos datos experimentales en los parques eólicos de Nysted y Hornsrev, que son los dos mayores parques eólicos en Dinamarca, con el objetivo de estudiar las fluctuaciones de potencia.

Los resultados mostrados en esta tesis han sido obtenidos principalmente a partir de los datos obtenidos en el parque eólico de Nysted, y por lo tanto esas instalaciones se describen detalladamente en la sección 2.2. No obstante, algunos de los resultados de los análisis y de los modelos han sido comparados dentro del proyecto con datos obtenidos del parque eólico de Hornsrev, e incluso en algún caso han sido empleados conjuntamente con los datos provenientes de Nysted en el modelado, por ello, en este capítulo también se hace una breve descripción de este parque eólico, concretamente en la sección 2.3. Finalmente, muchos resultados han sido comparados con algunos resultados basados en la estación de medida de Høvsøre (Sørensen et al., 2005), por lo que es descrita muy brevemente en la sección 2.4.

2.2. El parque eólico de Nysted

El parque eólico, denominado *Nysted Havmøllepark*, es un parque marino localizado en Rødsand, dentro del mar Báltico y aproximadamente a 12 km de distancia de la costa (ver figura 2.1). La profundidad del mar alrededor del parque esta entre 6.0 m y 9.5 m.



Figura 2.1: Situación geográfica del parque eólico de Nysted (*Open Street Map*).

Actualmente, el parque eólico es propiedad de una empresa conjunta conformada por *DONG Energy* (80%) y *E.ON Sweden* (20%), siendo éste operado por *DONG Energy* (de la cuál el 73% es propiedad del estado danés).

El parque eólico esta formado por 72 aerogeneradores dispuestos en una malla de 8 filas y 9 columnas. Los aerogeneradores han sido etiquetados desde A01 hasta H09, asimismo también hay 5 estaciones meteorológicas etiquetadas desde MM1 hasta MM5. Su distribución dentro del parque eólico puede apreciarse en la figura 2.2. Estando la distancia entre cada fila alrededor de los 850m., mientras que la distancia entre cada turbina de la misma fila es

de aproximadamente unos 480m. El parque esta conectado a la red mediante una línea de 72 km.

El parque eólico, que fue inaugurado en el 2003, cuya potencia nominal es de 165.5 MW, y su producción energética anual esperada es de aprox. 595 GWh, fue hasta el 2006 el mayor parque eólico en el mundo (en cuanto a energía producida y en cuanto a potencia nominal).

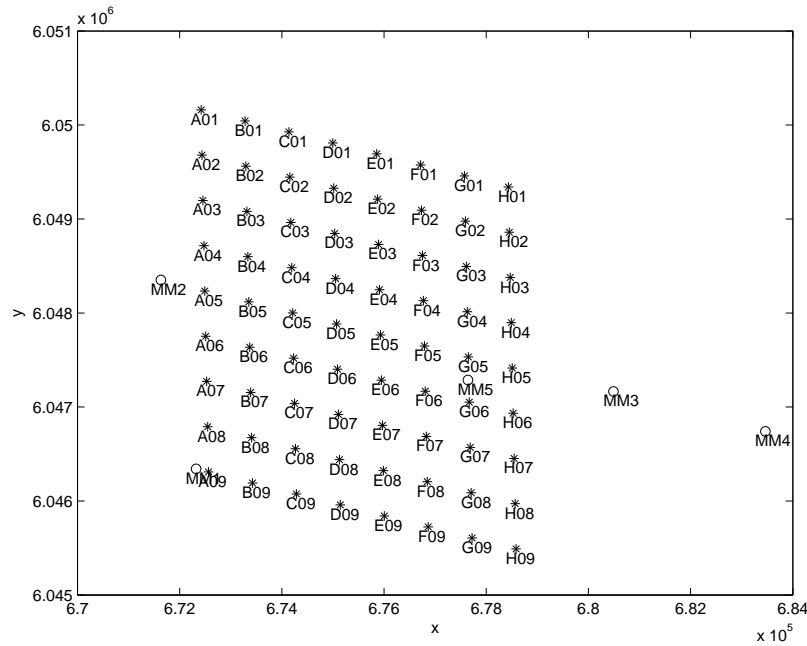


Figura 2.2: Distribución de los aerogeneradores que forman el parque eólico de Nysted.

2.2.1. Recursos eólicos en el área

El entorno de Rødsand dispone de unos recursos eólicos muy altos como se muestra en la figura 2.3, en la que se representa el histograma de la velocidad del viento medida en la estación meteorológica *MM2* para una altura de 70m sobre el nivel del mar, empleando valores promediados en intervalos de 10 minutos. A pesar de que esta distribución se ve afectada por la estela cuando el viento viene del oeste, muestra claramente los grandes recursos eólicos, estando el percentil 50% por encima de los 8 m/s , y si el viento oeste no es considerado, de forma que evitemos que la estación este dentro de la estela de otras turbinas, entonces el percentil 50% crece hasta 9 m/s .

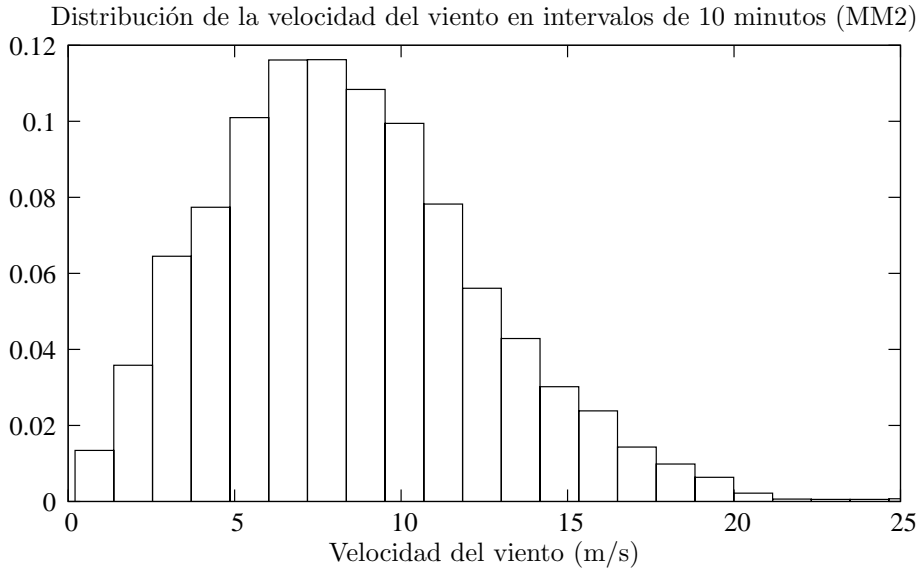


Figura 2.3: Distribución de la velocidad del viento en el parque eólico de Nysted medida en MM2 a una altura de 68.8 m sobre el nivel del mar.

La distribución de la intensidad turbulenta, en los periodos de 10 minutos empleados anteriormente, se muestra en la figura 2.5.

Por último, la distribución de la dirección del viento a la misma altura y en el mismo intervalo de promedio se muestra en la figura 2.4, donde se puede apreciar que los vientos procedentes del este son predominantes.

2.2.2. Turbinas eólicas

Los aerogeneradores son del tipo *Bonus 2.3 MW* y fueron fabricados por *Bonus Energy*, que es ahora propiedad de *Siemens*.

Este modelo de turbina eólica tiene una altura de buje de 68.8m y un diametro de rotor de 82.4m. La longitud de sus palas es de 40m, con una cuerda que varia desde 3.10m en el buje hasta 0.80m en los extremos; estando sus perfiles aerodinámicos descritos por los perfiles *NACA 63.xxx* y *FFAxxx*.

El generador eléctrico de dichas aeroturbinas es un generador asíncrono, fabricado por *ABB*, que dispone de dos velocidades sincrónicas: para vientos suaves, el bobinado del “generador pequeño” de 6 polos es empleado, siendo la velocidad sincrónica del generador 1000 rpm; mientras que para vientos medios y fuertes, se cambia al bobinado de 4 polos, operando el generador cerca de las 1500 rpm. El coeficiente de la caja multiplicadora del generador es de 1:91, por lo que la velocidad angular característica en el buje es de 11

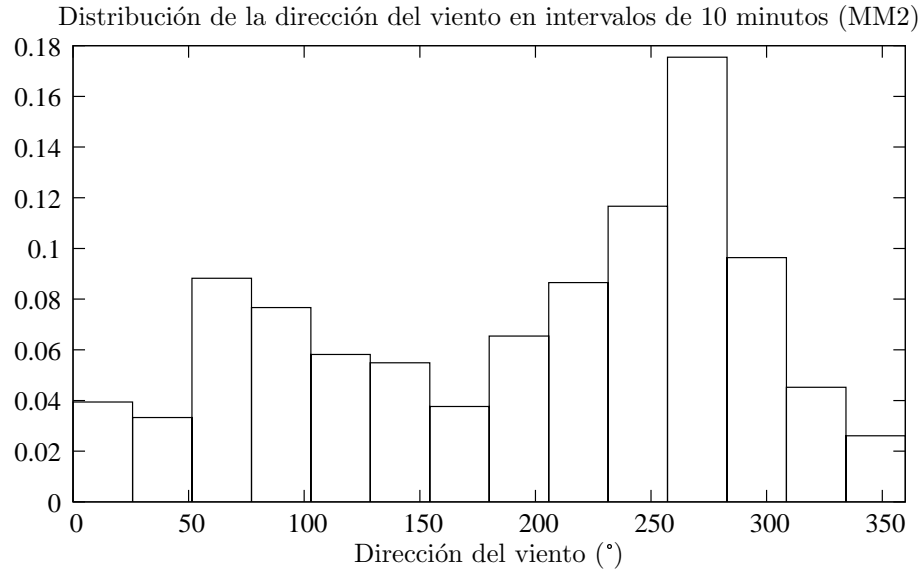


Figura 2.4: Distribución de la dirección del viento en el parque eólico de Nysted medida en MM2 a una altura de 68.8 m sobre el nivel del mar.

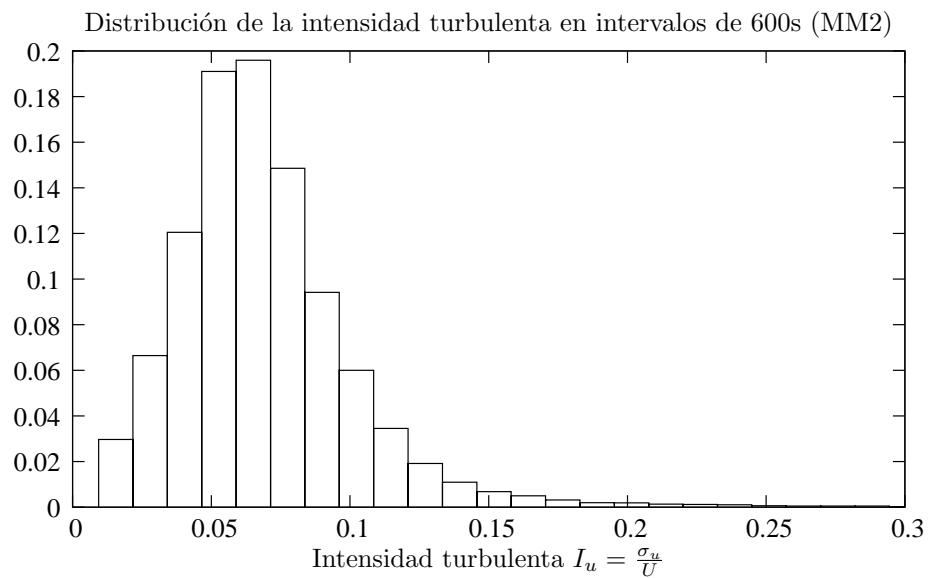


Figura 2.5: Distribución de la intensidad turbulenta medida en MM2 a una altura de 68.8 m sobre el nivel del mar.

y 16.5 rpm respectivamente.

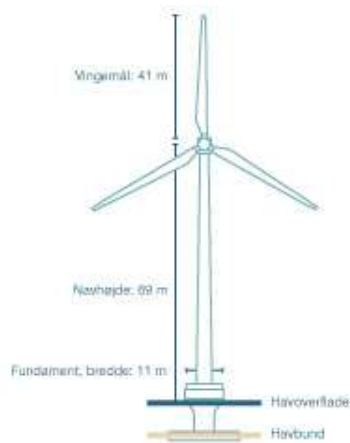


Figura 2.6: Aerogenerador Bonus 2.3 MW.

La potencia se regula mediante el sistema propietario *CombiStall® system* de regulación activa por pérdida aerodinámica. Esta regulación de las turbinas eólicas del parque se realiza individualmente, es decir que los aerogeneradores son controlados a partir de medidas de las propias turbinas.

La conexión de esta turbina se basa en la velocidad angular, comenzando la producción eléctrica después de 2 segundos en los cuales la velocidad angular del aerogenerador sobrepasa las 1100 rpm (normalmente cuando la velocidad del viento se encuentra alrededor de 3-4 m/s).

El apagado del aerogenerador con vientos bajos se produce cuando se alcanza cualquiera de las siguientes condiciones: velocidad angular por debajo de las 500 rpm o potencia activa inferior a 2 KW en un período de 10 minutos.

Por otro lado, la velocidad de corte para vientos altos es de 25 m/s en un marco temporal de 600s., 28 m/s para intervalos de 30s. o 32 m/s durante 1.2s., asimismo también se produce el apagado si el ángulo de orientación permanece constante durante 50 s.

La potencia nominal se alcanza en torno a los 13-15 m/s.

2.2.3. Datos experimentales captados

Los datos medidos se procesan en cada aerogenerador, siendo distribuidos y almacenados a través del sistema central de adquisición de datos. La estructura de este sistema permite almacenar las medidas obtenidas en cada turbina y en cada estación meteorológica una vez por segundo.

Para cada turbina eólica, el sistema de adquisición (fig. 2.7) almacena las variables indicadas en la tabla 2.1, es decir la potencia activa generada por la turbina, la velocidad angular en el eje del generador (rpm), la velocidad del viento medida en el anemómetro situado en la góndola (a la altura del buje), el ángulo de orientación o de guiñada (donde el 0 indica que la turbina esta orientada hacia el norte), la posición angular de la pala A, la consigna de potencia y diversas variables de estatus, como el estatus del generador, que indica el estado de trabajo en el que se encuentra el generador eléctrico (ver tabla 2.3); o como el estatus del control de orientación, que indica si se encuentra activo. La consigna de potencia mencionada anteriormente esta formada por una consigna de potencia reactiva que siempre ha permanecido fijada a 0, y una consigna de potencia activa que contiene la potencia nominal, salvo cuando se esta llevando a cabo el arranque o la parada del aerogenerador.

Las variables almacenadas para cada estación meteorológica, como pueden verse en la tabla 2.2, son: la velocidad del viento medida a 55m, 40m., 25m., 10m and 68.8m (la altura del buje) sobre el nivel de mar; la temperatura del aire a 10 m. y la dirección horizontal del viento a 65m de altura, medida de forma similar al ángulo de orientación o de guiñada, es decir 0 implica un viento Norte-Sur. En la estación meteorológica denominada *MM1* en la figura 2.2, también se registran otras variables como las precipitaciones, la humedad relativa a una altura de 10m. Así mismo, en las estaciones meteorológicas *MM1*, *MM2* y *MM3* se registran la temperatura ambiente y la velocidad del viento a 65m, y la presión atmosférica a 10m de altura. Finalmente, en las estaciones *MM2* y *MM3* se obtienen las siguientes medidas: La temperatura sónica o virtual, que es la deducida a partir de la velocidad del sonido medida por un anemómetro sónico; el ángulo de inclinación vertical del viento, la dirección horizontal del viento y los componentes XYZ (donde el eje X coincide con el oeste-este, el Y con el sur-norte y el Z con la altura en sentido positivo) de la velocidad del viento a una altura sobre el nivel del mar de 63m.; así como la temperatura del agua a 2 m. de profundidad.

Así, las medidas descritas anteriormente, obtenidas para los 72 aerogeneradores y las 4 estaciones meteorológicas, han sido almacenadas con un período de muestreo de 1 segundo en ficheros que contienen 10 minutos de datos. Estos ficheros están formados por filas que contienen en primer lugar el sello de tiempo (“*timestamp*”), seguido de las medidas de un aerogenerador o de una estación meteorológica. Cada uno de estos ficheros ocupa alrededor de 4Mb, por lo que el espacio de un mes de datos asciende aproximadamente a 17.3Gb. Los datos almacenados a los que se ha accedido se corresponden con

el período comprendido entre el 23 de diciembre de 2004 y el 30 de septiembre del 2005.

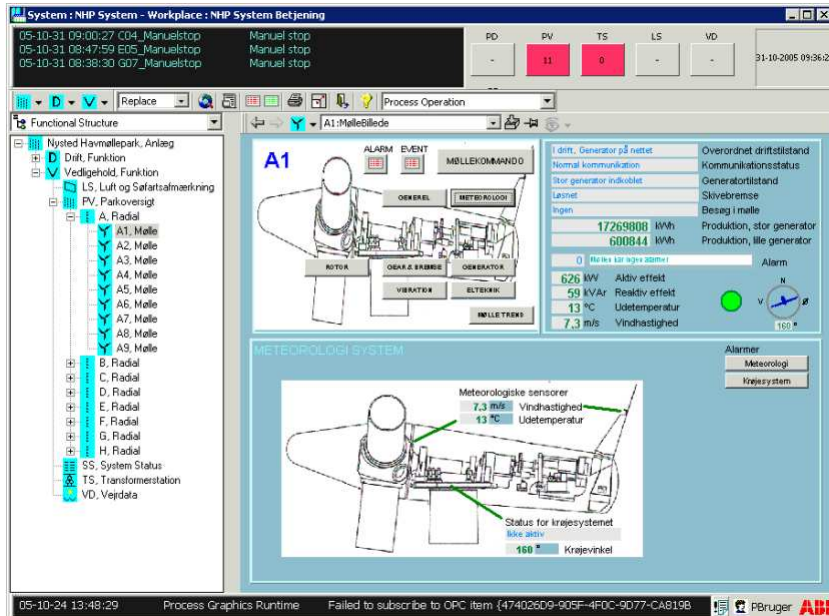


Figura 2.7: Captura de pantalla del software de adquisición de datos de las turbinas eólicas.

El filtrado de esos paquetes de datos fue una de las tareas iniciales en esta tesis. El sistema de adquisición de datos comparte la red con el sistema de control, teniendo el último prioridad para el uso de la red, esto conlleva a que en ciertas situaciones se produzcan errores como “huecos” de datos, cuando el sistema de control funciona a pleno rendimiento, por ello el primer paso fue la detección y eliminación de dichos errores.

No obstante, también se encontraron algunas dificultades con algunos sensores que se averiaron después de haber registrado escasos datos, concretamente con los sensores de temperatura, por lo que no ha sido posible emplearlos para este estudio. Además, en algunos períodos, hubo momentos donde el sistema de adquisición de datos no funcionó correctamente, probablemente por la prioridad de otras tareas. Todos esos “huecos” o datos “congelados” se eliminaron en un filtrado preliminar llevado a cabo mediante el uso de “shell scripts” en sistemas GNU/Linux o Unix.

En el filtrado posterior, fue necesario corregir algún error sistemático de “offset” en la medida de la dirección del viento en las estaciones meteorológicas, así como alguna caída del sistema de medida, también fue localizado un

fallo en el sistema de orientación de las turbinas de la fila *A* (ver fig. 2.2) que duró entre 1 y 2 semanas durante agosto de 2005.

Además, se encontró algún error en el sello del tiempo, producido por fallos en la sincronización del tiempo cuando el sistema de control está usando muy intensivamente la red de transmisión, estos errores se caracterizan por alguna corrección de -1 second en el sello del tiempo.

Una vez acabado este proceso de filtrado, los datos quedaron disponibles para ser empleados en este trabajo, independientemente de que para cada aplicación se necesitase un post-filtrado diferente, por ejemplo dependiendo del estatus del generador eléctrico o buscando periodos de datos consecutivos con buena calidad (prácticamente sin huecos) para un número mínimo de aerogeneradores, por lo tanto, estos postfiltrados, que han sido realizados normalmente mediante funciones de *GNU Octave* or *MATLAB*, se describen posteriormente.

Respecto a la selección de intervalos con suficientes datos válidos, se encontró un efecto importante que implica rechazar para el postfiltrado la condición de requerir un 100 % de datos válidos en un intervalo para cualquier propósito. El efecto viene del hecho de que el sistema de control actúa con más frecuencia cuando el sistema esta cerca del punto donde la turbina alcanza su potencia nominal, y por lo tanto, alrededor de ese área frecuentemente aparecen pequeños huecos, normalmente de sólo 1 segundo. Entonces, si se impone como condición que el 100 % de los datos sean válidos para seleccionar un intervalo como válido, podríamos perder la mayor parte de los intervalos que se encuentran en dicha área. Como ejemplo para mostrar este efecto, se ha construido una curva de potencia mediante intervalos de 2 horas partiendo de series con un 100 % de datos válidos (figura 2.8), así como otra curva de potencia partiendo de series con un 99 % de datos válidos (figura 2.9). En estas figuras se aprecia claramente el efecto de sesgo de requerir el 100 % de datos válidos en los intervalos (amplificado por la elección de un tamaño de intervalo enorme). Y por lo tanto, este efecto se tiene en cuenta a la hora de establecer los porcentajes de selección de los intervalos en los distintos post-filtrados que se llevan a cabo.

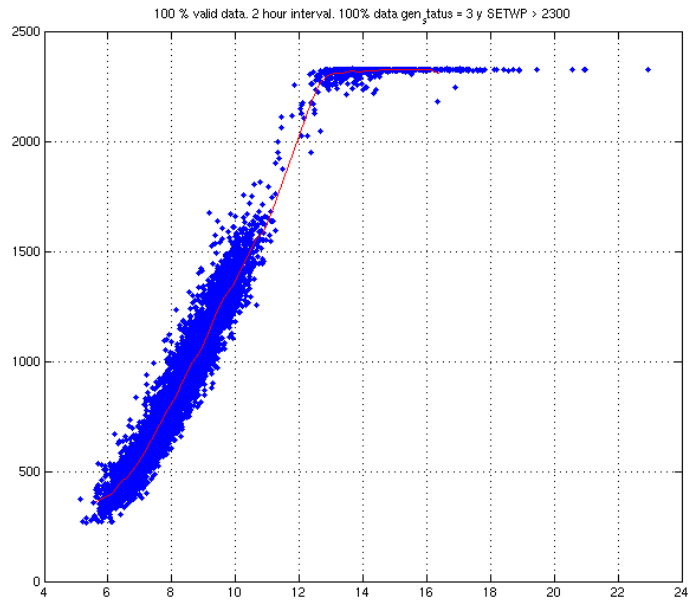


Figura 2.8: Ejemplo de una curva de potencia de 2 horas construida a partir de series con un 100 % de datos válidos.

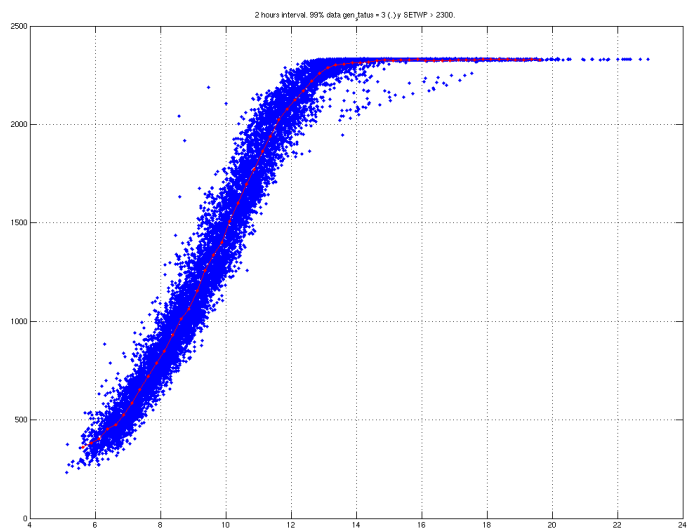


Figura 2.9: Ejemplo de una curva de potencia de 2 horas construida a partir de series con un 99 % de datos válidos.

WT variables measured	
P_{WT}	Active power generated
Ω_e	Generator angular speed
V	Nacelle wind speed
ϕ_Y	Yaw angle
φ_{b_1}	Angular position of blades
P_{ref}	Active reference power
Q_{ref}	Reactive reference power
GEN _{STAT}	Generator status
YAW _{STAT}	Yaw status
COM _{STAT}	Communication status

Tabla 2.1: Variables del aerogenerador almacenadas por el sistema SCADA del parque eólico Nysted.

Variable measured in mast	MM1	MM2	MM3	MM4
Wind Speed ($z = 55m$)	x	x	x	x
Wind Speed ($z = 40m$)	x	x	x	x
Wind Speed ($z = 25m$)	x	x	x	x
Wind Speed ($z = 10m$)	x	x	x	x
Wind Speed ($z = 68,8m$)	x	x	x	x
Temperature ($z = 10m$)	x	x	x	x
XY-wind direction ($z = 65m$)	x	x	x	x
Registered rain fall	x			
Relative humidity ($z = 10m$)	x			
Atmospheric pressure ($z = 10m$)	x	x	x	
Speed ($z = 65m$)	x	x	x	
Temperature ($z = 65m$)	x	x	x	
Sonic temperature ($z = 63m$)		x	x	
Wind tilt angle ($z = 63m$)		x	x	
XY- Wind direction ($z = 63m$)		x	x	
Wind Speed ($z = 63m$)		x	x	
X-Wind Speed ($z = 63m$)		x	x	
Y-Wind Speed ($z = 63m$)		x	x	
Z-Wind Speed ($z = 63m$)		x	x	
Water temperature ($z = -2m$)		x	x	

Tabla 2.2: Variables de las estaciones meteorológicas almacenadas por el sistema SCADA del parque eólico Nysted.

Tabla 2.3: Variable de estatus del generador.

Possible Values	Phase shift
0: Generator inactive	By start of connection of generator: 2/4
1: Small generator on	By disconnection of generator: 0 (immediately) /5 (synchronic)
2: Connection of small generator started	When connection procedure is ended: 1
3: Large generator on	By disconnection of generator: 0 (immediately) /5 (synchronic)
4: Coupling of small generator started	When connection procedure is ended: 3
5: Synchronic disconnection of generator started	When Synchronic disconnection is ended: 0

2.3. El parque eólico de Hornsrev

El parque eólico marítimo de Horns Rev está situado en el mar del Norte a unos 14km al oeste de la península de Jutlandia (fig. 2.10).

El parque eólico, cuya distribución se muestra en la figura 2.11, está formado por 80 aeroturbinas, distribuidas en 10 filas y 8 columnas, con una separación entre filas y columnas consecutivas de 560m.

Los aerogeneradores son del tipo Vestas V80 de velocidad variable, mediante generadores asíncronos doblemente alimentados. La potencia nominal de las turbinas Vestas V80 es de 2 MW, siendo el diámetro del rotor de 80m. diameter is 80 m. Así, la potencia nominal del parque eólico completo es de 160 MW.

Los datos medidos son adquiridos por medio del sistema SCADA, empleado por el controlador principal del parque eólico. Provieniendo los datos adquiridos de los sistemas de control de cada aerogenerador.

Dentro del proyecto de investigación mencionado anteriormente, se han utilizado las velocidades del viento, potencia, consignas de potencia y orientación de los aerogeneradores.



Figura 2.10: Situación geográfica del parque eólico de Horns Rev (de *Open Street Map*).

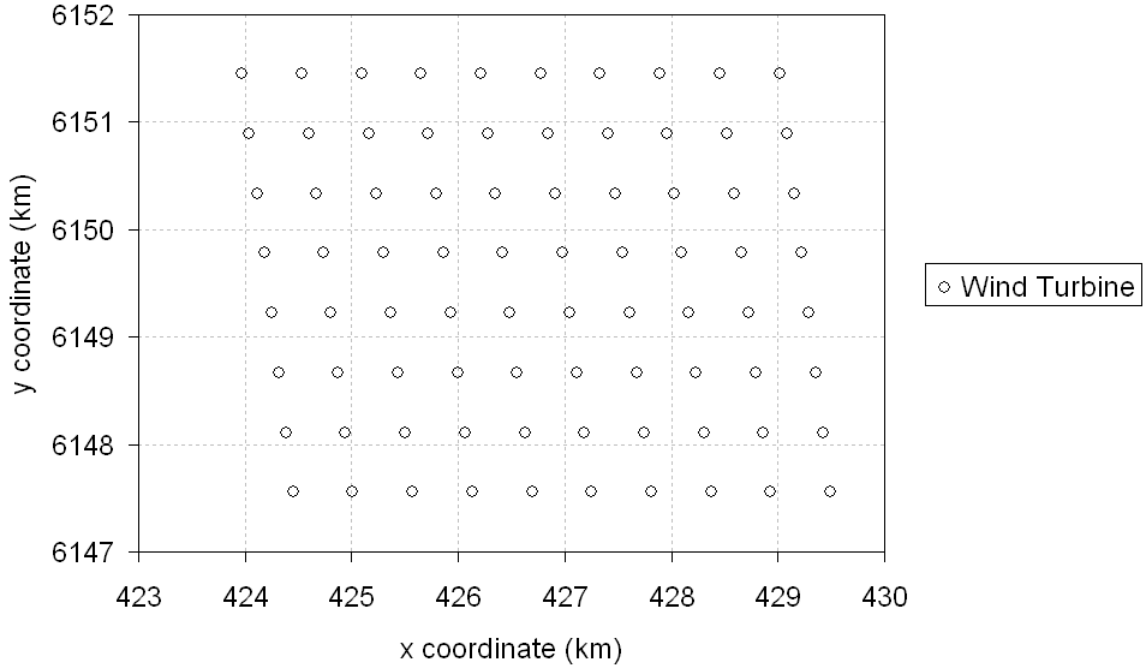


Figura 2.11: Distribución de las turbinas eólicas en el parque de Horns Rev.

2.4. Estación experimental de Høvsøre

La estación de Høvsøre es la estación nacional (danesa) experimental para grandes turbinas eólicas perteneciente a *Risø - DTU*. La estación está situada en la parte noroeste de Jutlandia, a una distancia de aproximadamente 2km. de la costa oeste de Dinamarca (mar del Norte) y a menos de 1km del fiordo Bøvling. La estación se encuentra rodeada de praderas sin ningún obstáculo en las inmediaciones. El viento procedente del oeste predomina en la zona. Esta estación de experimentación fue construida originariamente con el objetivo de servir de apoyo para el diseño de grandes aerogeneradores, aunque actualmente se utiliza para multitud de aplicaciones como el análisis de fluctuaciones de potencia.

Actualmente, la estación dispone de 5 turbinas eólicas. Las turbinas están alineadas en dirección norte-sur, separadas cada una 300 m. de la siguiente. Además, hay 5 estaciones meteorológicas localizadas en frente de cada aerogenerador a una distancia de 240m. en la dirección predominante del viento (de forma que normalmente estarán “aguas arriba” de cada aerogenerador).

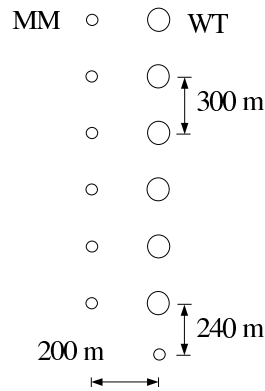


Figura 2.12: Distribución de la estación experimental de Høvsøre.

Cada estación esta equipada con un anemómetro y una veleta a la altura correspondiente al buje de la turbina adyacente.

Hay otra estación meteorológica situada en una torre de 120m. a 200 m al sur de la turbina situada más al sur. Esta distribución se muestra en la figura 2.12.

Los datos procedentes de Høvsøre no han sido analizados en esta tesis, aunque algunos resultados obtenidos en el seno del proyecto de investigación han sido usados y comparados posteriormente con otros obtenidos en esta tesis.

2.5. Sumario

Las diferentes variables almacenadas por el sistema SCADA de Nysted, obtenidos por *DONG Energy* para el periodo desde diciembre 2004 hasta septiembre del 2005, han sido procesadas y filtradas en este trabajo, eliminando los defectos y algunos errores sistemáticos que fueron detectados en el transcurso de este proceso. Esta tarea ha sido realizada de forma individual para cada aerogenerador y para cada estación meteorológica. Aunque, posteriormente en el modelado del parque eólico, se realizan diferentes post-filtrados dependiendo del interés concreto. Además, se han analizado los recursos eólicos generales en el área del parque eólico de Nysted para simplificar después el procedimiento del modelado. Resumiendo también las principales características de los aerogeneradores instalados.

Los datos del parque eólico de Horns Rev han sido filtrados y procesados en el seno del proyecto de investigación mencionado anteriormente, y dentro

de este trabajo han sido analizados y utilizados (incluyendo para ello la etapa de post-filtrado siempre que ha sido necesario).

El uso principal de los datos de Horns Rev, ha sido el de comparar con los resultados obtenidos del modelado de Nysted, así como el modelado de algunos componentes descritos en la sección [3.2.1](#).

Finalmente, los datos de la estación experimental de Høvsøre no han sido procesados en este trabajo, pero los resultados obtenidos del análisis de dichos datos llevado a cabo en el seno del proyecto citado, han sido utilizados directamente en este trabajo y comparados con otros obtenidos en esta tesis.

Capítulo 3

Modelado de las fluctuaciones de potencia

3.1. Introducción

En este capítulo, se aborda el modelado de las fluctuaciones de potencia de un parque eólico marítimo, con el objetivo de simular series de potencia generadas por el parque eólico. Así, en la figura 3.1 se muestra el esquema de un modelo de fluctuaciones de potencia, donde las series de potencia generadas por el parque eólico se calculan a partir de las características principales del viento en ese período, como son su velocidad media \bar{V}_0 , su dirección Φ_d y su intensidad turbulenta I_{V_0} . A la vez, esas características principales del viento también pueden ser modeladas a partir de un conjunto de datos históricos medios y/o las características climatológicas y geográficas de la zona.

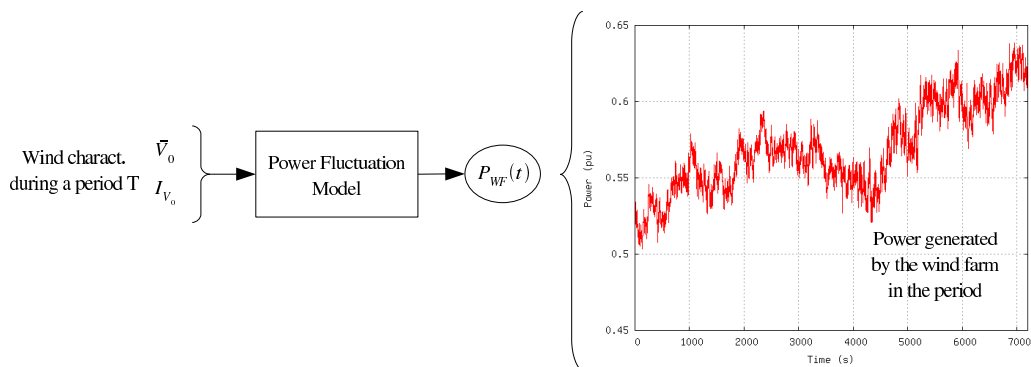


Figura 3.1: Esquema general de un modelo de fluctuaciones de potencia de un parque eólico .

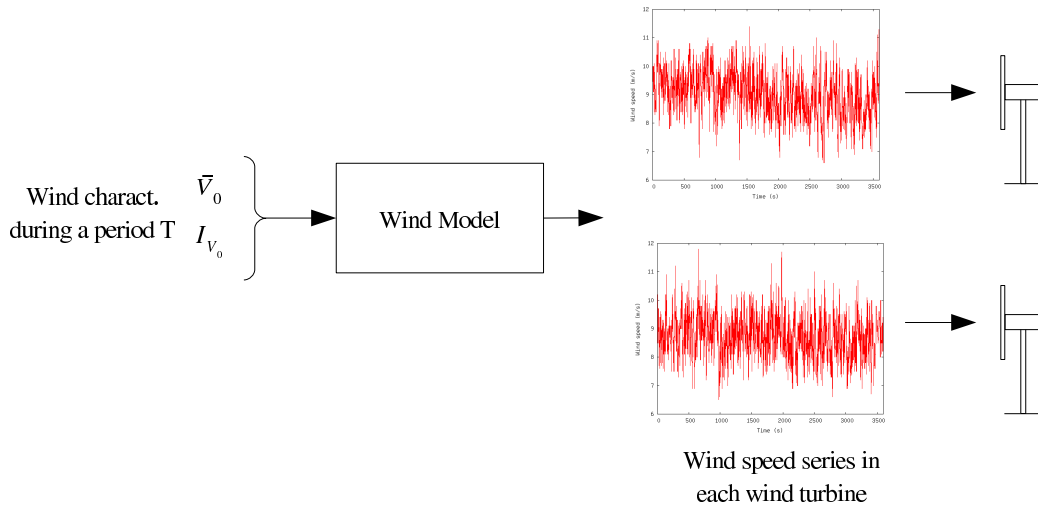


Figura 3.2: Esquema general de un modelo de viento orientado a la simulación de series temporales .

Para escoger un periodo de tiempo adecuado para las series (T en la figura 3.1), se debe considerar el marco temporal en el cuál dichas fluctuaciones son relevantes. Akhmatov et al. (2004) analizaron diversas observaciones de dichas fluctuaciones en el parque eólico de Horns Rev, concluyendo que su escala temporal oscilaba desde decenas de minutos hasta varias horas.

Por simplicidad, el modelo general de fluctuaciones de potencia se divide en diversos submodelos, de forma que se facilite el proceso de modelado. De esta forma, se puede definir un modelo del viento (ver figura 3.2), que convierte las características principales del viento en un período en series realistas de viento para cada turbina eólica del parque.

Otra conclusión interesante del análisis comentado previamente (Akhmatov et al., 2004), es que las fluctuaciones del parque eólico de 160 MW fueron significativamente mayores que las fluctuaciones producidas por una capacidad similar proporcionada por aerogeneradores distribuidos en parques eólicos de menor tamaño.

Por lo tanto, dentro del modelado de las fluctuaciones, el modelo del viento es una componente primordial, en la cual no sólo es importante tener un modelo realista de como fluctúa la velocidad del viento en un punto singular, sino que también hay que considerar como esas fluctuaciones están correlacionadas en puntos diferentes.

Aparte de esta observación práctica del nexo entre las fluctuaciones de potencia y la correlación, han aparecido diversas observaciones prácticas y

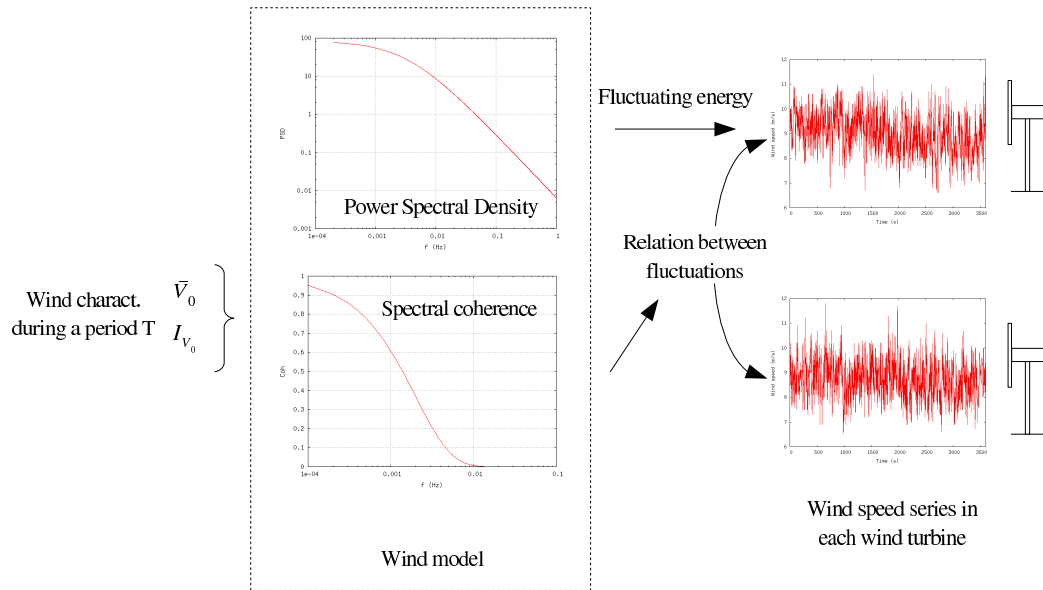


Figura 3.3: Esquema de un modelo de viento compuesto por un modelo de densidad espectral de potencia para la energía fluctuante del viento en cada punto y un modelo de coherencia espectral para la correlación entre las fluctuaciones de la velocidad del viento en puntos diferentes.

teóricas en trabajos recientes (Nanahara et al., 2004; Sørensen et al., 2008), que confirman que la búsqueda de modelos para dichas fluctuaciones está considerablemente conectado con el modelado de la correlación en el marco de un parque eólico.

Sin embargo, las características principales del viento, concretamente \bar{V}_0 y I_{V_0} no permanecen constantes en el interior del parque eólico, ya que son afectadas por las estelas que generan los aerogeneradores, produciéndose un déficit en la velocidad y un incremento de la intensidad turbulenta.

Resumiendo, el modelado del viento se aborda considerando el modelado de la fluctuación de la velocidad del viento en un punto, así como la correlación entre dichas fluctuaciones en los diferentes puntos del parque eólico, tal y como se muestra en el esquema de la figura 3.3; teniendo en cuenta a su vez los efectos de la estela en las características del viento (ver figura 3.4). Todos estos aspectos del modelado del viento se tratan en la sección 3.2.

Además del modelo de viento, las turbinas eólicas también deben ser modeladas en este marco temporal de forma de forma que se relacionen unas fluctuaciones de viento determinadas con sus correspondientes fluctuaciones de potencia, por ejemplo en la figura 3.5 se muestra un modelo de turbina

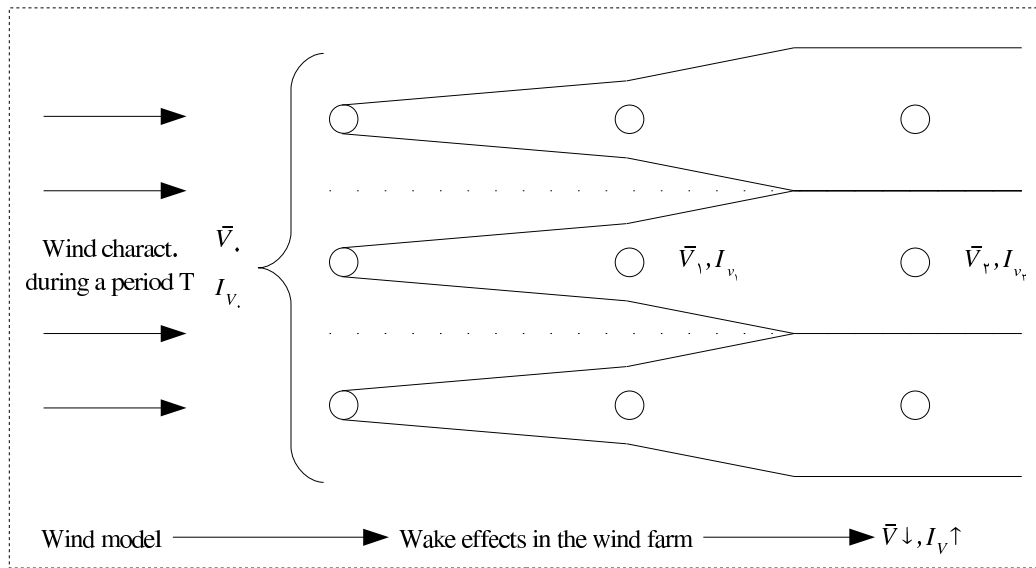


Figura 3.4: Esquema de los efectos principales que la estela de las turbinas eólicas provocan sobre las características principales del viento en un período determinado.

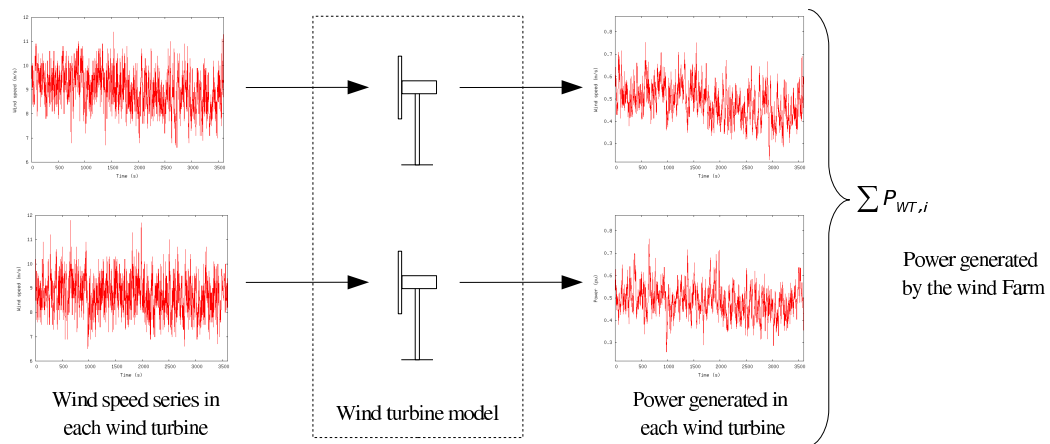


Figura 3.5: Esquema general del modelo de una turbina eólica como parte de un modelo diversificado.

eólica que relaciona las series de velocidad del viento en cada turbina con la potencia que produce cada una.

Por otro lado, la relación entre la potencia producida en el parque eólico y las fluctuaciones de la velocidad del viento puede establecerse de dos formas: simulando cada turbina individualmente (como mostraba la figura anterior), es decir mediante el empleo de un modelo diversificado, o bien construyendo

un modelo agregado, que simula conjuntamente el parque eólico completo, buscando cierto ahorro de tiempo computacional que no implique perder excesiva precisión. Ambas aproximaciones son explicadas y desarrolladas respectivamente en las secciones 3.4 y 3.5.

3.2. Modelado del viento

La velocidad del viento en un intervalo de tiempo puede ser dividida en un valor constante y uno fluctuante, donde el valor fluctuante puede ser modelado por medio de una función de densidad espectral de potencia. Además, la correlación entre las oscilaciones del viento en aerogeneradores diferentes puede ser incluida a través de una función de coherencia espectral (ver figura 3.3).

3.2.1. Densidad espectral de potencia (PSD)

La velocidad del viento en un punto $V(x, y, z, t)$ puede expresarse en función de una velocidad del viento determinista y constante $\bar{V}(x, y, z)$ y una parte estocástica $v(x, y, z, t)$, de forma que fijándonos únicamente en ese punto (x, y, z) tendríamos que $V(t) = \bar{V} + v(t)$. El término fluctuante puede ser caracterizado por su densidad de potencia espectral, que se define por la expresión siguiente

$$S(f) = F(\phi_v(t))_{(f)} = \int_{-\infty}^{\infty} \phi_v(\tau) e^{-j2\pi f\tau} d\tau \quad (3.1)$$

donde f es la frecuencia (Hz) y ϕ_v es la autocorrelación de v dada por $\phi_v(\tau) = \mathbf{E}[v(t) \cdot v(t + \tau)]$, donde $\mathbf{E}[x(t)]$ es la función valor esperado de $x(t)$.

Esta función PSD representa la distribución en frecuencia de la energía cinética fluctuante, habiéndose desarrollado algunos modelos empíricos para la turbulencia atmosférica.

En el contexto de la energía eólica, el primer modelo utilizado fue el de [von Karman \(1948\)](#):

$$S(f) = \frac{4(5,7 \cdot v_*^2) \frac{L_x}{\bar{V}}}{1,339 \left(1 + 39,48 \left(\frac{fL_x}{\bar{V}}\right)^2\right)^{5/6}} \quad (3.2)$$

donde \bar{V} es la velocidad media del viento (m/s), L_x es la longitud integral longitudinal (m) y v_* es la velocidad cortante dada por $v_* = \frac{0,4\bar{V}}{\log z/z_0}$, donde z_0

representa el coeficiente de rugosidad de la superficie (m). Dicha velocidad esta relacionada con la intensidad turbulenta según la expresión siguiente $I_V = \frac{\sigma_v}{\bar{V}} = \frac{\sqrt{5,7v_*^2}}{\bar{V}}$.

Posteriormente, [Kaimal et al. \(1972\)](#) desarrollaron un modelo, que ha sido empleado muy frecuentemente en el contexto de la energía eólica. Dicho modelo se define a partir de la siguiente función de densidad espectral de potencia:

$$S(f) = \frac{105v_*^2 \cdot z/\bar{V}}{(1 + 33f \cdot z/\bar{V})^{5/3}} \quad (3.3)$$

donde z es la altura sobre el suelo (m).

Este modelo se ha utilizado, con modificaciones menores, en muchos trabajos recientes como los desarrollados por [Veers \(1988\)](#); [Fégeant \(2002\)](#); [Rosas \(2003\)](#); [Rauh y Peinke \(2004\)](#).

En ([Frost et al., 1978](#)), se desarrolla un modelo para la situación atmosférica estable a partir del desarrollado por Kaimal. Dicho modelo se ha implementado en ([Veers, 1984](#)) para una turbina de eje vertical. Otro modelo importante es el descrito por [Højstrup et al. \(1990\)](#), que ha sido utilizado en trabajos como el de [Xin \(1997\)](#).

El estándar internacional [IEC 61400-1](#) para requerimientos del diseño de aerogeneradores, basándose en el modelo de Kaimal, especifica la función PSD siguiente

$$S_{IEC}(f) = \sigma_v \frac{2\frac{L_1}{\bar{V}}}{(1 + 6\frac{L_1}{\bar{V}} \cdot f)^{(5/3)}} \quad (3.4)$$

donde σ_v es la desviación típica de la velocidad del viento en un intervalo de 10 minutos y L_1 es la longitud integral de escala dada por

$$L_1 = \begin{cases} 5,67 \cdot z & z \leq 60m \\ 340,2m & z > 60m \end{cases} \quad (3.5)$$

Los espectros propuestos por Kaimal, von Karman y el IEC han sido comparados gráficamente en la [figure 3.6](#), donde los espectros se han calculado considerando una velocidad del viento media de $9 m/s$, una altura de $70m$ y un coeficiente de rugosidad de $0,0005m$. En la figura se aprecia una coincidencia significativa en la parte de alta frecuencia de los espectros mostrados, y esa coincidencia también se da en otros modelos derivados. En cambio en

la parte de media-baja frecuencia, es donde se aprecian ciertas diferencias.

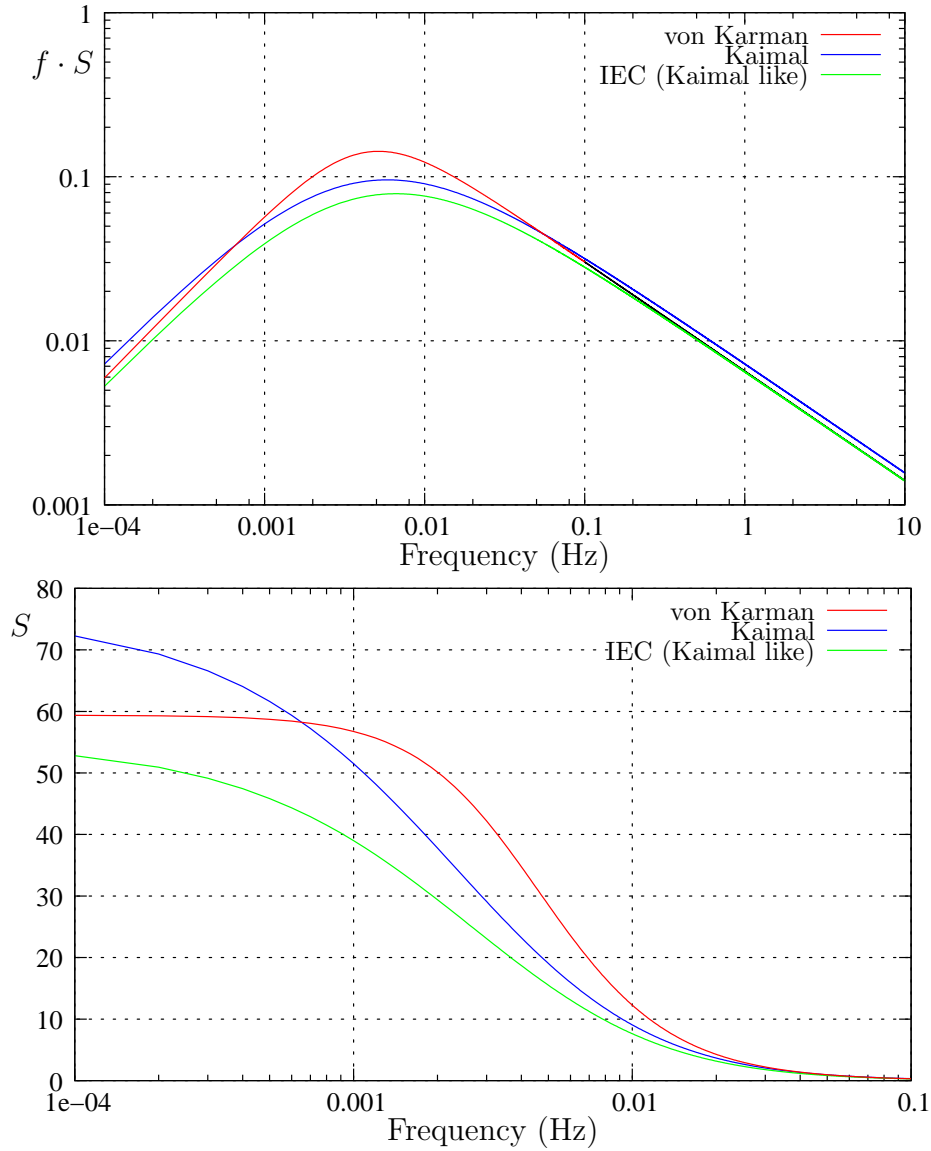


Figura 3.6: Comparación entre las funciones de densidad espectral de potencia (PSD) de von Karman, Kaimal y el IEC.

Después de hacer una revisión respecto los modelos previos, [Solari \(1987\)](#) planteó una modificación de los parámetros de los de Kaimal y von Karman,

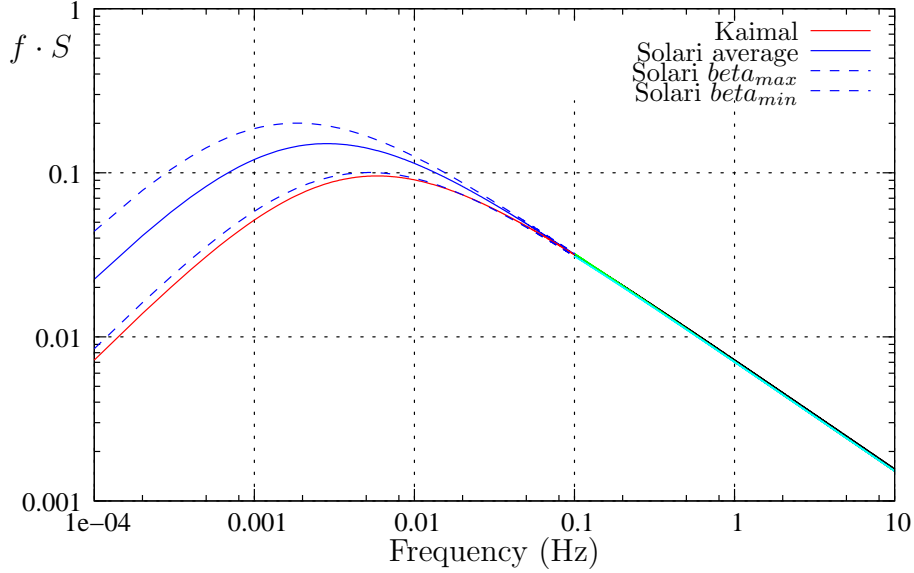


Figura 3.7: Comparación entre las funciones de densidad espectral de potencia (PSD) de Kaimal y Solari.

introduciendo una variable estocástica en el modelo

$$S(f) = \frac{2,21v_*^2\beta^{5/2} \cdot z/\bar{V}}{(1 + 3,31f\beta^{3/2} \cdot z/\bar{V})^{5/3}} \quad (3.6)$$

donde β vendría dado por $\beta = \beta_m + \mu_\beta \Delta\beta$, siendo μ_β una variable aleatoria uniformemente distribuida en el intervalo $[-1,1]$ y

$$\beta_m = \begin{cases} 7,5 & z_0 \leq 0,03 \\ 4,5 - 0,856 \log z_0 & 0,03 < z_0 \leq 1,0 \\ 4,5 & z_0 > 1,0 \end{cases}$$

$$\Delta\beta = \begin{cases} 2,5 & z_0 \leq 0,03 \\ 2,0 - 0,143 \log z_0 & 0,03 < z_0 \leq 1,0 \\ 2,0 & z_0 > 1,0 \end{cases}$$

donde la intensidad turbulenta viene dada por $I_V \approx \frac{\sqrt{\beta v_*^2}}{\bar{V}}$

Así en este modelo, se utiliza la variación de β para explicar las diferencias en la parte de baja frecuencia de los espectros anteriores, mientras que en la

parte alta de la frecuencia la influencia de dicha variación se reduce, siendo el comportamiento del modelo similar al de Kaimal y von Karman, tal y como se puede apreciar en la figura 3.7, donde se compara el promedio del modelo de Solari y su variabilidad con el espectro de Kaimal en las condiciones descritas previamente.

Modelos de baja frecuencia

Los tipos de espectro introducidos anteriormente fueron obtenidos en el marco del diseño mecánico de aeroturbinas, y por lo tanto, son válidos para escalas de tiempo reducidas como 0.02 s. a 600s. No obstante, en la parte de bajas frecuencias hay también una considerable variabilidad que no está incluida en dichos espectros (Courtney y Troen, 1990). Dado que desde el punto de vista de las simulaciones de fluctuaciones de potencia en un parque eólico, se ha visto que la escala temporal a considerar es mayor (hasta varias horas), es indispensable extender esas funciones espectrales para que sean adecuadas a estas escalas.

Así, dentro del proyecto “Power Fluctuations in Large Offshore Wind Farms”, mencionado en el capítulo anterior, se propuso (Sørensen et al., 2008) un modelo de baja frecuencia para la densidad espectral de potencia basado en las medidas procedentes de la estación experimental de Høvsøre y en el modelo espectral descrito en la ecuación 3.4, este modelo consiste en la expresión siguiente

$$S(f) = S_{LF,H\o{v}}(f) + S_{IEC}(f) \quad (3.7)$$

donde $S_{LF,H\o{v}}(f)$ representa la parte del espectro de baja frecuencia dado por

$$S_{LF,H\o{v}}(f) = (\alpha_{LF} \cdot \bar{V} + \beta_{LF})^2 \frac{\frac{z}{\bar{V}}}{\left(\frac{z \cdot f}{\bar{V}}\right)^{\frac{5}{3}} \cdot \left(1 + 100 \frac{z \cdot f}{\bar{V}}\right)} \quad (3.8)$$

siendo los parámetros α_{LF} y β_{LF} estimados a partir de datos experimentales. Concretamente, considerando $\beta_{LF} \approx 0$ el parámetro $\alpha_{LF} \approx 0,0046$ fue estimado a partir de las medidas tomadas en la estación experimental de Høvsøre (Sørensen et al., 2005).

En el trabajo presente, este modelo propuesto por Sørensen et al. (2008), descrito en la ecuación 3.8, ha sido utilizado para expresar la energía fluctuante del viento correspondiente a la parte de baja frecuencia.

Ajuste de la parte de baja frecuencia

Para ello, en este trabajo se ha estimado el parámetro $\xi_{LF} = \alpha_{LF} \cdot \bar{V} + \beta_{LF}$ a partir del espectro de baja frecuencia, que se ha calculado mediante las medidas de $\hat{S}(f)$, utilizando la expresión siguiente

$$\xi_{LF} = \sqrt{\frac{\sum_{f=f_1}^{f_{N_{LF}}} \left(\hat{S}(f) - S_{IEC}(f) \right)}{\sum_{f=f_1}^{f_{N_{LF}}} \left(\frac{\left(\frac{z \cdot f}{\bar{V}} \right)^{\frac{5}{3}} \cdot \left(1 + 100 \frac{z \cdot f}{\bar{V}} \right)}{z / \bar{V}} \right)}}} \quad (3.9)$$

Para este cálculo se han empleado los datos de las series de 2 horas de velocidad del viento medidas en cada aerogenerador de los parques eólicos de Nysted y Horns Rev, calculando en dichas series solo las primeras componentes del espectro (desde 2 horas a 15 minutos), donde el valor de $S_{IEC}(f)$ es muy reducido, siendo entonces calculados los valores experimentales de ξ_{LF} a través de la ecuación anterior. Dichos valores de ξ_{LF} se muestran, para ambos parques, en la figura 3.8, observando esta figura puede apreciarse que la influencia de la velocidad del viento en este parámetro puede despreciarse fácilmente en ambos parques eólicos, es decir $\alpha_{LF} \approx 0$ or $\xi_{LF} = \beta_{LF}$, simplificandose así la ecuación de baja frecuencia a

$$S_{LF, H\ddot{o}vs\ddot{o}re}(f) = \beta_{LF}^2 \frac{\frac{z}{\bar{V}}}{\left(\frac{z \cdot f}{\bar{V}} \right)^{\frac{5}{3}} \cdot \left(1 + 100 \frac{z \cdot f}{\bar{V}} \right)} \quad (3.10)$$

donde ajustando el parámetro β_{LF} en el rango de velocidades del viento $V \in [6m/s, 16m/s]$, se obtiene $\beta_{LF} = 0,041m/s$ en Nysted, y $\beta_{LF} = 0,037m/s$ en Horns Rev. Además, si tenemos en cuenta que la velocidad media en las medidas de la estación experimental de Høvsøre era cercana a $9m/s$ y consideramos $\alpha_{LF} = 0$, el parámetro β_{LF} equivalente en Høvsøre sería $\beta_{LF} \approx 0,041m/s$, así pues hay una gran coincidencia en el parámetro β_{LF} calculado a partir de las medidas procedentes de cada uno de los 3 emplazamientos, estando en todos los casos dicho parámetro alrededor de $\beta_{LF} = 0,04m/s$.

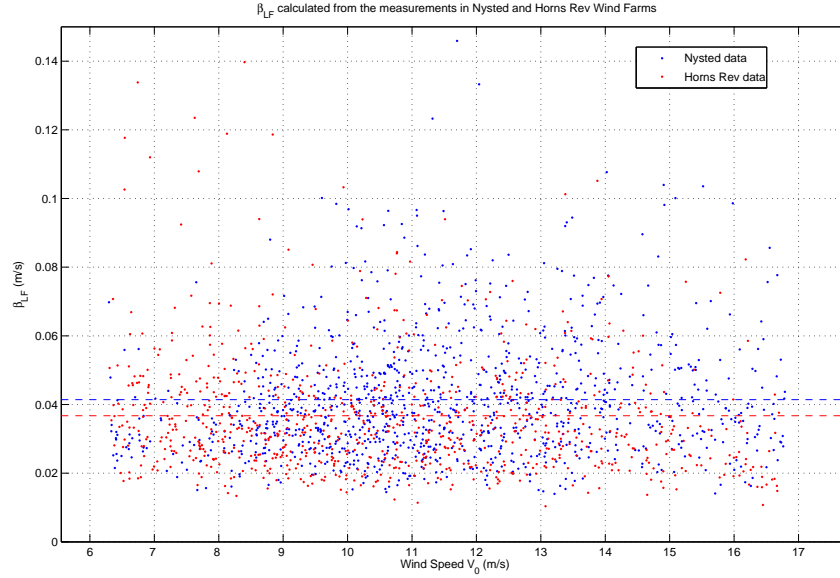


Figura 3.8: ξ_{LF} calculado a través del promedio del espectro de densidad en los parques eólicos de Nysted y Horns Rev.

Resumiendo el modelo, la fluctuación de la velocidad del viento en un sólo punto se modela a través de la función de densidad espectral de potencia (PSD) siguiente:

$$S(f) = \sigma_v \frac{2 \frac{L_1}{V}}{\left(1 + 6 \frac{L_1}{V} \cdot f\right)^{(5/3)}} + \beta_{LF}^2 \frac{\frac{z}{V}}{\left(\frac{z \cdot f}{V}\right)^{\frac{5}{3}} \cdot \left(1 + 100 \frac{z \cdot f}{V}\right)}$$

donde f es la frecuencia, σ_v es la desviación típica de la velocidad del viento en intervalos de 10 minutos, β_{LF} es un parámetro de velocidad correspondiente a la variabilidad en baja frecuencia, z es la altura sobre el suelo y L_1 es la longitud integral dada por

$$L_1 = \begin{cases} 5,67 \cdot z & z \leq 60m \\ 340,2m & z > 60m \end{cases}$$

3.2.2. Efecto de la estela en parques eólicos marinos

Dentro del modelado del viento, también es importante tener en cuenta el efecto provocado por la estela en el interior del parque eólico. Por simplicidad, se ha dividido dicho efecto en un modelo del incremento de la turbulencia y en otro del déficit en la velocidad del viento. Además, en la sección anterior se ha mostrado que $S(f)$ depende de la velocidad media del viento, así como de la intensidad turbulenta, por lo tanto la estela también influye en la energía fluctuante del viento, esto se muestra esquemáticamente en la figura 3.9.

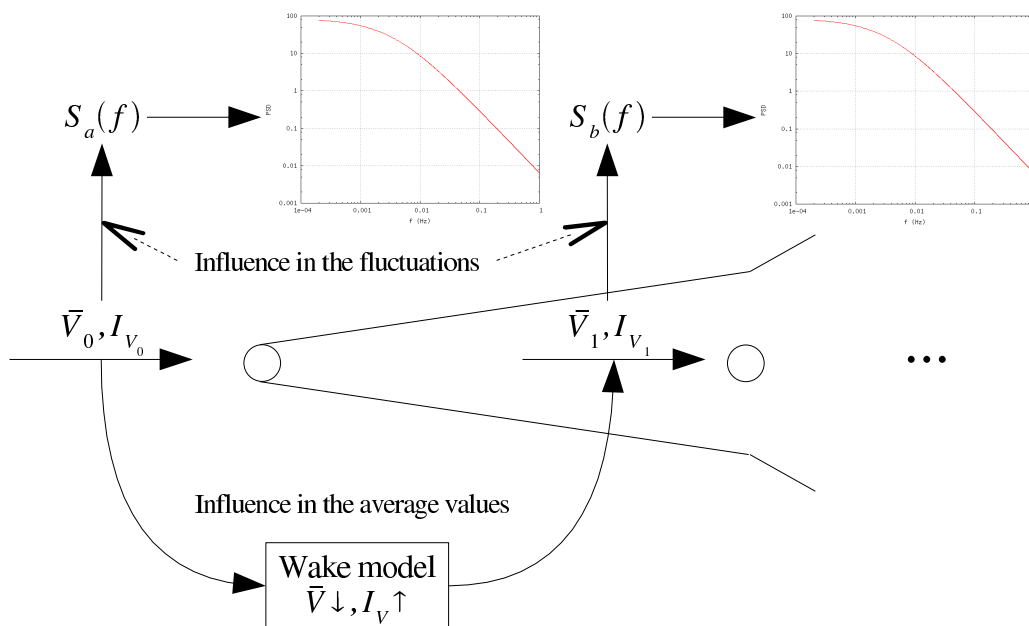


Figura 3.9: Esquema del modelo de la estela de un aerogenerador.

Modelo del déficit de la velocidad ocasionado por la estela

El déficit de la velocidad del viento producido por la estela generada por las turbinas aguas arriba es un efecto relevante, entre otras cosas, en cuanto a la producción de energía.

El cálculo de este déficit se ha modelado desde diversas aproximaciones, algunos autores lo han introducido considerando parques eólicos de tamaño infinito y contabilizando las turbinas eólicas como elementos de rugosidad (Bossanyi et al., 1980), otros en cambio, han utilizado para ello esquemas de cálculo de dinámica de fluidos computacional (Crespo et al., 1999). No obstante, el primer tipo de modelos no han alcanzado aún la suficiente madurez o relevancia y el segundo tipo actualmente o sufren de cierta falta de detalles

o computacionalmente son excesivamente costosos (Frandsen, 2007), lo que los hace poco apropiados para el marco de esta tesis.

Por todo esto, se ha decidido analizar el modelo desarrollado por Frandsen et al. (2006). Dicho modelo se basa en aplicar “unidad por unidad” las ecuaciones locales de cantidad de movimiento despreciando los efectos causados por la interacción bidireccional con la atmósfera y por la interacción entre la estela y el suelo, aunque pueden ser incluidos aproximadamente como se explica posteriormente. Además, hasta ahora este modelo se basa en parques eólicos formados por columnas y filas regulares, que es la disposición usual para los parques eólicos marinos.

En este modelo la forma de la estela se representa mediante una distribución rectangular de la velocidad de flujo en un área circular (Frandsen, 2007). Tras la expansión de la estela, es decir después de que la presión en la estela vuelva a alcanzar el valor del flujo ambiental, el área circular de la misma A_a vendría dada por

$$A_a = \beta_w \cdot A_R \quad \left(\text{and so, } D_a = \sqrt{\beta_w} \cdot D_R \right) \quad (3.11)$$

donde $\beta_w = \frac{1}{2} \cdot \frac{1 + \sqrt{1 - C_T}}{\sqrt{1 - C_T}}$

Y la velocidad en la estela por

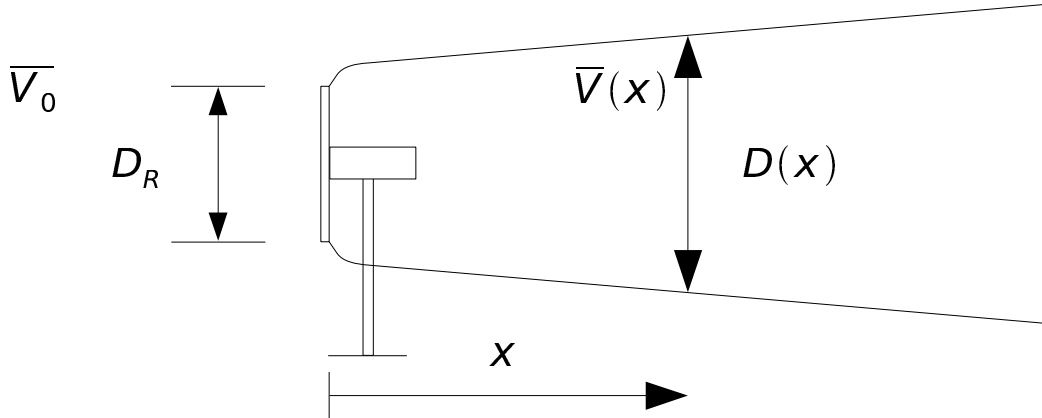


Figura 3.10: Descripción de los parámetros de la estela producida por una turbina eólica.

$$\frac{\overline{V(x)}}{\overline{V_0}} \approx \frac{1}{2} \pm \frac{1}{2} \sqrt{1 - 2 \frac{A_R}{A(x)} C_T} \quad (3.12)$$

Esa expresión puede ser simplificada en la estela profunda como

$$\frac{\overline{V(x)}}{\overline{V_0}} \approx 1 - \frac{C_T}{2} \frac{A_R}{A(x)} = 1 - \frac{C_T}{2} \frac{D_R^2}{D^2(x)} \quad (3.13)$$

Así, se podría describir la estela aguas abajo utilizando la expresión anterior junto un modelo de la expansión del área de la sección de la estela, por ejemplo considerando que la estela se expande instantáneamente, es decir $D(x=0) = D_a$, $D(x)$ puede expresarse (Frandsen, 2007) como

$$D(x) = \left(\beta_w^{\frac{k}{2}} + \alpha_w \cdot \frac{x}{D_R} \right)^{\frac{1}{k}} D_R \quad (3.14)$$

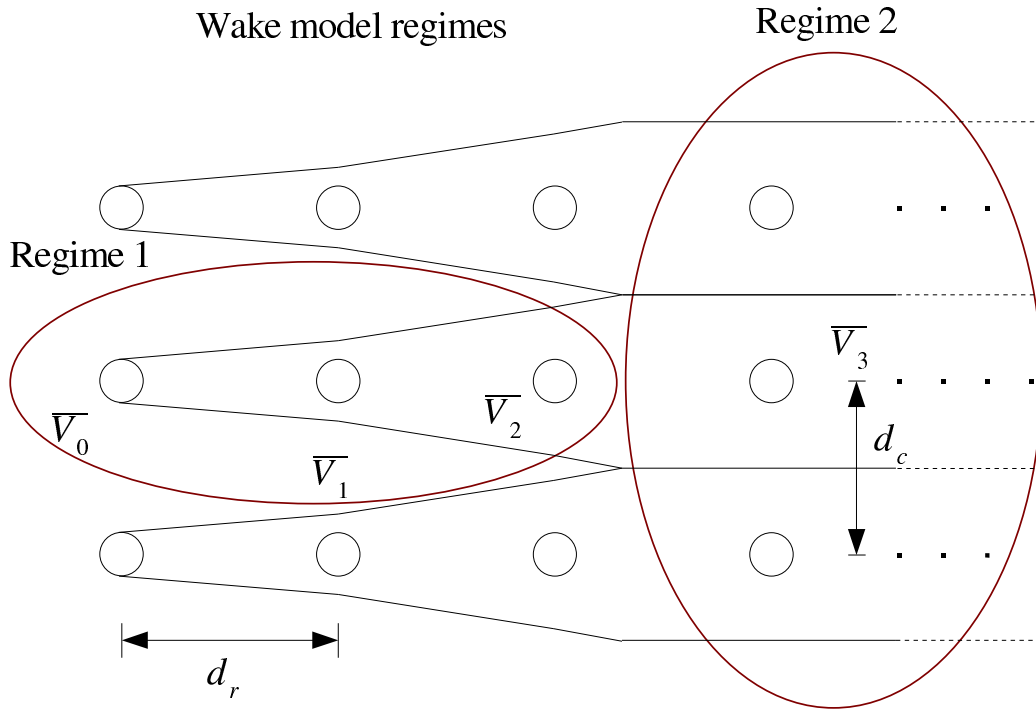


Figura 3.11: Esquema de los regímenes de estela 1 y 2 del modelo desarrollado por Frandsen et al. (2006).

Si se considera una única fila de turbinas (*régimen 1*), se repite la ecuación de cantidad de movimiento en cada turbina y se aplica la simplificación de la ecuación 3.12 (es decir la dada por la ec. 3.13), el coeficiente de velocidad c_{n+1} después de $n+1$ turbinas se puede encontrar a partir de un modelo de expansión de la estela según la siguiente expresión

$$c_{n+1} = \frac{\bar{V}_{n+1}}{\bar{V}_n} = 1 - \left[\frac{A_n}{A_{n+1}} (1 - c_n) + \frac{1}{2} \cdot \frac{A_R}{A_{n+1}} C_T \cdot c_n \right] \quad (3.15)$$

Asintóticamente, considerando un número infinito de turbinas eólicas, el déficit de la velocidad del viento permanecería constante c_w , mientras que el área de la estela crecería linealmente $D \propto x^{1/2}$, así, mediante la ecuación 3.14, se puede establecer una relación entre c_w y α_w

$$c_w = \frac{\alpha_w}{\alpha_w + \frac{C_T}{2 \cdot s_r}} \quad (3.16)$$

donde $s_r = d_r/D_R$, siendo d_r la distancia entre las turbinas de la fila.

Sin embargo, en un parque eólico real las estelas de las diferentes filas pueden encontrarse y unirse. Este hecho es introducido por Frandsen como el *régimen 2*, en el que la expansión lateral cesa y el área de la estela sólo puede expandirse verticalmente. Como se ha visto anteriormente que asintóticamente el área se incrementa linealmente, en este caso sería $h \propto x$, siendo la relación con el déficit de velocidad asintótico c_{mw}

$$h = \frac{c_{mw}}{1 - c_{mw}} \cdot \frac{\pi C_T}{8 s_r s_c} \cdot (x - x_0) + h_0 \quad (3.17)$$

donde s_c es la distancia adimensional a las filas contiguas ($s_c = d_c/D_R$), h_0 es la altura de las multiples estela después de unirse con las contiguas y x_0 es la distancia aguas abajo desde el principio del parque eólico hasta el punto donde las estelas se han encontrado.

Este modelo de déficit de la velocidad se divide en los dos regímenes descritos anteriormente para cada dirección del viento, en las que difiere el valor de s_r y s_c . Así, para cada dirección del viento, el modelo del déficit de la velocidad se dividirá en estos dos regímenes, en los que habrán diferentes valores de s_r y s_c .

El modelo puede incluir también el efecto de la interacción entre la estela y el suelo, incluyendo su efecto en el área del primer régimen, así como la interacción atmosférica, que es incluida por Frandsen et al. (2006) en el *régimen 3*.

Déficit de la velocidad en el parque eólico de Nysted

El modelo descrito anteriormente será ajustado a los datos de los parques eólicos de Nysted y Horns Rev por Frandsen, por lo que en este trabajo sólo se ha llevado a cabo un ajuste de uno de los “modos” de estela (una dirección del viento), así como una aproximación simple, que resulta útil para integrarse fácil y eficientemente en los modelos globales de fluctuaciones.

Así, se ha analizado el modo de estela en el que cada turbina eólica de la fila A proyecta su estela en la turbina de la fila B de la misma columna que la primera. Dado que únicamente se dispone de una medida del viento por cada disco rotor, se ha empleado la medida de la potencia (para vientos en la parte lineal de la curva de potencia) como una medida más confiable de la velocidad del viento en el disco rotor, con la que calcular el déficit. Así mismo, se ha analizado la relación entre la potencia producida por las turbinas situadas en la segunda y tercera filas, respecto de las situadas en la primera, para esta comparación se han empleado intervalos de 60s y de 600s, así como un modelo simple para el retraso de la estela, validado mediante el cálculo de la correlación cruzada con la potencia en cada aerogenerador. Los resultados obtenidos a partir de los intervalos de 60s y de 600s son bastante similares cuando se trata de turbinas cercanas, aunque en el caso del período de 60s, los resultados se suavizan cuando se comparan turbinas alejadas, debido al incremento del peso de los errores del modelo de retraso de la estela respecto al tamaño del intervalo considerado. En la figura 3.12, se muestra

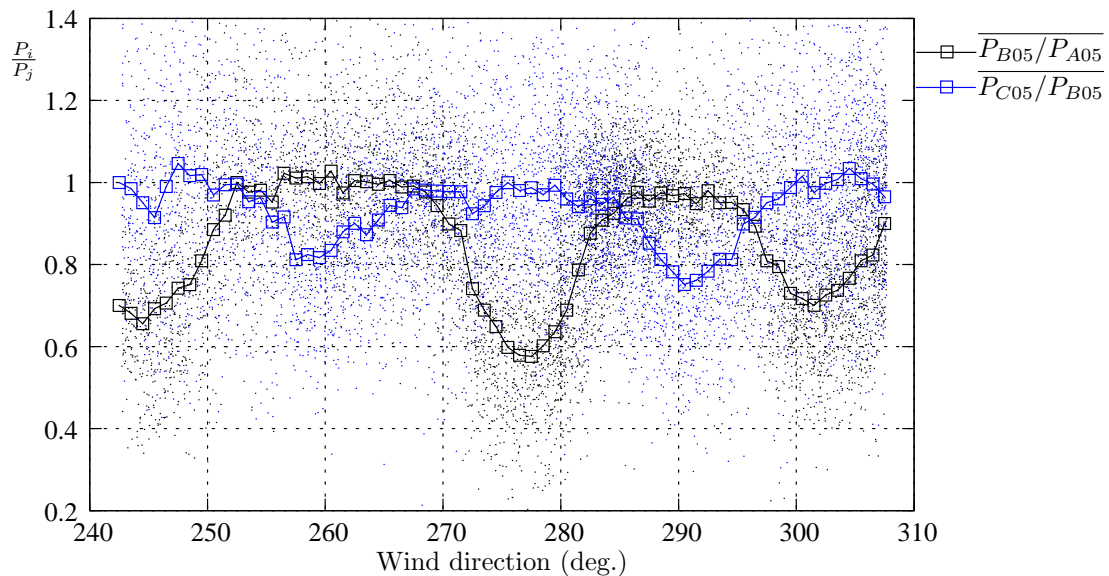


Figura 3.12: Comparación de la relación de potencia generada en pares de turbinas eólicas consecutivas en la columna 5, específicamente $A_{05} - B_{05}$ y $B_{05} - C_{05}$, en intervalos con una velocidad del viento media entre 8 m/s y 9 m/s .

la proporción entre las potencias generadas por la turbina C_{05} y por B_{05} , y la generada por B_{05} respecto la de A_{05} . En dicha figura, se ha calculado el promedio de esa ratio para intervalos de la dirección del viento de 1° de

tamaño, apreciándose para el modo de estela que se esta tratando, en el que $\Phi_d \approx 277^\circ$, que la potencia se ve reducida de la fila A a la fila B en un 40 % debido al déficit causado por la estela de la turbina de la fila A, en cambio, la figura muestra que de la segunda fila a la tercera no se reduce la potencia. Esto puede apreciarse también más claramente en la figura 3.13, en la que se la potencia de la segunda y tercera fila se relacionan directamente con la potencia producida en la primera fila. En ambas figuras también se muestra una parte del comportamiento de otros modos de estela, concretamente de los modo en que A_{06} o A_{04} proyectan su estela sobre B_{05} , que se corresponden con direcciones de viento alrededor de 248° y 304° respectivamente.

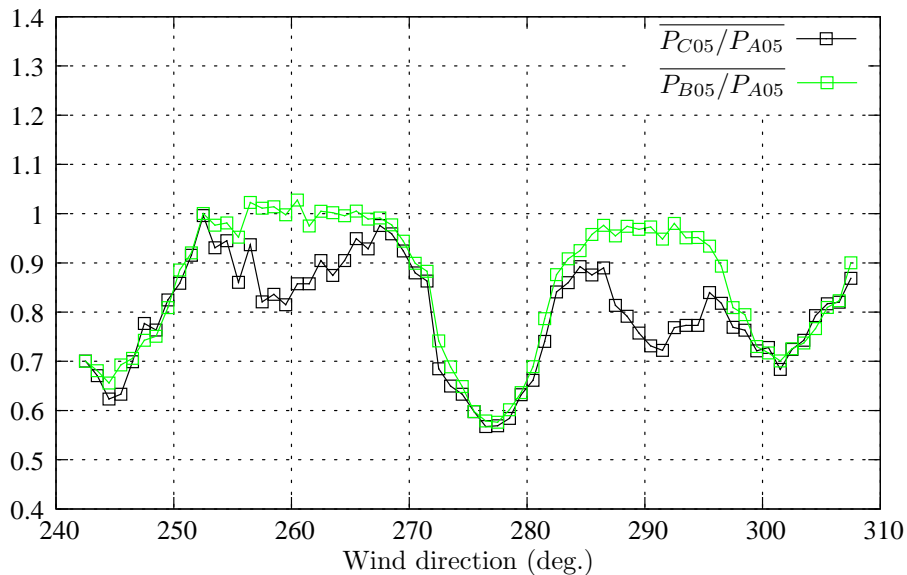


Figura 3.13: Comparación de la relación entre la potencia de las primeras turbinas de la columna 5 respecto de la primera (A_{05}) en intervalos con una velocidad media del viento entre 8 m/s y 9 m/s .

Para poder relacionar estos resultados con el modelo anterior, cada potencia generada debe asociarse a una velocidad del viento, esto se ha llevado a cabo mediante el concepto de la velocidad equivalente (desarrollado posteriormente en la sección 3.3). Para reducir los errores del modelo de tiempo de retraso se ha optado por emplear intervalos de 600s, de esta forma, en la figura 3.14 se muestra la relación entre las velocidades de viento equivalentes en cada turbina eólica de la columna 5.

Considerando $c_w \approx 0,81$, se puede calcular α_w a partir de la ecuación 3.16 como $\alpha_w = 0,13$. No obstante, empleando ese parámetro en la ecuación 3.15, se obtendría un coeficiente de velocidad para la fila B de $c_1 = 0,83$ y un

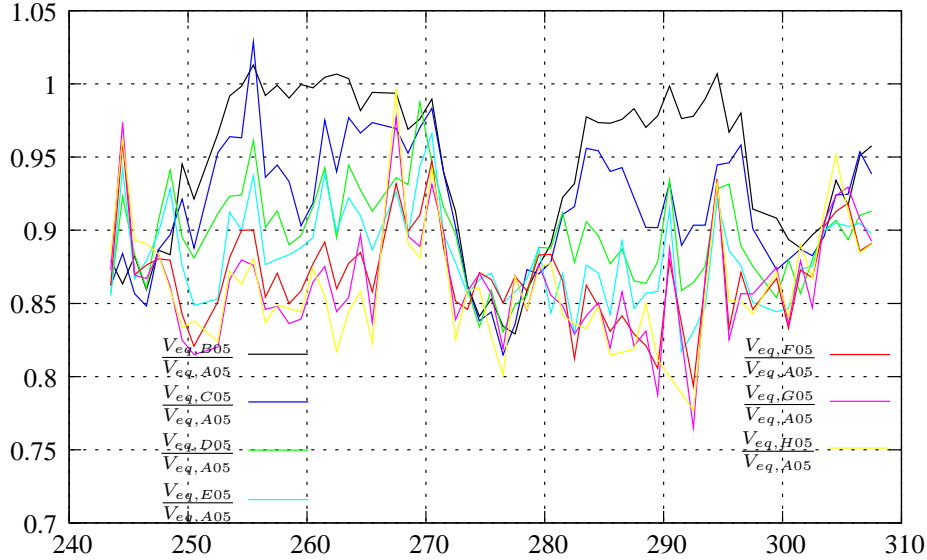


Figura 3.14: Comparación de la relación entre la velocidad de viento equivalente de las primeras turbinas de la columna 5 respecto de la primera (A_{05}) en intervalos con una velocidad media del viento entre 8 m/s y 9 m/s .

coeficiente de $c_2 = 0,81$ para la fila C. Otra aproximación podría consistir en minimizar el error en c_1 y c_2 , lo que conduce a $\alpha_w \approx 0,08$, que se correspondería con los siguientes coeficientes de velocidad: $c_1 = 0,88$ y $c_2 = 0,85$.

Sin embargo, si cualquiera de ambos valores de α_w se utiliza en la ecuación 3.14, el crecimiento de la estela producido es tan lento que la estela no llega a unirse a las estelas de las columnas contiguas, por lo que en este caso, todo el parque eólico estaría dominado por el *régimen 1*. Así el diámetro de la estela en la fila H sería $3,7 \cdot D_R$ para el primer valor de α_w , y $3,0 \cdot D_R$ para el segundo, siendo la separación entre columnas ($5,8 \cdot D_R$) significativamente inferior a dicho valor. Entonces, el ajuste puede rehacerse teniendo en cuenta los coeficientes de velocidad de todas las filas, obteniéndose como constante de incremento de la estela $\alpha_w = 0,125$, que usado en el modelo lleva a la expresión siguiente

$$c_{n+1} = \frac{\overline{V_{n+1}}}{V_0} = 1 - \left[\frac{(\beta_w + 0,125 \cdot n \cdot s_r)}{(\beta_w + 0,125 \cdot (n+1) \cdot s_r)} (1 - c_n) + \frac{\frac{1}{2} \cdot C_T \cdot c_n}{(\beta_w + 0,125 \cdot (n+1) \cdot s_r)} \right] \quad (3.18)$$

El coeficiente de velocidad para cada fila ha sido calculado a partir de la expresión anterior, siendo representado en la figurae 3.15, donde se ha comparado con los coeficientes experimentales, resultando en una coincidencia

bastante aceptable, pese a algunas diferencias cualitativas como el hecho de que en el modelo la velocidad axial decrece en cierta medida tras cada turbina, mientras que en los resultados experimentales el coeficiente oscila ligeramente. Ésto puede deberse a dos factores principales, primero el error en el retraso temporal de la estela, ya que con grandes distancias puede crecer respecto la duración del período considerado, pero también puede verse influenciado por la inclusión en estos coeficientes por el efecto de suavizado que produce el efecto de serpenteo de la estela (*meandering effect*), para el que [Medici y Alfredsson \(2008\)](#) calcularon experimentalmente un número de Strouhal, que en este caso se correspondería con períodos entre 30s y 100s, que son menores que el período considerado y por lo tanto sus efectos podrían estar incluidos en dichos coeficientes.

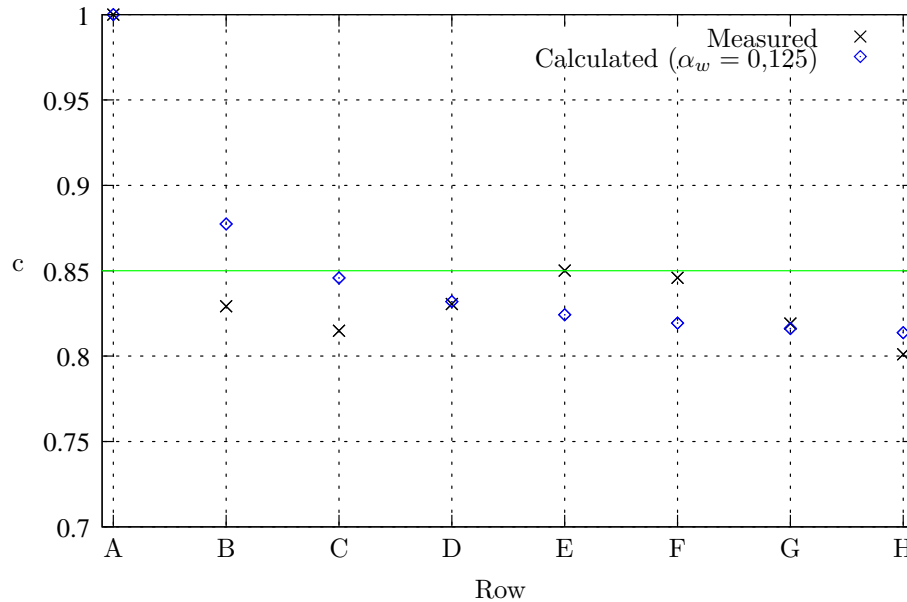


Figura 3.15: Comparación entre los coeficientes de velocidad correspondientes al modelo de estela ajustado del déficit de la velocidad (*régimen 1*), a un valor constante ajustado a los datos experimentales y a los déficits medidos en el parque eólico de Nysted.

A pesar de los posibles factores de error mencionados anteriormente, la coincidencia entre el modelo y los datos experimental es bastante significativa. Para emplear este modelo, el resto de los “modos de estela”, como por ejemplo los correspondientes a $\Phi_d = 248^\circ$ o $\Phi_d = 304^\circ$, deben ser calculados de forma análoga, determinando el valor de α_w , de forma que para cada dirección del viento Φ_d , se puede utilizar los modos más cercanos.

En cualquier caso, en este trabajo se ha simplificado el modelo, empleando

un valor de déficit constante en todos los aerogeneradores. Esta simplificación no añade un error excesivo cuando la velocidad del viento analizada no esta cerca de la velocidad de arranque o de corte de las turbinas eólicas. Por lo tanto posteriormente deberá desarrollarse para estimar su influencia cerca de dichas zonas.

El valor constante para el coeficiente de velocidad (o velocidad reducida) ajustado a todos los datos es $c_w = 0,90$, pero también es útil establecer el coeficiente dependiendo de la dirección del viento (o del modo de la estela) $c_w(\Phi_d)$, así en el caso más frecuente, que es el modo tratado anteriormente, en el que $\Phi_d \approx 277$, $c_w(\Phi_d \approx 277) = 0,85$, además, esta aproximación ha sido representada como una línea verde en la figura anterior.

Modelo del incremento de la turbulencia causado por la estela

La otra componente importante, en que han sido divididos los efectos de la estela, es el incremento de la turbulencia en la estela. Este efecto de la estela consiste en el incremento de la intensidad turbulenta comentado anteriormente y representado en la figura 3.9. Análogamente al modelado del efecto de la estela previo, se ha estudiado un modelo simple para explicar este efecto. Así, se ha decidido analizar el modelo de “intensidad turbulenta ambiental en el parque eólico” desarrollado por Frandsen et al. (1996).

En dicho modelo, Frandsen descompuso la turbulencia en la estela de un parque eólico ($\sigma_{T,WF}$) en una componente procedente de la rugosidad superficial del terreno (σ_0) y otra proveniente de la presencia de las turbinas eólicas ($\sigma_{add,WF}$):

$$\sigma_{T,WF}^2 = \sigma_{v_0}^2 + \sigma_{add,WF}^2 \Rightarrow I_{T,WF}^2 = I_{v_0}^2 + I_{add,WF}^2 \quad (3.19)$$

donde la componente de la intensidad turbulenta relativa a las estelas de las turbinas eólicas $I_{add,WF}$ depende de la velocidad geostrófica del viento (G), la rugosidad del terreno terrain roughness (z_0), la altura del buje (h_H), la distancia entre filas y columnas dentro del parque eólico medidas respecto el diámetro del rotor (s_r , s_c), el coeficiente de empuje axial de la turbina eólica (C_T) y el parámetro de Coriolis (f) mediante la expresión siguiente:

$$I_{add,WF} \approx \frac{\log\left(\frac{G}{f \cdot e^4 \cdot z_0}\right)}{\log\left(\frac{h_H}{z_0}\right)} \cdot \frac{1}{\log\left(\frac{G}{f \cdot e^4 \cdot h_H}\right) + 0,64\sqrt{s_r s_c / C_T}} \quad (3.20)$$

Aunque Frandsen mostró que la influencia del viento geostrófico, de la rugosidad del terreno y de la altura del buje es inferior al 5%, por lo que la

ecuación 3.20 puede ser simplificada como

$$I_{add,WF} \approx \frac{0,36}{1 + 0,2\sqrt{s_r \cdot s_c}/C_T} \quad (3.21)$$

donde C_T puede ser estimado por el modelo desarrollado por Frandsen et al. (1996)

$$C_T \approx \frac{3,5(2V_0 - 3,5)}{V_0^2} \quad (3.22)$$

O en el caso de vientos medios o altos

$$C_T \approx \frac{7m/s}{V_0} \quad (3.23)$$

De esta forma, Frandsen (2007) definió la “intensidad turbulenta ambiental en el parque eólico” como

$$I_{V,WF} = \frac{I_{V_0} + I_{T,WF}}{2} \quad (3.24)$$

Esta expresión para la intensidad turbulenta a la altura del buje, que consiste en un promedio entre las contribuciones de estela directa y las correspondientes a las zonas entre las estelas, ha sido escogida como un modelo simple y muy útil para modelar el incremento de la turbulencia debido a la estela en todo el parque eólico.

Esta aproximación también es propuesta en la cita del IEC citada anteriormente (IEC 61400-1) referente al diseño estructural de turbinas.

Aplicando este modelo al parque eólico de Nysted, se obtienen las intensidades turbulentas ambientales mostradas en la figura 3.16 en función de cada velocidad media del viento (V_0) y de la turbulencia ambiental (I_{V_0}). En la figura también se representa una comparación del coeficiente de incremento de la turbulencia $\frac{I_{V,WF}}{I_{V_0}}$, mostrando que el incremento es proporcionalmente mayor cuando la turbulencia inicial es más baja, lo que observando también sus valores numéricos, indica que la estela tiende a reducir las diferencias iniciales entre las intensidades turbulentas iniciales que se aprecian en la figura 2.5.

Incremento de la turbulencia en Nysted

En este trabajo, se han utilizado los datos experimentales para chequear la idoneidad del modelo descrito anteriormente. Así, para medir el efecto de la estela en la intensidad turbulenta en el parque eólico de Nysted, se ha

seguido un procedimiento simple, que ha consistido en seleccionar intervalos de 1 hora en los que la velocidad media del viento ha sido calculada, entonces dichos intervalos han sido divididos en segmentos de 10 minutos, en los que se ha calculado la intensidad turbulenta, y posteriormente, se ha calculado la media de la intensidad turbulenta durante 10 min. para cada turbina en el intervalo de 1 hora. El mismo procedimiento se ha seguido también con la información de las estaciones meteorológicas, escogiendo el valor obtenido de $MM2$, de $MM3$ o el promedio entre ambos según la dirección del viento, de forma que la medida sea lo más cercana posible al valor de la intensidad turbulenta en flujo libre.

Así, agrupando las situaciones con características del viento similares y calculando en ellas el promedio, se obtiene una medida aproximada de la turbulencia ambiental en el parque eólico y la correspondiente medida de turbulencia ambiental libre para cada velocidad media del viento y cada intensidad turbulenta inicial. Estos resultados se muestran en la figura [figure 3.17](#), donde también se comparan con el modelo presentado. En dicha comparación, se aprecia una buena coincidencia con el modelo, con la única excepción de que el modelo predice incrementos mayores de la turbulencia para intensidades de turbulencia inicial mayores, aunque esta diferencia no es notable y probablemente se debe a algún efecto causado por los promediados en el proceso de medida, dado que el tamaño de los intervalos seleccionados es considerable (1 hora), dado que dicho tamaño se eligió para eliminar la influencia de errores debidos al retraso temporal del viento en el parque eólico, y por ello, para poder reducirlo y obtener una mayor precisión se necesitaría desarrollar un modelo completo para el movimiento de la “onda de viento”, teniendo a su vez en cuenta la influencia del déficit de la velocidad en dicho modelo. No obstante en este trabajo se ha decidido continuar con este modelo, dado que la influencia de estos errores pequeños en las escalas de tiempo en que se desarrollan las fluctuaciones de potencia pueden ser despreciados.

De hecho, el modelo se ajusta bastante bien, más teniendo en cuenta que incluso el modelo que ha sido empleado para el coeficiente de empuje (eq. [3.22](#)) es una aproximación general. Además, la simplicidad del modelo, junto a la coincidencia aceptable con los resultados experimentales, lo convierten en un modelo muy adecuado para ser empleado dentro de un modelo global para las fluctuaciones de potencia del parque eólico completo.

Resumiendo, el coeficiente del déficit de la velocidad causado por la estela puede ser calculado a partir de la expresión siguiente

$$c_{n+1} = \frac{\overline{V_{n+1}}}{V_0} = 1 - \left[\frac{(\beta_w + 0,125 \cdot n \cdot s_r)}{(\beta_w + 0,125 \cdot (n+1) \cdot s_r)} (1 - c_n) + \frac{\frac{1}{2} \cdot C_T \cdot c_n}{(\beta_w + 0,125 \cdot (n+1) \cdot s_r)} \right]$$

siendo $\alpha_w = 0,125$ y n el número de turbinas eólicas aguas arriba.

O bien considerando un déficit promedio en todas las turbinas del parque y en todas las direcciones del viento:

$$c_w = 0,90$$

o en la dirección dominante:

$$c_w(\Phi_d \approx 277 \text{deg.}) = 0,85$$

Concretamente, en esta tesis se utilizan los dos últimos modelos.

La “intensidad de turbulencia ambiental dentro del parque eólico” se estima mediante:

$$I_{V,WF} = \frac{I_{V_0} + \sqrt{I_{V_0}^2 + \left(\frac{0,36}{1+0,2\sqrt{s_r \cdot s_c / C_T}} \right)^2}}{2}$$

donde C_T puede estimarse como $C_T \approx \frac{3,5(2V_0 - 3,5)}{V_0^2}$

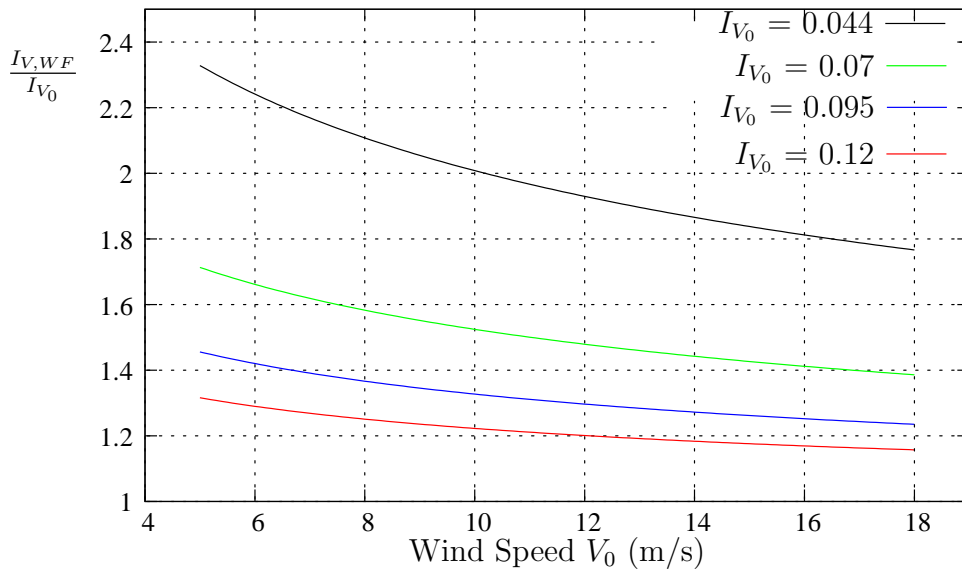
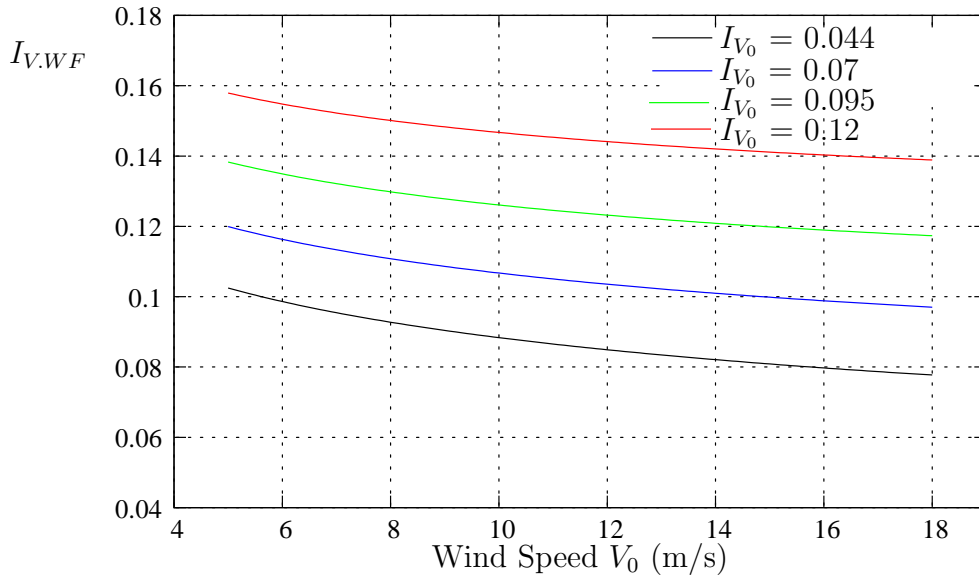


Figura 3.16: Turbulencia ambiental en el parque eólico predicta por la aplicación del modelo de Frandsen al Parque Eólico de Nysted en función de la intensidad turbulenta ambiental y de la velocidad media del viento.

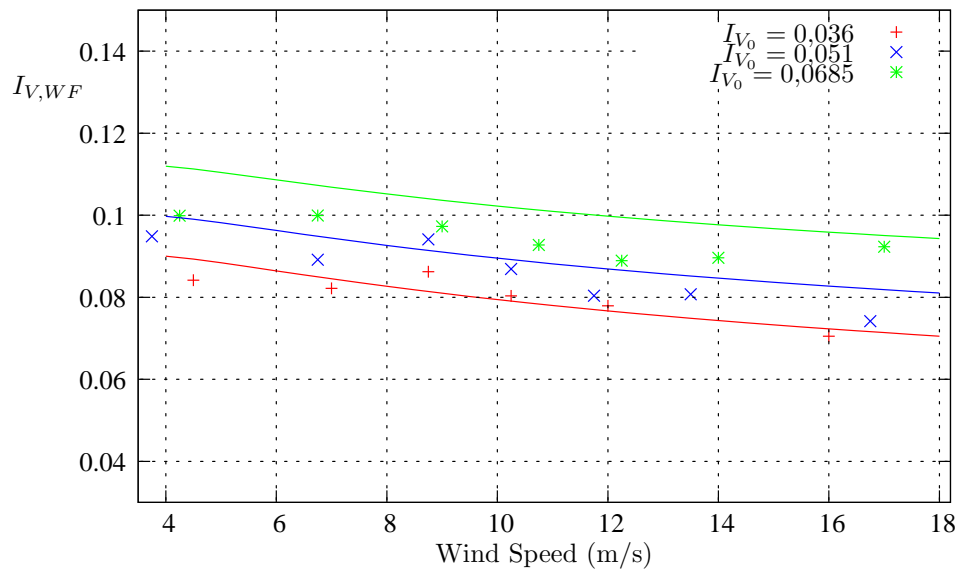


Figura 3.17: Comparación entre el incremento de la turbulencia medida en el parque eólico de Nysted para distintas turbulencias iniciales I_{V_0} y el incremento dado por el modelo de Frandsen en idénticas condiciones.

3.2.3. Modelos de coherencia espectral

Cuando se examina la parte oscilante de la velocidad del viento en una malla formada por N puntos, se puede expandir el concepto de la densidad espectral de potencia (PSD), tal y como se indica en la bibliografía (Veers, 1988; Sørensen et al., 2002), en una matriz de densidad espectral de potencia cruzada $\overline{\overline{S}}(f)$, en la que sus $N \times N$ componentes vienen dados por

$$\overline{\overline{S}} = [S_{ab}(f)] = \left[F(\phi_{v,ab}(\tau))_{(f)} \right] = \left[\int_{-\infty}^{\infty} \phi_{v,ab}(\tau) e^{-j2\pi f\tau} d\tau \right] \quad (3.25)$$

donde $\phi_{v,ab}(\tau)$ es la función correlación cruzada entre los puntos a y b : $\phi_{v,ab}(\tau) = \mathbf{E}(v_a(t) \cdot v_b(t - \tau))$, por lo que los términos en la diagonal S_{aa} corresponderán con la densidad espectral de potencia definida anteriormente.

Así, se define la función de coherencia espectral γ como

$$\gamma = \frac{S_{ab}(f)}{\sqrt{S_{aa}(f)S_{bb}(f)}} \quad (3.26)$$

de esta forma los componentes de la matriz que no pertenecen a la diagonal ($a \neq b$) pueden expresarse como

$$S_{ab}(f) = \gamma \sqrt{S_{aa}(f)S_{bb}(f)} \quad (3.27)$$

Normalmente, el valor absoluto de esta función de coherencia ha sido estimado empíricamente en diversos marcos. Mientras que la parte angular esta relacionada con el retraso (τ_{ab}) de la onda de viento entre ambos puntos ($S_{ab}(f) = |S_{ab}(f)| \cdot e^{-j2\pi f\tau_{ab}}$), siendo dicho retraso considerado nulo normalmente en el marco de la coherencia en el rotor de un aerogenerador (Veers, 1988). Sin embargo, en el marco de un parque eólico, ese retraso es importante y ha sido estimado por Sørensen et al. (2002) a partir de la velocidad media

$$\tau_{ab} \approx \frac{d_{ab} \cos \alpha_{ab}}{\overline{V}} \quad (3.28)$$

donde α_{ab} es el ángulo de incidencia mostrado en la figura 3.18.

Respecto a los modelos de coherencia existentes, la mayoría de los mismos están basados en modificaciones del desarrollado por Davenport (1961), que propuso un comportamiento exponencial según la ecuación siguiente Who suggested an exponential behaviour explained by the following expression

$$|\gamma(f, d_{ab})| = e^{-a_{df} \frac{d_{ab} \cdot f}{\overline{V}}} \quad (3.29)$$

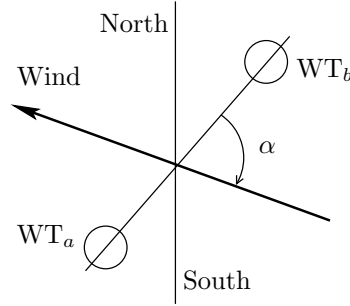


Figura 3.18: Ángulo de incidencia (α) entre la velocidad del viento V y los puntos a y b .

donde a_{df} , denominado normalmente factor de decaimiento, es una constante con valor 7,7, para la que [Frost et al. \(1978\)](#) propuso posteriormente el valor 7,5.

Tras varios experimentos, [Solari \(1987\)](#) concluyó que el valor del factor de decaimiento oscilaba entre 2 y 27, estando esta oscilación relacionada con d_{ab}/z . En ese trabajo, Solari también revisó el modelo de Davenport, reemplazando \bar{U} con $U_{ab} = \left(\frac{\bar{U}_a + \bar{U}_b}{2}\right)$, y el factor de decaimiento $a_{df,ab}$ con $a_{df,ab} = b_\mu \left(\frac{d_{ab}}{z_m}\right)^{1/4}$ donde z_m es la altura media sobre el suelo de ambos puntos y $b_\mu = 12 + 5\mu_b$, siendo μ_b una variable estocástica con densidad de probabilidad uniforme en el intervalo $[-1, 1]$.

Los modelos propuestos por Davenport y Solari se han representado en la figura 3.19, para el caso de dos puntos separados 500 m, a una altura de 70 m y bajo un viento cuya velocidad media asciende a 9 m/s. Para ilustrar la variabilidad introducida por el modelo de Solari se ha representado el rango de variabilidad en el que se encuentra la coherencia según dicho modelo.

No obstante, en el marco de las simulaciones de un parque eólico, el ángulo de incidencia α_{ab} tiene una influencia relevante en la función de coherencia que ninguno de estos modelos ha tenido en cuenta ([Viguera-Rodríguez et al., 2006](#)).

Esta dependencia sí fue introducida en las modificaciones propuestas por [Schlez y Infield \(1998\)](#), en las que se dividió el factor de decaimiento en dos componentes diferentes: un factor de decaimiento longitudinal a_{long} y uno lateral a_{lat} ; viniendo dado el factor de decaimiento para un ángulo de incidencia intermedio a través de

$$a = \sqrt{(a_{long} \cos \alpha_{ab})^2 + (a_{lat} \sin \alpha_{ab})^2} \quad (3.30)$$

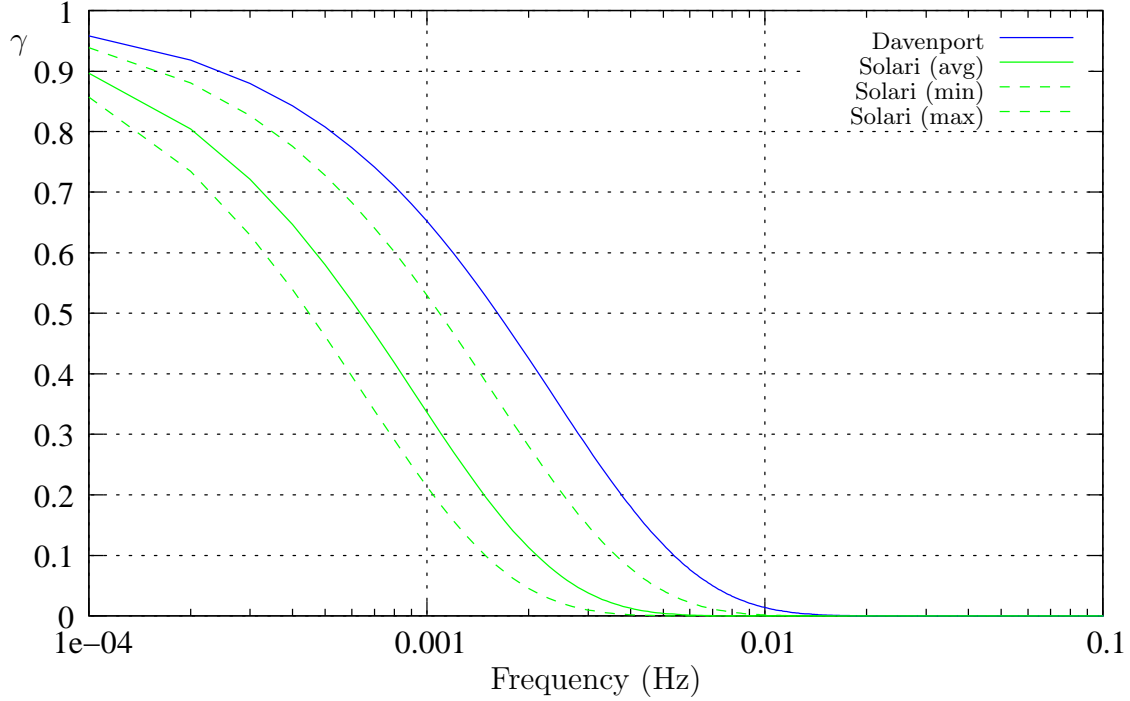


Figura 3.19: Comparación entre la coherencia de la velocidad del viento predicha por el modelo de Davenport y el rango de coherencias referente al modelo de Solari para el caso en que la velocidad media del viento en los dos puntos es de 9 m/s, ambos puntos está a 70 m de altura y su separación es de 500 m.

proponiendo los siguientes valores para los factores de decaimiento longitudinal y lateral:

$$a_{long} = (15 \pm 5) \cdot I_V \quad (3.31)$$

$$a_{lat} = (17,5 \pm 5) \cdot I_V \bar{V} \quad (3.32)$$

donde I_V es la intensidad turbulenta definida por $I_V = \frac{\sigma_v}{\bar{V}}$

El problema con este modelo empírico es que no es adecuado para el tamaño actual de los parques eólicos, especialmente en el caso de los parques marítimos, debido a que los experimentos, que fueron llevados a cabo en la estación de medidas del *Rutherford Appleton Laboratory*, contemplaron alturas de 18 m y distancias de hasta de 100 m. Ésto se ha demostrado en el seno de esta tesis doctoral en (Vigueras-Rodríguez et al., 2006), donde se midió la coherencia a 70 m de altura y distancias de hasta 1500 m en el parque eólico de Nysted, así como en (Nanahara et al., 2004) donde se llevaron a cabo mediciones en 2 estaciones de medida cercanas al “Mar del Japón” con

distancias de hasta 1700m.

Por lo que hasta ahora, no habían modelos aptos para el cálculo de la coherencia horizontal de la velocidad del viento en las distancias típicas de un parque eólico, por lo tanto, la coherencia espectral en parques eólicos marinos de gran tamaño ha sido estudiada, proponiendo un modelo válido para esta escala. No obstante, dada la extensión de dicho estudio, se explica posteriormente en el capítulo 4.

Por otro lado, para los modelos descritos en las secciones posteriores, también se necesita utilizar un modelo de coherencia para la velocidad del viento en el disco rotor de una turbina eólica, en este marco hay una revisión importante realizada por Saranyasoontorn et al. (2004b), en la se analizan diversos modelos. En éste trabajo, se ha decidido emplear uno de ellos, concretamente el sugerido por IEC 61400-21 que expresa la función de coherencia mediante

$$|\gamma(f, d_{ab})| = e^{-12 \cdot \sqrt{\left(\frac{d_{ab} \cdot f}{\bar{V}}\right)^2 + \left(0,12 \cdot \frac{d_{ab}}{L_1}\right)^2}} \quad (3.33)$$

En efecto, esta coherencia no tiene una influencia significativa, pues sus efectos son suavizados por el modelo de parque como se muestra posteriormente.

Resumiendo, para el modelo de coherencia espectral entre puntos en un parque eólico no habían modelos adecuados, por lo que se han desarrollado en esta tesis, aunque dada su extensión se describe posteriormente en el capítulo 4.

Por otro lado, respecto a la coherencia espectral dentro del disco rotor de un aerogenerador, que es empleada posteriormente en el modelo de turbina eólica, se utiliza el siguiente modelo:

$$|\gamma(f, d_{ab})| = e^{-12 \cdot \sqrt{\left(\frac{d_{ab} \cdot f}{\bar{V}}\right)^2 + \left(0,12 \cdot \frac{d_{ab}}{L_1}\right)^2}}$$

donde f es la frecuencia, d_{ab} la distancia entre ambos puntos, \bar{V} la velocidad media del viento y L_1 la longitud integral, que puede expresarse en función de la altura sobre el suelo (z), según la expresión siguiente:

$$L_1 = \begin{cases} 5,67 \cdot z & z \leq 60m \\ 340,2m & z > 60m \end{cases}$$

3.3. Modelo de la turbina eólica

Tal y como fue planteado en la introducción de este capítulo, el modelo de la turbina eólica relaciona las series de velocidad del viento en una turbina con la potencia producida por la misma (figure 3.5). En este trabajo, se ha considerado la velocidad del viento en el buje de las turbinas como la entrada del modelo como se muestra en la figura 3.20.

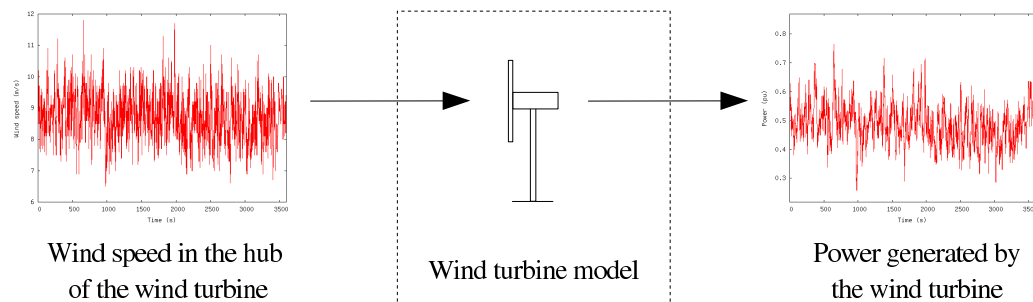


Figura 3.20: Esquema del modelo de una turbina eólica como parte de un modelo diversificado.

El rotor se modela mediante el modelo de velocidad de viento equivalente. Este modelo, desarrollado por Sørensen (1994), consiste, como muestra la figura 3.21, en la conversión de la distribución de velocidades del viento en el disco rotor en una velocidad de viento equivalente (V_{eq}) que aplicada de forma uniforme al disco produce el mismo par, i.e. $T_t(\bar{V} + v(t, r, \varphi)) = T_t(V_{eq}(t))$.

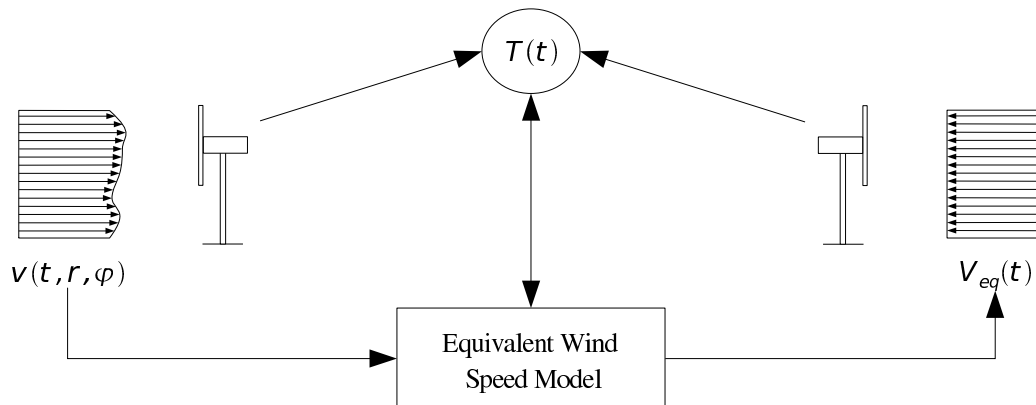


Figura 3.21: Esquema del modelo de viento equivalente.

El procedimiento mediante el que se desarrolla dicho modelo se aplica dicho modelo fue desarrollado por Sørensen et al. (2002), no obstante, se resume a continuación:

El par aerodinámico (T_t) se calcula sumando el par (M_b) ejercido por cada pala (b)

$$T_t(t) = \sum M_b(t) \quad (3.34)$$

donde el par producido por cada pala se calcula linealizando, en torno a la velocidad media del viento (\bar{V}), su dependencia de la misma

$$M_b(t) = M(\bar{V}) + \int_{r_0}^R \psi(r) \cdot v(t, r, \varphi_b) dr \quad (3.35)$$

donde r_0 es el radio interior del disco rotor, ψ es la constante procedente de la linealización en \bar{V} y en el radio r , es decir $\phi(r) = \frac{\partial^2 M_b}{\partial V \partial r}(\bar{V}, r)$

De esta forma el par aerodinámico generado por el viento real viene dado por

$$T_t(t) = 3 \cdot M(\bar{V}) + \sum_{b=1}^3 \int_{r_0}^R \psi(r) \cdot v(t, r, \varphi_b) dr \quad (3.36)$$

A la vez, repitiendo las ecuaciones anteriores para el caso de una velocidad de viento equivalente $V_{eq}(t)$

$$T_t(t) = 3 \cdot M(\bar{V}) + (V_{eq}(t) - \bar{V}) \sum_{b=1}^3 \int_{r_0}^R \psi(r) \quad (3.37)$$

Y por la definición del viento equivalente

$$V_{eq}(t) = \bar{V} + \frac{1}{3 \int_{r_0}^R \psi(r) dr} \sum_{b=1}^3 \int_{r_0}^R \psi(r) v(t, r, \varphi_b) \quad (3.38)$$

Definiendo

$$v_{eq}(t) = V_{eq}(t) - \bar{V} \quad (3.39)$$

y una velocidad del viento ponderada $v_\psi(t, \varphi_b) = \frac{\int_{r_0}^R \psi(r) v(t, r, \varphi_b)}{\int_{r_0}^R \psi(r) dr}$

$$v_{eq}(t) = \frac{1}{3} \sum_{b=1}^3 v_\psi(t, \varphi_b) \quad (3.40)$$

Aplicando una expansión de Fourier al ángulo azimutal

$$v_\psi(t, \varphi_b) = \sum_{k=-\infty}^{\infty} \tilde{v}_{\psi,k}(t) e^{jk\varphi_b} \quad (3.41)$$

siendo

$$\tilde{v}_{\psi,k}(t) = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} v_{\psi}(t, \varphi_b) e^{-jn\varphi} d\varphi \quad (3.42)$$

Esta expresión puede ser introducida en la ecuación 3.40, además dado que φ_1 , φ_2 y φ_3 distan entre ellas $\frac{2\pi}{3}$, únicamente los coeficientes cuyos ordenes son múltiplos de 3 no conducirán a una suma nula

$$v_{eq}(t) = \sum_{k=-\infty}^{\infty} \tilde{v}_{\psi,k}(t) e^{j3k\varphi_1} \quad (3.43)$$

En el trabajo citado, solo se consideran los efectos de los armónicos 0 y 3:

$$v_{eq}(t) \approx \tilde{v}_{\psi,0}(t) + 2 \operatorname{Re}(\tilde{v}_{\psi,3}(t)) \cos(3\varphi_1) + 2 \operatorname{Im}(\tilde{v}_{\psi,3}(t)) \sin(3\varphi_1) \quad (3.44)$$

Aunque la escala temporal del tercer armónico es mucho menor que el marco de tiempo de interés en este estudio, de hecho, $\omega_r \approx 16,5rpm$, por lo que el período de la componente 3P en la ecuación 3.44 es de aproximadamente 1,2s que sólo es ligeramente superior que el período de muestreo empleado en este trabajo, por lo tanto sólo el armónico 0 será utilizado:

$$v_{eq}(t) \approx \tilde{v}_{\psi,0}(t) \quad (3.45)$$

Como la oscilación del viento se ha modelado por medio de una función PSD (section 3.2.1), es muy útil calcular la función de admitancia que relaciona $S(f)$ con la densidad espectral de potencia (PSD) de cada uno de los componentes azimutales de la velocidad de viento equivalente, en este caso como únicamente se esta considerando la componente 0P $S_{\tilde{v}_{\psi,0}}$, que por lo tanto será equivalente a $S_{v_{eq}}$, o a $S_{V_{eq}}$ dado que la diferencia es sólo un término constante, es decir

$$\frac{S_{v_{eq}}(f)}{S(f)} = F_{\tilde{v}_{\psi,0}} \quad (3.46)$$

Esta función de admitancia fue calculada analíticamente por Sørensen (1994), a partir de la ecuación 3.42, de una función de coherencia para la velocidad del viento en el disco rotor y considerando $S(f)$ referente a la velocidad del viento en un único punto a la altura del buje.

Concretamente, mediante la función de coherencia descrita anteriormente en la sección 3.2.3 (ecuación. 3.33). La función de admitancia analítica puede ser simplificada en la siguiente expresión (Sørensen et al., 2008)

$$F_{V_{eq}}(f) = \frac{S_{V_{eq}}(f)}{S(f)} = \frac{1}{\left(1 + \left(\frac{\sqrt{f^2 + f_1^2}}{f_0}\right)^{\frac{4}{3}}\right)^{\frac{3}{2}}} \quad (3.47)$$

siendo f_0 y f_1 parámetros dados respectivamente por $f_0 = \frac{\sqrt{2}}{a_{df}} \cdot \bar{V}$ y $f_1 = 0,12 \cdot \frac{\bar{V}}{L_1}$, donde R es el radio del rotor, \bar{V} es la velocidad media del viento en el rotor y a_{df} es el factor decaimiento de la coherencia de la velocidad del viento en puntos del disco rotor por lo que $a_{df} \approx 12$ con la función de coherencia empleada (ecuación 3.33).

Así, la ecuación anterior por medio de una función de admitancia relaciona la velocidad del viento en un punto con la velocidad de viento equivalente que aplicada uniformemente en el disco rotor produce el mismo par que la distribución de vientos real. A partir de dicha función de admitancia puede calcularse de forma sencilla la función de transferencia equivalente, por ejemplo, mediante la expresión que Langreder (1996) estableció $|H(s = j2\pi f)| = \sqrt{F_{V_{eq}}(f)}$. En la figura 3.22 se expone un ejemplo de la aplicación de este modelo de viento equivalente a datos reales, formados por una serie de 1 hora de viento medida en la turbina A_{05} (fig. 2.2). También

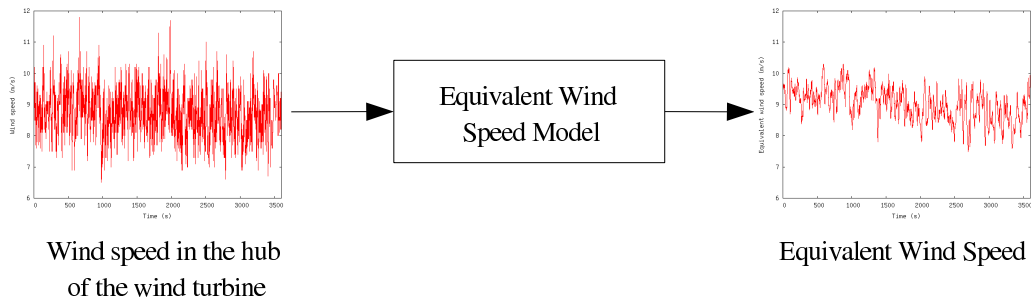


Figura 3.22: Ejemplo de cálculo de la velocidad de viento equivalente correspondiente a la velocidad del viento medida en un punto.

podría haberse introducido un modelo aerodinámico no estacionario, como el modelo simplificado empleado por Rosas (2003), pero teniendo en cuenta los experimentos realizados por Øye (1991), la constante de tiempo de dicho modelo se encuentra alrededor de $\frac{4}{\bar{V}}$, y por lo tanto el período “transitorio” de este modelo transcurre más rápido que el período de muestreo de los datos experimentales disponibles, así como de la escala temporal de las fluctuaciones de potencia estudiadas.

Tal y como se señala esquemáticamente en la figura 3.23, el par aerodinámico $T_t(t)$ se relaciona con la velocidad angular en el generador $\omega_e(t)$ a

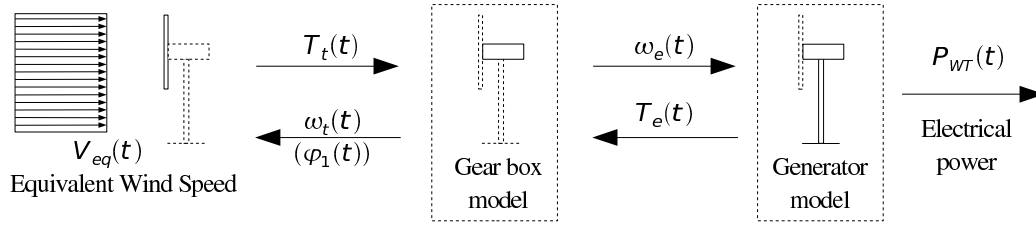


Figura 3.23: Esquema del modelo que relaciona la potencia eléctrica generada por la turbina eléctrica con la velocidad de viento equivalente.

través de la caja multiplicadora, en dicha figura se puede encontrar el resto de los modelos que componen la turbina eólica. Sin embargo, debido al amplio tamaño de la escala de tiempo analizada, así como a la falta de datos experimentales dentro de la turbina eólica, se decidió establecer directamente un modelo simple que relaciona la potencia eléctrica generada con la velocidad de viento equivalente.

Así, despreciando el efecto dinámico de esos elementos (caja de cambio, generador eléctrico y convertidores), el modelo puede aproximarse mediante una curva de potencia $P_{WT_i}(V_{eq,i})$. Para ello, como aproximación se ha calculado la curva de potencia a partir de promedios de la velocidad del viento en intervalos de 600 s y de 60 s ($\bar{V}_{eq} = \bar{V}$), como ejemplo la curva de potencia de A_{05} (ver fig. 2.2), calculada a partir de los datos del anemómetro situado en su góndola, se muestra en la figura 3.24.

De esta forma, el modelo de turbina eólica quedaría simplificado en el esquema mostrado en la figura 3.25, en el que el modelo vendría dado por dos componentes: una que convierte la velocidad del viento en un punto (a la altura del buje) en una velocidad equivalente, y otra relacionando dicha velocidad equivalente con la potencia generada en la turbina mediante una curva de potencia calculada a partir de datos reales.

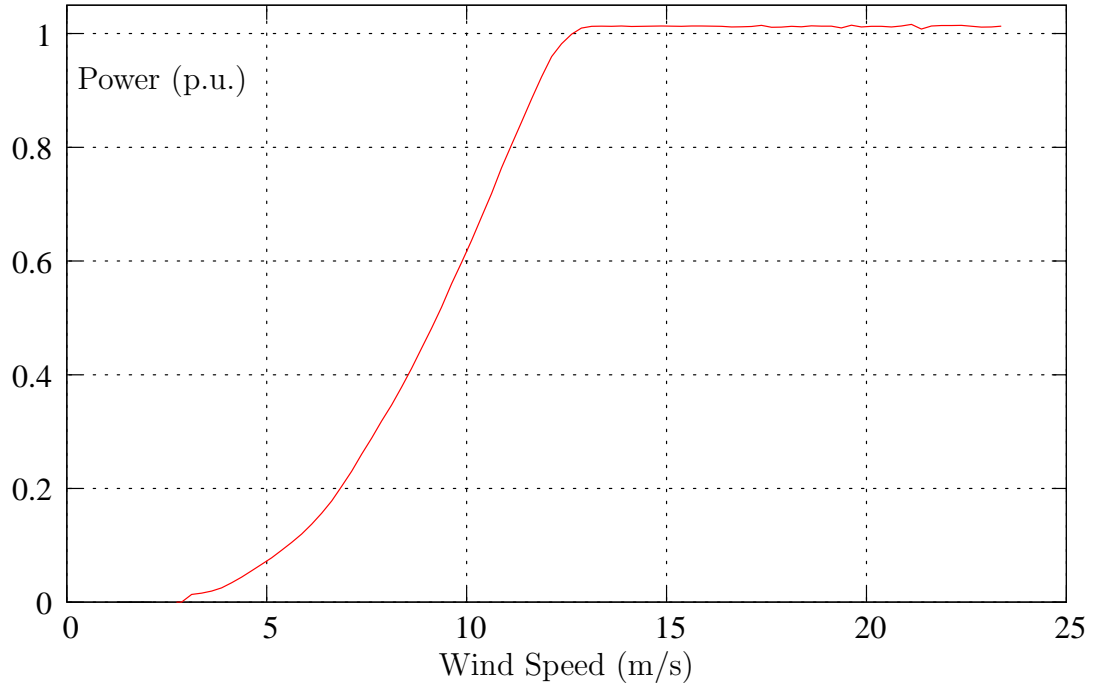


Figura 3.24: Curva de potencia calculada en intervalos de 1 minuto para la turbina eólica A_{05} mediante la velocidad de viento medida en su góndola.

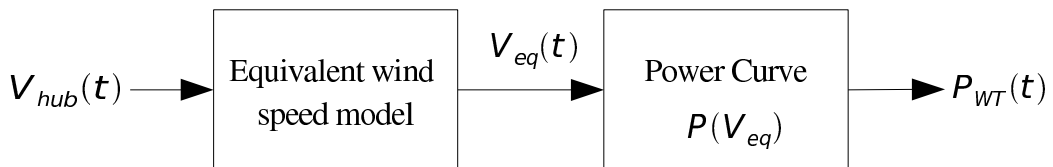


Figura 3.25: Esquema del modelo simplificado de una turbina eólica.

Resumiendo el modelo de turbina eólica aquí empleado está compuesto por una curva de potencia experimental que representa la relación $P(V_{eq})$ y un modelo de velocidad de viento equivalente según la función de admitancia siguiente:

$$F_{V_{eq}}(f) = \frac{S_{V_{eq}}(f)}{S(f)} = \frac{1}{\left(1 + \left(\frac{\sqrt{f^2 + f_1^2}}{f_0}\right)^{\frac{4}{3}}\right)^{\frac{3}{2}}}$$

siendo f_0 y f_1 parámetros dados respectivamente por $f_0 = \frac{\sqrt{2}}{a_{df}} \cdot \frac{\bar{V}}{R}$ y $f_1 = 0,12 \cdot \frac{\bar{V}}{L_1}$, donde R es el radio del rotor, \bar{V} es la velocidad media del viento en el rotor y a_{df} es el factor de decaimiento de la coherencia de la velocidad del viento en puntos situados en el disco rotor.

3.4. Modelo diversificado

En un modelo diversificado, cada turbina eólica se modela por separado, en la figura 3.26 se representa esquemáticamente el modelo (Sørensen et al., 2008), en el que el viento se modela mediante la densidad espectral de potencia comentada anteriormente (ecuación 3.8) y la turbina eólica se introduce mediante el modelo de velocidad de viento equivalente y la curva de potencia descritos anteriormente.

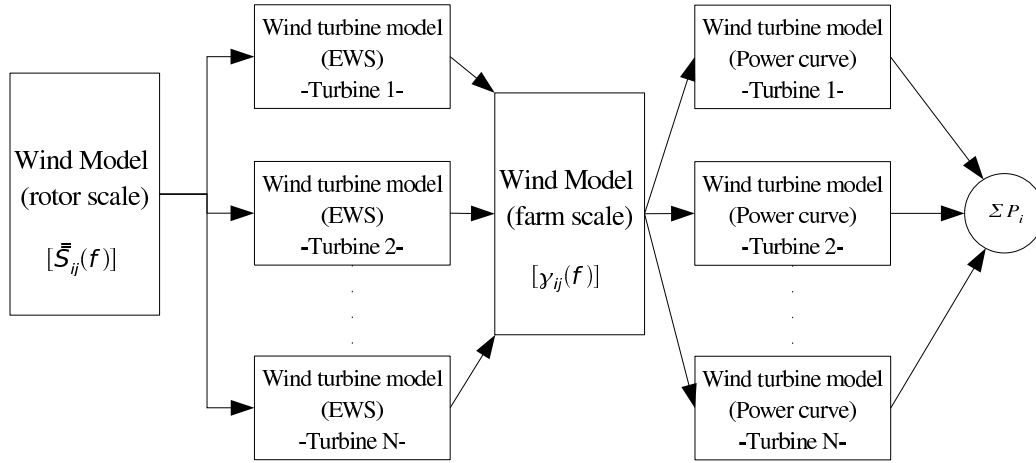


Figura 3.26: Esquema de modelo diversificado.

No obstante, con el objetivo de reducir el coste computacional los dos bloques que componen el modelo de turbina eólica se separan como muestra la figura 3.26.

De esta forma, a partir de la densidad espectral de potencia de la velocidad del viento en un punto ($S(f)$) y de la función de admitancia de la velocidad equivalente ($F_{V_{eq}}(f)$), se calcula la función de densidad espectral de la velocidad equivalente en cada turbina mediante la ecuación 3.47, por ejemplo, en la turbina i , de las N_{WT} turbinas, sería $S_{V_{eq},ii}(f) = F_{V_{eq}}(f) \cdot S_i(f)$.

Después, mediante el empleo de un modelo de coherencia, como los mencionados previamente en la sección 3.2.3, u otro más adecuado como el desarrollado aquí posteriormente (capítulo 4), se construye una matriz de densidad espectral de potencia cruzada (eq. 3.25) de la velocidad de viento equivalente en las turbinas, dicha función $S_{V_{eq},ij}(f) : \mathbb{R} \rightarrow \mathbb{R}^{(N_{WT} \times N_{WT})}$ vendrá dada

por

$$[S_{V_{eq,ij}}(f)] = \begin{cases} F_{V_{eq,i}}(f) \cdot S_{V_i}(f) & \text{if } i = j \\ \gamma_{ij}(\dots, f) \cdot \sqrt{F_{V_{eq,i}}(f) \cdot S_{V_i}(f) \cdot F_{V_{eq,j}}(f) \cdot S_{V_j}(f)} & \text{if } i \neq j \end{cases} \quad (3.48)$$

A partir de la matriz anterior, se pueden simular series temporales realistas de la velocidad de viento equivalente para cada turbina eólica, como se muestra en (Sørensen et al., 2008).

Para ello, es necesario encontrar velocidades de viento equivalente fluctuantes ($v_{eq}(t)$ en la ecuación 3.39), que siendo divididas en segmentos temporales cumplan la siguiente condición

$$[S_{V_{eq,ij}}(f)] \cdot \Delta f = \langle U(f) \cdot U^*(f) \rangle \quad (3.49)$$

donde el operador $\langle x \rangle$ representa el valor promedio de la variable estocástica x y $U(f)$ es la transformada de Fourier del vector compuesto por la parte fluctuante de la velocidad equivalente ($v_{eq}(t)$) en cada aerogenerador, es decir

$$U(f) = F[v_{eq,1}(t), v_{eq,2}(t), \dots, v_{eq,N_{WT}}(t)] \quad (3.50)$$

Esta ecuación tiene infinitas soluciones, para hallar una de ellas, se descompone $U(f)$ como el producto de una matriz determinista triangular inferior $U_{LT}(f)$ y un vector estocástico $N(f)$

$$U(f) = U_{LT}(f) \cdot N(f) \quad (3.51)$$

siendo $N(f)$ un vector de ruido, cuyos elementos no están correlacionados, que verifica la expresión siguiente

$$\langle N(f) \cdot N^*(f) \rangle = I_{N \times N} \quad (3.52)$$

donde $I_{N \times N}$ es la matriz unidad $N \times N$.

En este contexto, $N(f)$ se ha simulado normalmente como un número complejo de modulo unitario y con una parte angular aleatoria distribuida uniformemente, por ejemplo en los trabajos sobre modelado del viento realizados por Veers (1988) y por Sørensen et al. (2002). Sin embargo, para mejorar el comportamiento, tras observar la variabilidad de los datos reales en (Sørensen et al., 2008) y en este trabajo, se ha asumido que las partes real e imaginaria siguen una distribución gaussiana o normal, donde $N(f)$ puede ser simulado por medio de una densidad de probabilidad uniforme para la parte angular y en cuanto a su modulo, utilizando una distribución de Rayleigh, con la función de probabilidad siguiente $pdf(x) = 4xe^{-2x^2}$.

Introduciendo la ecuación 3.51 en la ecuación 3.49 y aplicando la relación 3.52

$$S_{V_{eq,[i,j]}}(f) \cdot \Delta f = \sum_{r=1}^j U_{LT,[i,r]} \cdot U_{LT,[j,r]}^*, \quad j \leq i \quad (3.53)$$

De donde $U_{LT}(f)$ puede calcularse a través del algoritmo siguiente (Cholesky-Crout)

$$U_{LT,[i,j]} = \begin{cases} \frac{S_{V_{eq,[i,j]}} \cdot \Delta f - \sum_{r=1}^{j-1} U_{LT,[i,r]} \cdot U_{LT,[j,r]}^*}{U_{LT,[j,j]}} & j < i \\ \sqrt{S_{V_{eq,[i,i]}} \cdot \Delta f - \sum_{r=1}^{i-1} |U_{LT,[i,r]}|^2} & j = i \end{cases} \quad (3.54)$$

Y una vez que $U_{LT}(f)$ y $N(f)$ han sido calculados, se puede obtener $v_{eq,i}(t)$ por medio de la transformada inversa de Fourier de cada componente de $U(f)$ dado por la ecuación 3.51.

Después de hallar $V_{eq,i}(t)$ para cada turbina, se puede emplear el segundo bloque del modelo de turbina eólica, es decir el modelo de curva de potencia descrito en la sección previa, que estima la producción de potencia de cada turbina a partir de las series de velocidad de viento equivalente calculadas previamente ($P(V_{eq,i}(t))$).

Llegado a este punto del procedimiento de la simulación, el cálculo de la potencia en cada turbina $P_{WT_i}(t)$ es rápido y luego, la potencia activa en el parque eólico completo se obtiene sumando la potencia generada por cada turbina:

$$P_{WF}(t) = \sum_{i=1}^{N_{WT}} P_{WT_i}(t) \quad (3.55)$$

3.5. Modelo agregado

En el modelo agregado, que se introduce como una contribución de esta tesis, el parque eólico se simula dentro de un modelo simplificado en el cual las turbinas eólicas no se modelan por separado sino conjuntamente. Esto se hace para simplificar el modelo, de forma que el coste computacional desciende significativamente, y así se incrementa su idoneidad para realizar multitud simulaciones en marcos extensos (en cuanto a tiempo o en cuanto al número de aerogeneradores).

La principal diferencia, en cuanto a submodelos, con el diversificado es que se sustituye la curva de potencia de las turbinas eólicas con una curva de potencia del parque eólico, que relaciona la potencia generada por el parque eólico con la velocidad del viento promediada entre todas las turbinas del parque eólico $V_{ave}(t) = \frac{1}{N_{WT}} \sum_{i=1}^{N_{WT}} V_{eq,i}(t)$, i.e. $P_{WF} = f(V_{ave})$.

Su esquema puede verse en la figura 3.28, al igual que en el diversificado, está compuesto por un modelo de la densidad espectral de potencia (PSD) de la velocidad del viento, que por medio de la función de admitancia del rotor descrito anteriormente (ver ecuación 3.47) se transforma en una densidad espectral de potencia de la velocidad de viento equivalente, pero en este caso en lugar de generar series temporales de $V_{eq,i}(t)$, se calcula la función PSD de la velocidad del viento media en el parque eólico como se describe más adelante, generando la serie temporal de dicha velocidad media $V_{ave}(t)$, mediante la cual se calcula la potencia generada por el parque. Este procedimiento conlleva una reducción enorme del coste computacional, especialmente a medida que el número de turbinas eólicas consideradas en el sistema se incrementa.

Si se aplica la definición de la función densidad espectral de potencia (ecuación 3.1) a V_{ave} , donde $\phi_{V_{ave}}(\tau)$ vendría dado por

$$\begin{aligned}\phi_{V_{ave}}(\tau) &= \mathbf{E} \left[\frac{1}{N_{WT}} \sum_{i=1}^{N_{WT}} V_{eq,i}(t) \cdot \frac{1}{N_{WT}} \sum_{i=1}^{N_{WT}} V_{eq,i}(t + \tau) \right] = \\ &= \frac{1}{N_{WT}^2} \mathbf{E} \left[\sum_{i=1}^{N_{WT}} \sum_{j=1}^{N_{WT}} V_{eq,i}(t) \cdot V_{eq,j}(t + \tau) \right] = \\ &= \frac{1}{N_{WT}^2} \sum_{i=1}^{N_{WT}} \sum_{j=1}^{N_{WT}} \mathbf{E} [V_{eq,i}(t) \cdot V_{eq,j}(t + \tau)] = \\ &= \frac{1}{N_{WT}^2} \sum_{i=1}^{N_{WT}} \sum_{j=1}^{N_{WT}} \phi_{V_{eq,ij}}(\tau)\end{aligned}\quad (3.56)$$

y utilizando en la expresión anterior la definición de los términos que forman la matriz de densidad espectral de potencia cruzada (ecuación 3.25), la función PSD de la velocidad de viento media puede expresarse como sigue

$$S_{V_{ave}}(f) = \frac{1}{N_{WT}^2} \cdot \sum_{i=1}^{N_{WT}} \sum_{j=i}^{N_{WT}} S_{V_{eq,[i,j]}}(f) \quad (3.57)$$

recordando que $S_{V_{eq,[j,i]}} = S_{V_{eq,[i,j]}^*$ y considerando la ecuación 3.25, $S_{V_{ave}}(f)$ puede ser escrita en términos de la densidad espectral de potencia en cada turbina y de la coherencia espectral entre la velocidad en las mismas

$$S_{V_{ave}}(f) = \frac{1}{N_{WT}^2} \cdot \sum_{i=1}^{N_{WT}} \sum_{j \leq i} 2 \operatorname{Re}(\gamma_{i,j}(f)) \sqrt{S_{V_{eq,i}}(f) \cdot S_{V_{eq,j}}(f)} \quad (3.58)$$

con $\gamma_{i,i} = 1$ y siendo $\operatorname{Re}(\gamma_{i,j}(f))$ la parte real de la coherencia entre las velocidades en las turbinas i y j ($\gamma_{i,j}(f)$).

Asimismo, introduciendo la ecuación 3.47, la ecuación anterior puede expresarse en función de la densidad espectral de potencia de la velocidad del

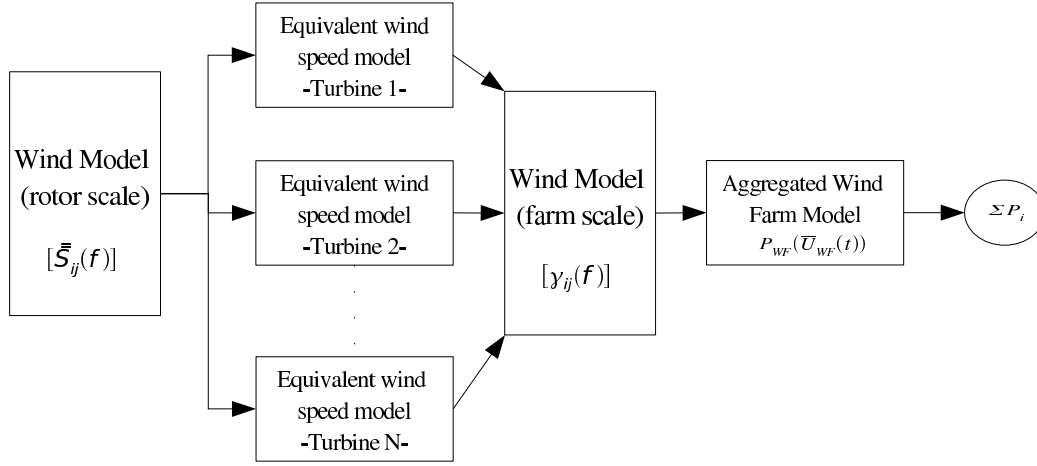


Figura 3.27: Esquema de modelo agregado.

viento en cada buje.

$$S_{V_{ave}}(f) = \frac{1}{N_{WT}^2} \cdot \sum_{i=1}^{N_{WT}} \sum_{j \leq i} 2 \operatorname{Re}(\gamma_{i,j}(f)) \sqrt{F_{V_{eq,i}}(f) \cdot F_{V_{eq,j}}(f) \cdot S_i(f) \cdot S_j(f)} \quad (3.59)$$

Así, esta ecuación representaría todos los bloques del modelo (fig. 3.28), desde el modelo del viento en un punto hasta la velocidad media del parque.

Si se considera un parque eólico formado por turbinas eólicas similares, y se considera que $F_{V_{eq}}(f)$ es la misma para cada turbina, la ecuación anterior para $S_{V_{ave}}(f)$ puede simplificarse a

$$S_{V_{ave}}(f) = \frac{F_{V_{eq}}(f)}{N_{WT}^2} \cdot \sum_{i=1}^{N_{WT}} \sum_{j \leq i} 2 \operatorname{Re}(\gamma_{i,j}(f)) \sqrt{S_i(f) \cdot S_j(f)} \quad (3.60)$$

Otra simplificación que puede llevarse a cabo es considerar que la densidad espectral de potencia del viento es idéntica en todos los aerogeneradores $S(f)$, esto podría hacerse tomando como aproximación el espectro dentro de la estela, dado que proporcionalmente es el predominante, o un valor intermedio, en este caso la ecuación quedaría simplificada en

$$S_{V_{ave}}(f) = F_{V_{eq}}(f) \cdot \frac{S(f)}{N_{WT}^2} \cdot \sum_{i=1}^{N_{WT}} \sum_{j \leq i} 2 \operatorname{Re}(\gamma_{i,j}(f)) = F_{WF}(f) \cdot F_{V_{eq}}(f) \cdot S(f) \quad (3.61)$$

donde la función de admitancia del parque eólico se define como

$$F_{WF}(f) = \frac{1}{N_{WT}^2} \cdot \sum_{i=1}^{N_{WT}} \sum_{j \leq i} 2 \operatorname{Re}(\gamma_{i,j}(f)) \quad (3.62)$$

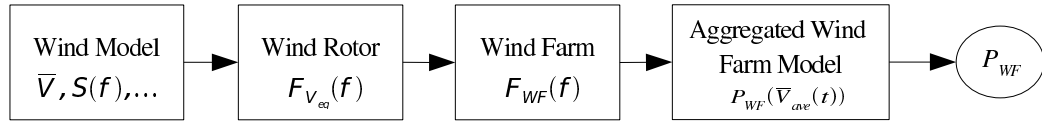


Figura 3.28: Esquema simplificado de un modelo agregado.

Partiendo del modelo para la velocidad del viento media en el parque eólico dado por la ecuación 3.59 o de una de sus simplificaciones (ecuación 3.60 o 3.61), pueden generarse series temporales para la parte fluctuante de dicha velocidad media, siendo esto realizado mediante un procedimiento análogo al descrito en la sección anterior. Así, $U_{ave}(f) = \mathbb{F}[v_{ave}(t)]$, se puede descomponer en un término determinista $U_{ave,LT}(f)$ y uno estocástico $N_{ave}(f)$, verificando las ecuaciones 3.51 y 3.52, siendo en este caso $N = 1$.

De esta forma, la parte determinista vendría dada por

$$U_{ave,LT}(f) = \sqrt{S_{V_{ave}}(f) \cdot \Delta f} \quad (3.63)$$

siendo $N_{ave}(f)$ una variable compleja de ruido, cuyas partes real e imaginaria no están correlacionadas y siguen una distribución de probabilidad normal, que será generada mediante una variable aleatoria de distribuida uniformemente en el intervalo $[0, 2\pi]$ para la parte angular y otra generada mediante una distribución de Rayleigh con densidad de probabilidad dada por $pdf(x) = 4xe^{-2x^2}$ para el modulo.

Una vez calculado $U_{ave}(f)$, puede obtenerse $V_{ave}(t)$ mediante la Transformada Inversa de Fourier y añadiéndole el término “no fluctuante”, en el que pueden ser incluidos los efectos del déficit de velocidad causados por la estela, que han sido descritos en la sección 3.2.2.

Entonces, se emplea la curva de potencia agregada del parque eólico para estimar la potencia producida por el parque eólico a partir de la serie $V_{ave}(t)$ generada anteriormente. Para ello, se ha desarrollado una curva de potencia experimental para el parque eólico de Nysted, mediante un procedimiento análogo al seguido para las curvas de potencia de una turbina eólica realizadas en el modelo diversificado. Dicha curva se muestra en la figura 3.29.

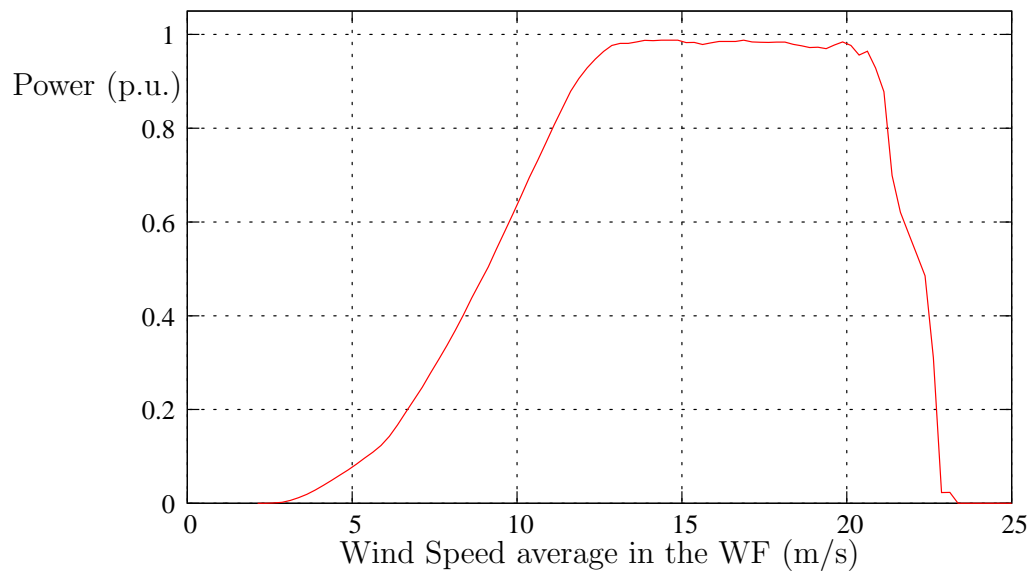


Figura 3.29: Curva de potencia, calculada a través de intervalos de 1 minuto, en la que se relaciona la potencia eléctrica de todo el parque eólico de Nysted con la velocidad media en las turbinas que lo componen.

3.6. Sumario

El objetivo de este capítulo era el desarrollo de un modelo para las fluctuaciones de potencia generadas en los grandes parques eólicos marítimos.

Para alcanzar ese objetivo, el modelo se ha dividido en bloques de elementos, siendo cada uno de esos elementos revisado y analizado, en algunos de ellos, ajustando los modelos encontrados en la bibliografía mediante los datos del parque eólico de Nysted; y en otros, desarrollando modelos o procedimientos adecuados. Así, se han tratado dos bloques principales: el modelo del viento dentro del parque eólico y el de la turbina eólica, que han sido integrados a través de dos procedimientos diferenciados: el diversificado y el agregado.

Respecto al bloque de la velocidad del viento, las fluctuaciones de la velocidad del viento en un punto, por ejemplo a la altura del buje, se ha modelado por medio de una función de densidad espectral de potencia (PSD), concretamente, se han empleado las funciones propuestas por Sørensen et al. (ecuación 3.8) y por IEC 61400-1 (ecuación 3.4), simplificándolas a la expresión dada por la ecuación 3.10 y ajustando sus parámetros, usando, en ambos casos, los datos de los parques eólicos de Nysted y de Horns Rev.

Además para la relación entre las fluctuaciones del viento en distintos aerogeneradores, se ha empleado el concepto de la coherencia espectral. Se ha revisado los modelos existentes, mostrando que no son adecuados para el contexto de las fluctuaciones de potencia en grandes parques eólicos, y por lo tanto, se ha desarrollado un modelo nuevo apto para dicho contexto, aunque debido a su extensión, se ha desarrollado en el capítulo 4.

Los efectos de la estela se han dividido a su vez en dos bloques diferenciados, en uno se introduce el efecto del déficit en la velocidad, mientras que en el otro se trata el incremento de la turbulencia ocasionado por la estela. Por simplicidad en el modelo global, el primero se ha modelado mediante un promedio del déficit de la velocidad en todo el parque eólico, que es introducido en algunas simulaciones dependiendo de la dirección del viento, o como el promedio del coeficiente de déficit para todas las direcciones. Esta aproximación es adecuada para el cálculo de las fluctuaciones de la potencia de todo el parque eólico, con la excepción de las situaciones en que la velocidad del viento se encuentra cerca de la velocidad de arranque o de corte, donde crece la importancia de saber el viento “exacto” en cada turbina eólica, para ello se propone el empleo del modelo de Frandsen, y se ajusta uno de los modos de estela de dicho modelo.

En cuanto al incremento de la turbulencia, de forma análoga al modelo

anterior, se emplea una “intensidad turbulenta ambiental en el parque eólico” como una aproximación, considerando el promedio de la intensidad turbulenta en todo el parque eólico. Este modelo, desarrollado por Frandsen, ha sido comparado con resultados experimentales en el parque eólico de Nysted, obteniéndose una coincidencia satisfactoria.

En el modelado de las turbinas eólicas, tras considerar el marco temporal y los datos experimentales disponibles, se ha simplificado el modelo en dos bloques, estando el primero de ellos formado por una simplificación (ecuación 3.47) del modelo de velocidad de viento equivalente desarrollado por P. Sørensen, y consistiendo el segundo en una curva de potencia estacionaria ajustada por medio de datos experimentales del parque eólico de Nysted.

Después, todos los bloques han sido integrados en un modelo global de fluctuación de potencia, simulado desde procedimientos distintos: el diversificado y el agregado.

Se ha explicado el procedimiento de simulación del modelo diversificado, desarrollado dentro de un trabajo (Sørensen et al., 2008) en el que el autor de esta tesis ha colaborado.

Asimismo, en este trabajo con el objetivo de reducir el tiempo de simulación significativamente, se ha desarrollado el algoritmo para el modelo agregado. Para ello, se han utilizado los bloques anteriores para desarrollar una función de densidad espectral de potencia (PSD) (ecuación 3.59) de la velocidad del viento promediada para todas las turbinas eólicas, proponiendo seguidamente un procedimiento de simulación para dicha velocidad, así como una curva de potencia agregada, calculada a partir de datos experimentales procedentes del parque eólico de Nysted, que la relaciona con la potencia generada en todo el parque. También se ha desarrollado una simplificación del modelo, que emplea el mismo procedimiento de simulación con una ecuación simplificada para el PSD de la velocidad media dada por la ecuación 3.61.

El modelo global agregado, así como todos los submodelos descritos previamente, han sido implementados en funciones del programa de cálculo *GNU Octave*, manteniendo también la compatibilidad con el programa *MATLAB*.

Capítulo 4

Coherencia espectral dentro de un parque eólico marítimo

4.1. Introducción

En el capítulo anterior se presentó la importancia del desarrollo de un modelo de viento apto para la simulación de las fluctuaciones de potencia; además, se mostró la falta de un modelo de coherencia espectral apropiado al contexto de las distancias típicas de los grandes parques eólicos y en la escala temporal característica de dichas fluctuaciones.

Por lo tanto, como una contribución importante de esta tesis, en este capítulo se propone un modelo para la coherencia espectral horizontal entre la velocidad del viento en cada turbina eólica a la altura del buje, para ello, se han empleado los datos disponibles del parque eólico de Nysted (ver sección 2.2).

En la sección 4.2, se expone el procedimiento para obtener medidas de la coherencia a partir de los datos de la velocidad del viento disponibles, en la sección 4.3 se muestra y analiza esa coherencia calculada, para a continuación emplear esos datos para proponer y ajustar un modelo en la sección 4.4. Finalmente, en la sección 4.5, se realiza una comparación entre el nuevo modelo propuesto y los modelos previamente existentes descritos en el capítulo anterior.

4.2. Medición de la coherencia

4.2.1. Cálculo de la coherencia espectral

En la sección 3.2.3, se define la coherencia espectral entre la velocidad del viento en dos puntos como

$$\gamma(f) = \frac{S_{ab}(f)}{\sqrt{S_{aa}(f)S_{bb}(f)}} \quad (4.1)$$

donde $S_{ab}(f)$ es la densidad espectral de potencia cruzada (CPSD) entre la velocidad del viento en los puntos a y b , siendo $S_{aa}(f)$ y $S_{bb}(f)$ la densidad espectral de potencia (PSD) del viento en cada punto.

Dichas funciones espectrales vienen dadas por la ecuación siguiente:

$$S_{ab}(f) = \left[\mathbf{F}(\phi_{v,ab}(\tau))_{(f)} \right] \quad (4.2)$$

donde \mathbf{F} representa el operador transformada de Fourier y $\phi_{v,ab}(\tau)$ la correlación cruzada de la velocidad del viento entre los puntos a y b , definida por $\phi_{v,ab}(\tau) = \frac{1}{T} \int_T v_a(t)v_b(t - \tau)dt = \frac{1}{T} v_a(\tau) \otimes v_b(-\tau)$, donde “ \otimes ” es el operador convolución. Y considerando la propiedad de la convolución de la transformada de Fourier

$$S_{ab}(f) = \left[\mathbf{F} \left(\frac{1}{T} v_a(\tau) \otimes v_b(-\tau) \right)_{(f)} \right] = \frac{1}{T} \left[\mathbf{F}(v_a(\tau))_{(f)} \right] \cdot \left[\mathbf{F}(v_b(\tau))_{(f)} \right]^* \quad (4.3)$$

donde “ $*$ ” representa el conjugado complejo, análogamente

$$S_{aa}(f) = \frac{1}{T} \left[\mathbf{F}(v_a(\tau))_{(f)} \right] \cdot \left[\mathbf{F}(v_a(\tau))_{(f)} \right]^* \quad (4.4)$$

$$S_{bb}(f) = \frac{1}{T} \left[\mathbf{F}(v_b(\tau))_{(f)} \right] \cdot \left[\mathbf{F}(v_b(\tau))_{(f)} \right]^* \quad (4.5)$$

Esta expresión simplificada se utiliza posteriormente en la ecuación 4.1 para estimar la coherencia.

4.2.2. Procedimiento de cálculo de la coherencia

Con el objeto de obtener un modelo de coherencia en un marco de tiempo adecuado para este propósito, se han considerado intervalos temporales de 2 horas de amplitud.

Entre dichos intervalos, se preseleccionan los que disponen de un 75 % de datos válidos en las estaciones meteorológicas MM₂ y MM₃. Los datos de cada turbina eólica se consideran válidos cuando la turbina ha funcionado en estado “normal” y el porcentaje de datos válidos en la turbina es de al menos un 90 %, siendo a la vez la longitud de los “huecos” sin datos consecutivos inferior a 3 segundos, de forma que los huecos puedan ser rellenados mediante splines sin que esto tenga una influencia significativa en las escalas de tiempo estudiadas.

Luego, se seleccionan pares similares de turbinas eólicas que tienen distancias y ángulos similares, como por ejemplo A₀₁-A₀₂ y C₀₃-C₀₄, denominándolos, en este trabajo, segmentos (geométricos).

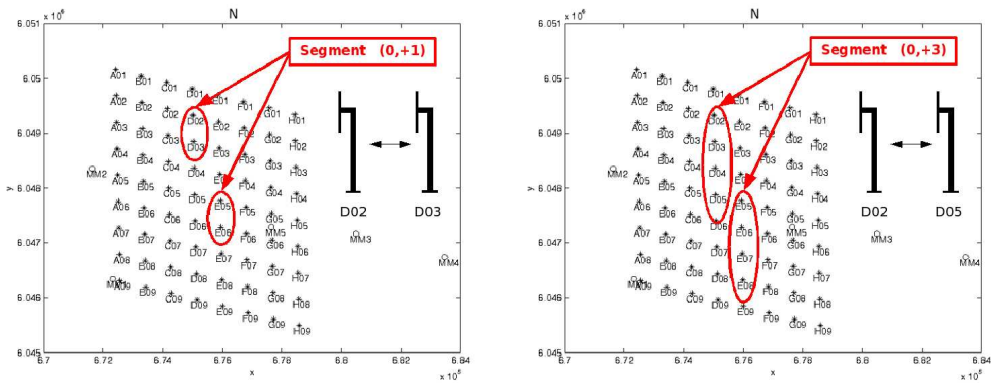


Figura 4.1: Ejemplo de agrupación de parejas de turbinas eólicas en segmentos geométricos.

En la figura 4.1, puede apreciarse el proceso de agrupación de las parejas de turbinas “similares” en segmentos geométricos, tras realizar dicha agrupación se han considerado los segmentos geométricos que contienen al menos 8 parejas de turbinas eólicas, por ejemplo varios de esos segmentos pueden verse en la table 4.1.

Una vez seleccionados los intervalos y definidos los segmentos, los datos de cada intervalo temporal se procesan, promediando los espectros de potencia de cada pareja de turbinas eólicas pertenecientes a un mismo segmento.

Así, si se considera el segmento n compuesto de M parejas (siendo $M \geq 8$) de aerogeneradores (a_i, b_i) cuyos datos cumplen con las condiciones previas, la función de densidad espectral de potencia puede calcularse a través de las ecuaciones 4.4, 4.3 y 4.5, en las que dado que los datos no son continuos, se emplea el operador transformada rápida de Fourier (**FFT**) en lugar de la transformada de Fourier

Δi_{row}	Δi_{column}	$d_{xy}(\text{m})$	$\beta_{xy}(\text{deg.})$	Blocks
0	1	482	-2	64
0	2	964	-2	56
0	3	1445	-2	48
0	4	1927	-2	40
0	5	2409	-2	32
0	6	2890	-2	24
0	7	3372	-2	16
0	8	3854	-2	8
1	0	867	-82	63
1	1	1062	-56	56
1	2	1403	-40	49
1	3	1810	-30	42
1	4	2246	-25	35
1	5	2698	-21	28
1	6	3158	-18	21
1	7	3625	-16	14
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots
6	0	5204	-82	18
6	1	5308	-77	16
6	2	5454	-72	14
6	3	5637	-68	12
6	4	5853	-63	10
6	5	6101	-59	8
7	0	6071	-82	9
7	1	6173	-78	8
1	-7	3334	13	14
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots
6	-5	5343	71	8
6	-4	5227	76	10
6	-3	5154	82	12
6	-2	5126	87	14
6	-1	5142	-88	16
7	-1	6007	-87	8

Tabla 4.1: Ejemplo de los segmentos definidos y sus características básicas.

$$S_{aa} = \frac{\sum_{i=1}^M \mathbf{FFT}(V_{a_i}) \cdot \mathbf{FFT}(V_{a_i})^*}{M} \quad (4.6)$$

$$S_{bb} = \frac{\sum_{i=1}^M \mathbf{FFT}(V_{b_i}) \cdot \mathbf{FFT}(V_{b_i})^*}{M} \quad (4.7)$$

$$S_{ab} = \frac{\sum_{i=1}^M \mathbf{FFT}(V_{a_i}) \cdot \mathbf{FFT}(V_{b_i})^*}{M} \quad (4.8)$$

con $S_{aa}(f), S_{bb}(f) \in \mathbb{R}$, mientras que $S_{ab}(f) \in \mathbb{C}$.

En cada intervalo temporal se lleva a cabo esta operación para cada segmento en el que se disponga de suficientes datos válidos.

Después, los resultados obtenidos para cada segmento ($S_{aa}(f), S_{bb}(f), S_{ab}(f)$) pueden ser clasificados en base a su velocidad media \bar{V} y su ángulo de incidencia α , calculado a partir del ángulo de segmento β y de la dirección del viento ϕ como muestra la figura 4.2.

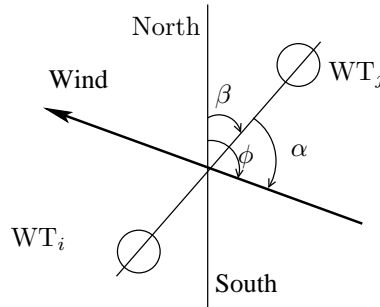


Figura 4.2: Definición del ángulo de incidencia (α), de segmento (β) y de la dirección del viento (ϕ).

Entonces, las funciones espectrales anteriores, clasificadas en cada segmento (n), en un rango determinado de velocidad media del viento (v_m) y en un rango de ángulo de incidencia (α_k), se emplean para calcular la coherencia $\gamma(n, v_m, \alpha_k, f)$ según la siguiente expresión

$$\gamma(n, v_m, \alpha_k, f) = \frac{\sum_{i=1}^{NI_{n,m,k}} S_{ab}(i, f) \cdot M_i}{\sqrt{\sum_{i=1}^{NI_{n,m,k}} S_{aa}(i, f) \cdot M_i \cdot \sum_{i=1}^{NI_{n,m,k}} S_{bb}(i, f) \cdot M_i}} \quad (4.9)$$

donde $NI_{n,m,k}$ es el número de intervalos temporales clasificados en el mismo segmento geométrico n , rango de velocidad m y ángulo de incidencia k .

Siendo en cada uno de esos segmentos temporales $M_{i,n,m,k}$, escrito de forma abreviada como M_i , el número de pares de series de datos de cada turbina empleados para calcular las funciones espectrales de potencia, es decir el número M en las ecuaciones 4.6, 4.7 y 4.8.

Concretamente, los rangos que se han escogido para el ángulo de incidencia han sido los siguientes $[0, 6^\circ, 25^\circ, 65^\circ, 84^\circ, 90^\circ]$, mientras que para la velocidad del viento se han elegido intervalos con un tamaño de $2 m/s$ desde $2 m/s$ hasta $16 m/s$.

Finalmente, introduciendo la distancia de cada segmento, se obtiene la función de coherencia $\gamma(d, v_m, \alpha_k, f)$.

En este procedimiento, se ha despreciado los efectos de la estela, esto es posible porque en la mayoría de las parejas de turbinas consideradas, ambas medidas están dentro de la “estela global”, que afecta de forma bastante similar a ambas series de datos y por lo tanto el efecto es eliminado por la propia definición de la coherencia (eq. 4.1). Por otro lado, en los peores casos donde la influencia pudiese ser mayor por tener medidas en flujo libre y dentro de la estela en la pareja considerada, observando la diferencia de la expresión de la densidad espectral de potencia del viento dentro y fuera de la estela, mostrada por Sørensen et al. (2008), se aprecia que no afecta a la escala de tiempo en la que esta coherencia es relevante.

En los datos considerados, la media de la intensidad turbulenta es $\overline{I_V} = 0,12$ (2h). La intensidad turbulenta no ha sido introducida en el análisis general con el objetivo de simplificar el problema, y conseguir un número suficiente de datos en cada rango para el caso de parejas con distancias considerables. No obstante, posteriormente se analiza la influencia de I_V mediante los siguientes rangos de I_V : $[0,04, 0,10]$ con un valor medio de $\overline{I_V} = 0,09$, $[0,08, 0,16]$ con $\overline{I_V} = 0,12$ y por último $[0,12, 0,20]$ con $\overline{I_V} = 0,15$.

4.3. Resultados

Tal y como se ha explicado previamente, a través de los datos experimentales se ha conseguido obtener unos paquetes de datos de coherencia en función de varias variables ($|\gamma(d, v_m, \alpha_k, f)|$ y su argumento $\angle\gamma(d, v_m, \alpha_k, f)$), en cuyo módulo se centrará este análisis.

Estudiando los datos, se ha encontrado claramente una dependencia exponencial entre la coherencia y la frecuencia f o la frecuencia adimensional $\frac{d \cdot f}{V}$, como se muestra en la figura 4.3. Aunque si se observa esa dependencia exponencial en distintas situaciones, como con diferentes distancias, velocidades del viento o ángulos de incidencia, se observa que los factores de decaimiento asociados son significativamente distintos en cada caso, y por lo tanto, no

parece conveniente ajustar la coherencia a un único factor de decaimiento.

Si se tiene en cuenta el ángulo de incidencia, podemos centrarnos inicialmente en los datos correspondientes al caso longitudinal ($\alpha_1 \Rightarrow \alpha \in [0^\circ, 6^\circ]$) mostrado en la figura 4.4, en la que se representa el factor de decaimiento (a en la ecuación 3.29) ajustado para distintos rangos de la velocidad del viento y representado frente a la distancia. En dicha figura, se aprecia que no hay una tendencia significativa en la variación de dicho parámetro con respecto a la distancia o a la velocidad ($a_{long} \neq f(d, V)$).

Por lo tanto, en el caso de ángulos de incidencia longitudinales se puede asumir un valor constante a_{long} en la escala de distancias y tiempo considerada.

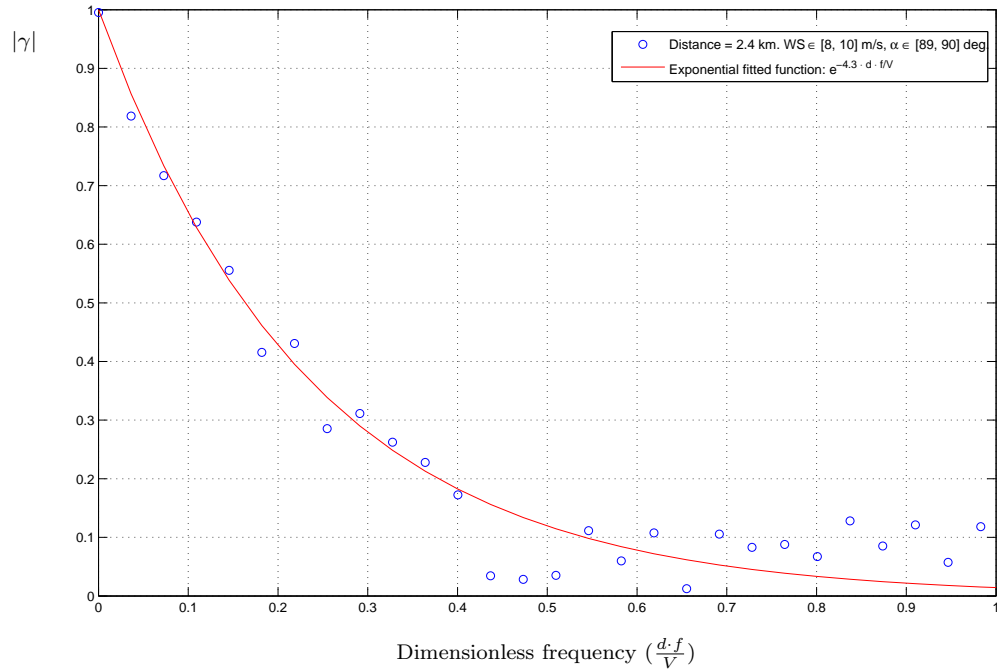


Figura 4.3: Coherencia medida en el parque eólico de Nysted para el caso de ángulos de incidencia longitudinales y curva exponencial ajustada a los datos.

Sin embargo, en el caso de incidencia lateral ($\alpha_5 \Rightarrow \alpha \in [84^\circ, 90^\circ]$), el factor de decaimiento ajustado depende significativamente de la distancia y de la velocidad del viento ($a_{lat} = f(d, V)$), tal y como se muestra en la figura 4.5.

Estudiando la figura anteriormente mencionada, se observa además que a_{lat} se reduce a medida que la distancia crece, a_{lat} se incrementa cuando la

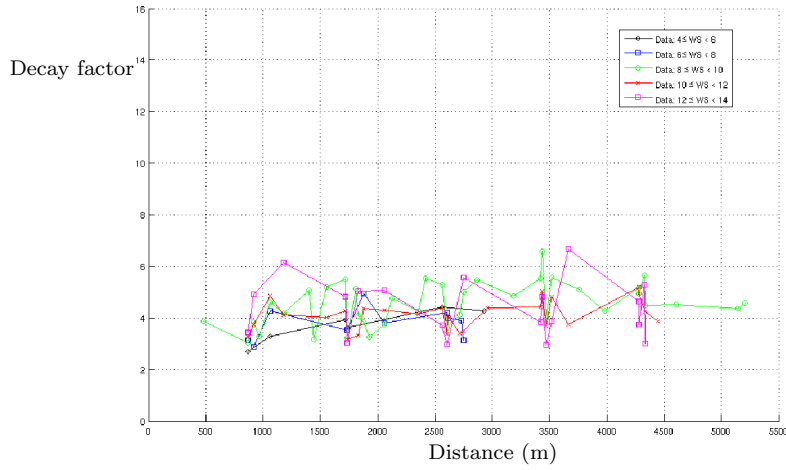


Figura 4.4: Factor de decaimiento de la coherencia en el caso de incidencia longitudinal.

velocidad del viento asciende, decreciendo la importancia de estos cambios en el valor de a_{lat} conforme se incrementa la distancia.

Observando los casos con ángulos de incidencia intermedios ($\alpha_2, \alpha_3, \alpha_4$), como el mostrado en la figura 4.10 ($\alpha_4 \Rightarrow \alpha \in [65^\circ, 84^\circ]$), se encuentra un comportamiento intermedio entre los descritos para el caso lateral y longitudinal, por lo que la utilización de un modelo basado en la dependencia respecto del ángulo de incidencia propuesta por Schlez & Infield (i.e. ecuación 3.29) y 3.30) parece adecuada.

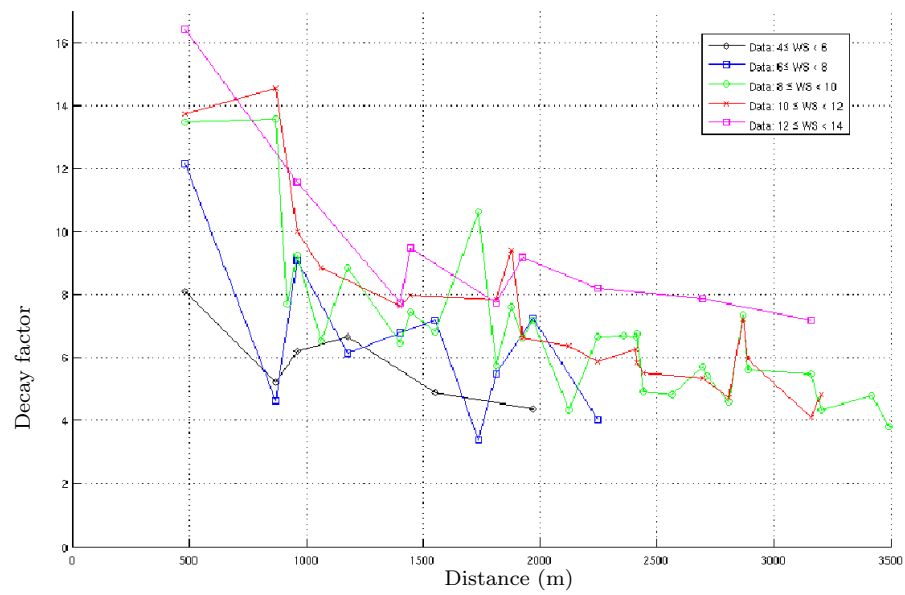


Figura 4.5: Factor de decaimiento de la coherencia en el caso de incidencia lateral.

4.4. Ajuste de los parámetros del modelo

Tras el análisis de la situación de ángulo de incidencia longitudinal, realizado en la sección anterior, el factor de decaimiento longitudinal (a_{long}) se modela mediante un valor constante.

Por otro lado, la parte angular de la coherencia ($\angle\gamma(d, V, \alpha, f)$) se estima por medio de un modelo de retraso temporal $\tau_d = \frac{\cos(\alpha) \cdot d}{W}$, donde W debería ser la velocidad convectiva de la “onda de viento”, que en esta escala de frecuencias puede estimarse por la velocidad media del viento medida fuera del parque eólico $V_\infty \approx \frac{V}{c_w}$.

Aplicando las propiedades de la transformada de Fourier, este retraso se transforma en

$$\angle\gamma(d, V_\infty, \alpha, f) = e^{-2\pi f \tau_d} = e^{-2\pi f \frac{\cos(\alpha) d}{V_\infty}} \tag{4.10}$$

En la figura 4.6, se muestra un ejemplo de comparación entre el modelo anterior y los datos experimentales.

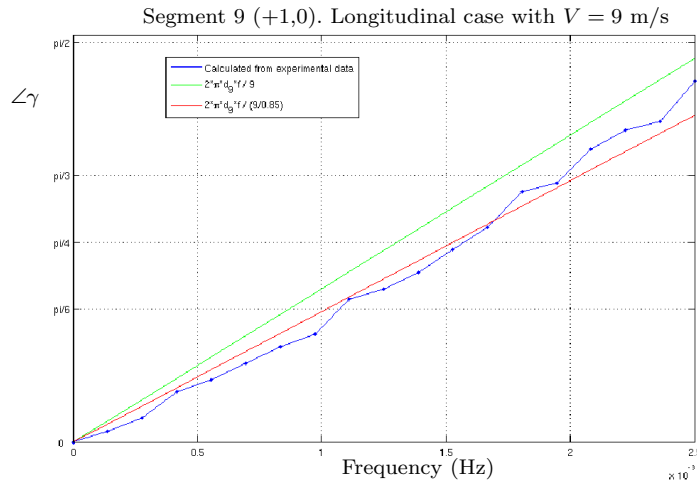


Figura 4.6: Comparación entre la parte angular de la coherencia obtenida a partir de los datos de Nysted y el modelo de retraso de la ecuación 4.10.

Entonces, considerando los resultados mostrados en la sección previa para el caso de incidencia lateral, el factor de decaimiento debe ser modelado como una función con el comportamiento siguiente:

$$d \uparrow \Rightarrow a_{lat} \downarrow \tag{4.11}$$

$$V \uparrow \Rightarrow a_{lat} \uparrow \tag{4.12}$$

$$d \uparrow\uparrow \Rightarrow \Delta a_{lat}(\Delta d, \Delta V) \downarrow \tag{4.13}$$

Tras estudiar diversos modelos para este factor, se ha propuesto la siguiente función

$$a_{lat}(d, V) \approx C_1 \frac{V}{d} + C_2 \quad (4.14)$$

A continuación, los parámetros de este modelo (a_{long}, C_1, C_2) han sido ajustados inicialmente empleando sólo los datos de los casos de ángulo de incidencia longitudinal y lateral (α_1 y α_5). Esto ha sido realizado minimizando los errores cuadráticos del modelo para la estimación de $\log(\gamma)$, reduciendo así el ajuste a un proceso de optimización lineal, en el que los datos de cada segmento geométrico se han ponderado con $NT_{n,m,k} = \sum_{i=1}^{NI_{n,m,k}} M_i$ (ver ecuación 4.9).

Posteriormente, los valores resultado del proceso anterior se han utilizado como punto inicial en un método de optimización simplex, mediante el cual se ha optimizado el modelo empleando los datos $|\gamma(d, V, \alpha, f)|$ en todos los rangos de ángulo de incidencia. Obteniéndose el modelo siguiente, que ha sido denominado *UPCT-A*, para el valor absoluto de la coherencia:

$$|\gamma(d, V, \alpha, f)| = e^{\sqrt{(a_{long} \cdot \cos \alpha)^2 + (a_{lat}(d, V) \cdot \sin \alpha)^2} \frac{d \cdot f}{V}} \quad (4.15)$$

$$a_{long} \approx 4,5 \quad (4.16)$$

$$a_{lat}(d, V) \approx 466(s) \frac{V}{d} + 4,2 \quad (4.17)$$

Este modelo se ajusta muy satisfactoriamente a los datos originales, siendo la desviación típica del error para el valor absoluto de la coherencia $|\gamma(d, V, \alpha, f)|$ en cada segmento n menor que 0,06, es decir:

$$\sigma_\gamma = \sqrt{\frac{\sum_{n,m,k} NT_{n,m,k} \cdot \sum_q (|\gamma(d(n), V_m, \alpha_k, f_q)| - |\hat{\gamma}(d(n), V_m, \alpha_k, f_q)|)^2}{\sum_{n,m,k,q} NT_{n,m,k}}} < 0,06 \quad (4.18)$$

En la figura 4.7, se muestra una comparación del modelo con los datos de coherencia originales en cuatro situaciones distintas. También se han llevado a cabo diversas comparaciones de los factores de decaimiento ajustados a los datos de un segmento, en un rango de velocidad y ángulo de incidencia determinado, con los obtenidos mediante el modelo; todas estas comparaciones, que pueden observarse en las figuras 4.8, 4.9 y 4.10, muestran una gran coincidencia entre los datos experimentales y el modelo.

Además, teniendo en cuenta que los valores de los factores constantes adimensionales del modelo (ecuación 4.15) son muy cercanos, se puede simplificar el modelo considerándolos iguales sin que por ello se incremente el error significativamente, de esta forma, la coherencia vendría dada por la expresión siguiente

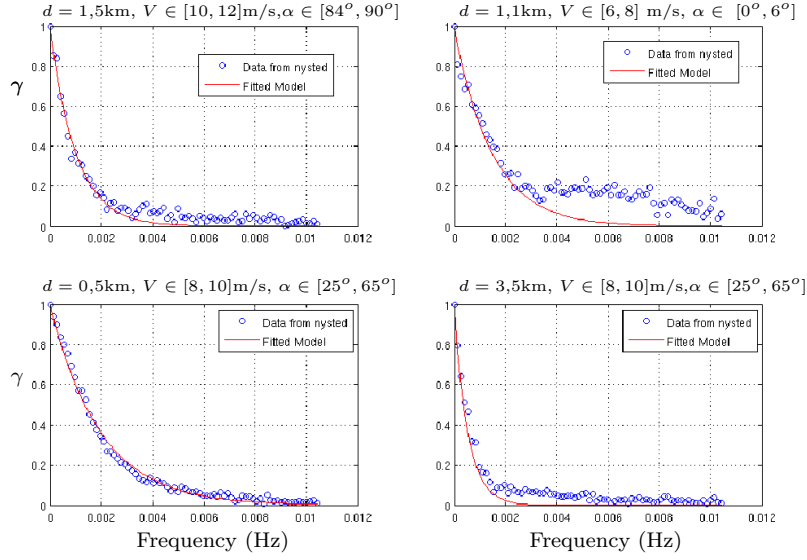


Figura 4.7: Comparación entre la coherencia “medida” y el modelo ajustado en 4 situaciones diferentes.

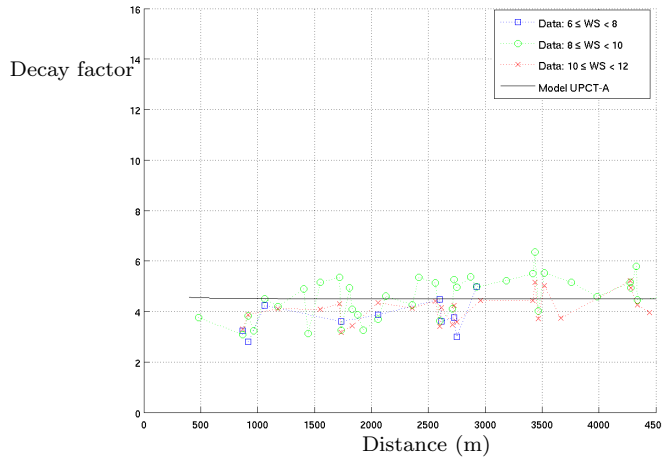


Figura 4.8: Comparación entre los factores de decaimiento “medidos” y el modelo propuesto aquí (UPCT-A) en la situación de incidencia longitudinal.

$$|\gamma(d, V, \alpha, f)| = e^{\sqrt{(a_{long} \cdot \cos \alpha)^2 + (a_{lat}(d, V) \cdot \sin \alpha)^2} \frac{d \cdot f}{V}} \quad (4.19)$$

$$a_{long} \approx 4,4 \quad (4.20)$$

$$a_{lat}(d, V) \approx 436(s) \frac{V}{d} + a_{long} \quad (4.21)$$

Este modelo se ha denominado *UPCT-B*.

Por otro lado, se ha evaluado la influencia de I_V , que como se indica en la sección 4.2.2 fue inicialmente despreciada en el procedimiento general, en la ecuación 4.15, no observándose una influencia considerable sobre el término longitudinal, por otro lado, en cuanto a los factores del término lateral, se observa que cuando I_V crece, el valor del término adimensional (C_2) se incrementa, mientras que el del otro término (la “constante temporal” C_1) se reduce de forma aproximadamente proporcional a la raíz cuadrada del incremento. Por lo tanto, la influencia de I_V puede ser introducida en el

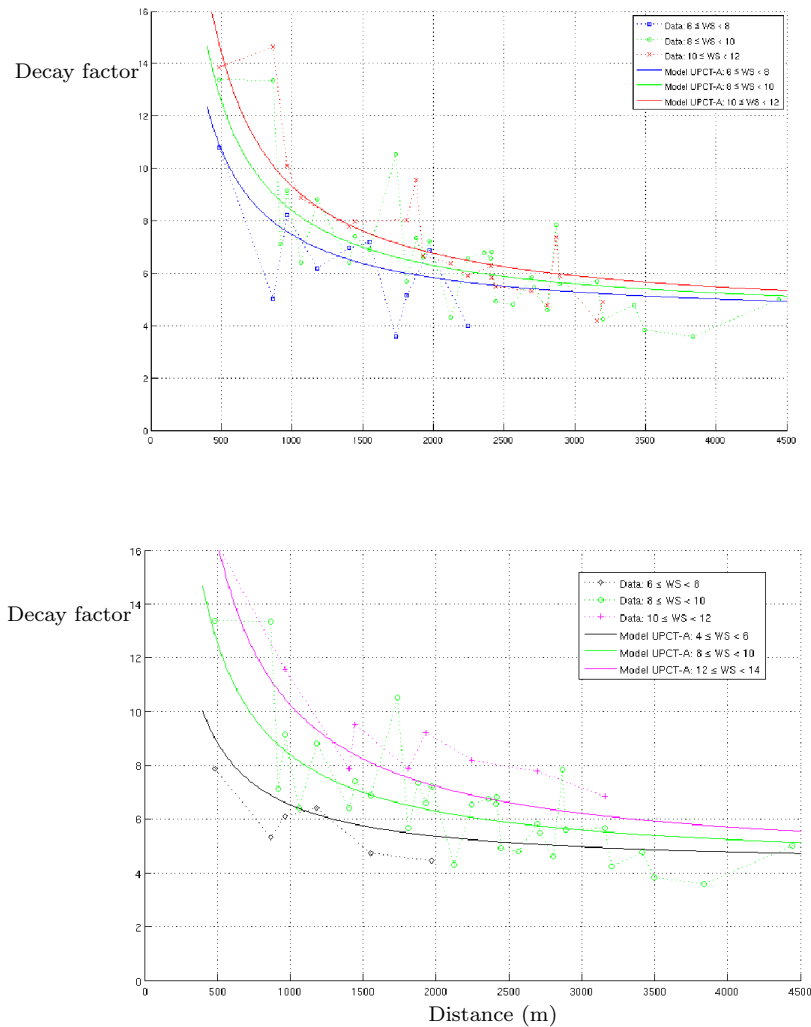


Figura 4.9: Comparación entre los factores de decaimiento “medidos” y el modelo propuesto aquí (UPCT-A) en la situación de incidencia lateral.

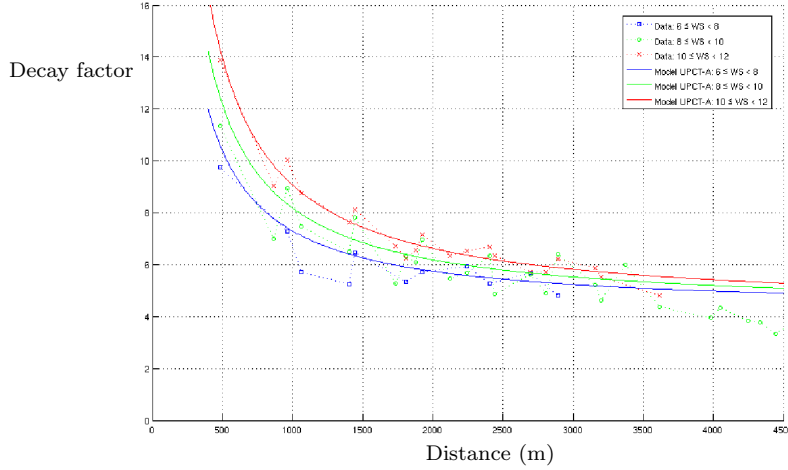


Figura 4.10: Comparación entre los factores de decaimiento “medidos” y el modelo propuesto aquí (UPCT-A) en la situación intermedia donde el ángulo de incidencia se encuentra entre 65° y 84° .

modelo (denominando a esta modificación *UPCT-C*), de la forma siguiente:

$$|\gamma(d, V, \alpha, f)| = e^{\sqrt{(a_{long} \cdot \cos \alpha)^2 + (a_{lat}(d, V) \cdot \sin \alpha)^2} \frac{d \cdot f}{V}} \quad (4.22)$$

$$a_{long} \approx 4,5 \quad (4.23)$$

$$a_{lat}(d, V) \approx \frac{56(s)}{\sqrt{I_V}} \cdot \frac{V}{d} + 35 \cdot \sqrt{I_V} \quad (4.24)$$

No obstante, su influencia no es tan significativa y puede ser despreciado incrementándose la simplicidad del modelo sin que ello afecte de forma apreciable al modelo. Además, en el modelo simplificado (*UPCT-B*, ecuación 4.19), la influencia de I_V en la “constante temporal” es muy reducida.

Por lo tanto, en esta sección se han propuesto los siguientes modelos de coherencia espectral:

■ *UPCT-A*

$$|\gamma(d, V, \alpha, f)| = e^{\sqrt{(a_{long} \cdot \cos \alpha)^2 + (a_{lat}(d, V) \cdot \sin \alpha)^2} \frac{d \cdot f}{V}}$$

$$a_{long} = 4,5$$

$$a_{lat}(d, V) = 466(s) \frac{V}{d} + 4,2$$

■ *UPCT-B*

$$|\gamma(d, V, \alpha, f)| = e^{\sqrt{(a_{long} \cdot \cos \alpha)^2 + (a_{lat}(d, V) \cdot \sin \alpha)^2} \frac{d \cdot f}{V}}$$

$$a_{long} \approx 4,4$$

$$a_{lat}(d, V) \approx 436(s) \frac{V}{d} + a_{long}$$

■ *UPCT-C*

$$|\gamma(d, V, \alpha, f)| = e^{\sqrt{(a_{long} \cdot \cos \alpha)^2 + (a_{lat}(d, V) \cdot \sin \alpha)^2} \frac{d \cdot f}{V}}$$

$$a_{long} \approx 4,5$$

$$a_{lat}(d, V) \approx \frac{56(s)}{\sqrt{I_V}} \cdot \frac{V}{d} + 35 \cdot \sqrt{I_V}$$

donde d es la distancia entre ambas turbinas eólicas, V es la velocidad media del viento en ambas turbinas, f es la frecuencia, y finalmente I_V se define mediante $I_V = \sigma_V/V$, siendo σ_V la desviación típica de la velocidad del viento en el intervalo considerado.

Con la siguiente aproximación para la parte angular de la coherencia:

$$\angle \gamma(d, V_\infty, \alpha, f) \approx e^{-2\pi f \frac{\cos(\alpha)d}{V_\infty}}$$

4.5. Comparación con otros modelos

En esta sección se compara el modelo propuesto en esta tesis (*UPCT-A*) con el modelo de Schlez & Infield, que se describió anteriormente (sección 3.2.3, ecuaciones. 3.30, 3.31 y 3.32). Así mismo, también se compara este modelo con el modelo basado en los datos de la estación experimental de Høvsøre (Sørensen et al., 2008).

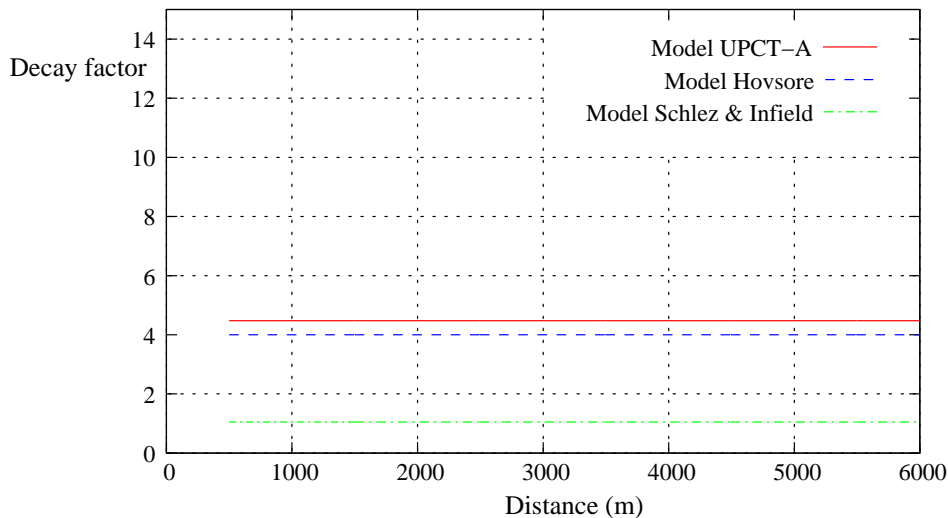


Figura 4.11: Comparación entre los factores de decaimiento longitudinal según el modelo UPCT-A, el de Høvsøre y el de Schlez & Infield.

Como hemos visto, el modelo *UPCT-A*, así como el de Høvsøre coinciden en la dependencia del ángulo de incidencia introducida por Schlez & Infield. Y por lo tanto, los factores de decaimiento longitudinales y laterales pueden ser comparados por separado.

En la figura 4.11, se muestra el factor de decaimiento longitudinal predicho por los tres modelos, apreciándose que los tres coinciden cualitativamente al proponer un valor constante para dicho factor, aunque el valor propuesto por Schlez & Infield discrepa significativamente con los valores propuestos aquí y por el modelo de Høvsøre. Esto puede deberse a las diferentes escalas de tiempo y longitud empleadas en el modelo empírico de Schlez & Infield, dado que sus experimentos se llevaron a cabo con distancias entre los puntos hasta 100m y una altura sobre el nivel del suelo de 18m.

Con respecto al factor de decaimiento lateral, la comparación entre los tres modelos se muestra en la figura 4.12.

Los modelos de Schlez & Infield y Høvsøre no predicen la dependencia con la distancia mostrada anteriormente. Aunque, mientras que el de Høvsøre pre-

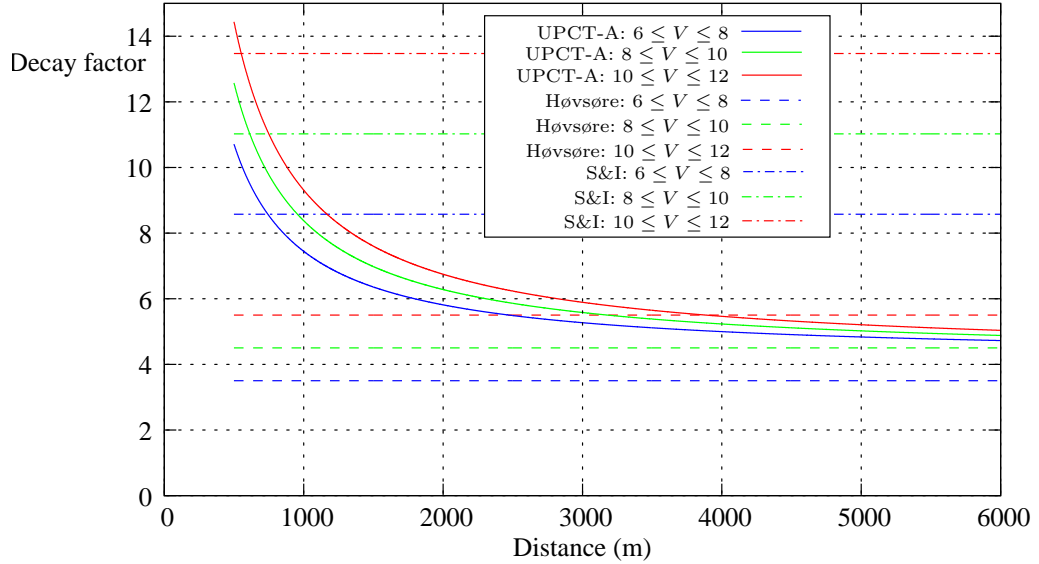


Figura 4.12: Comparación entre los factores de decaimiento lateral según el modelo UPCT-A, el de Høvsøre y el de Schlez & Infield.

dice factores de decaimiento más cercanos al modelo aquí presentado cuando la velocidad del viento es media-alta y con distancias mayores a 3 km., también se aprecia que el modelo de Schlez & Infield sobrestima claramente los parámetros de decaimiento en todas las distancias analizadas, especialmente cuando se incrementa la velocidad del viento, llevando en este caso a valores enormes para dicho factor, lo que puede llevar, si dicho modelo se emplea en este contexto, a una infravaloración de las fluctuaciones de potencia. Aunque, como es de esperar, si se considera una distancia constante y pequeña, hay una coincidencia cualitativa en los tres modelos, que sugieren que el factor de decaimiento es proporcional a la velocidad del viento $a_{lat} \sim V$.

4.6. Sumario

Como se señaló en el capítulo 3, el objetivo de este capítulo era el desarrollo de un modelo coherencia espectral entre la velocidad del viento en diferentes turbinas eólicas, concretamente, a la altura del buje de las turbinas. Ese modelo debía ser apropiado para las longitudes, alturas y la escala de tiempo interesante en el estudio de las fluctuaciones de grandes parques eólicos.

Para ello, los datos experimentales procedentes del parque eólico de Nys-

ted, y descritos en la sección 2.2 han sido utilizados para calcular series de medidas de la coherencia espectral, para ello en el procedimiento de cálculo se han considerado todas las combinaciones posibles entre parejas de turbinas eólicas.

Se ha descrito el comportamiento del módulo de la coherencia espectral y su dependencia con las diferentes variables como la distancia, la velocidad media del viento o el ángulo de incidencia. Se ha mostrado que hay una dependencia significativa entre la coherencia y el ángulo de incidencia, como en el modelo propuesto por Schlez & Infield. Sin embargo, también se ha mostrado que en las distancias, alturas y escala temporal relevante en el estudio de las fluctuaciones de potencia de grandes parques eólicos, el modelo de Schlez & Infield predice valores que están lejos de los datos experimentales mostrados aquí.

En dichos datos experimentales se muestra que mientras que la situación en que el ángulo de incidencia es longitudinal puede ser modelada mediante un factor de decaimiento constante, en el caso lateral, sí hay una fuerte dependencia entre el factor de decaimiento con la distancia y la velocidad del viento.

Además, respecto a la parte angular de la coherencia, se han mostrado valores medidos, proponiendo un modelo simple basado en el retraso temporal.

Después, a partir del análisis de la coherencia experimental calculada, se ha desarrollado un modelo completo para estimar el módulo de la coherencia espectral entre velocidades del viento localizadas en el plano horizontal correspondiente a la altura de buje de las turbinas en un parque eólico (modelo *UPCT-A*). Dicho modelo, que tiene tres parámetros, ha sido comparado con los datos experimentales, mostrando una coincidencia muy buena. Este modelo empírico ha sido ajustado en una escala temporal de hasta 2 horas y con distancias desde cerca de los 500 m. hasta 6 km., y por lo tanto es adecuado a las características de las fluctuaciones de potencia en grandes parques eólicos, de hecho, la elección de la escala, basada en la bibliografía señalada anteriormente, se ha realizado con ese propósito.

Además, se ha proporcionado un modelo reducido, simplificando los parámetros en 2 constantes, aprovechando el hecho de que dos de los tres parámetros del modelo general no eran muy diferentes (modelo *UPCT-B*).

La influencia de la intensidad turbulenta (incluyendo en ella también la variabilidad de baja frecuencia) ha sido analizada, proponiendo un modelo

que incluye dicha variable (modelo *UPCT-C*), aunque su influencia no es relevante.

A pesar de la simplicidad del modelo *UPCT-B*, el tiempo computacional de simulación no se acorta respecto al uso del modelo *UPCT-A*, por lo que el modelo *UPCT-A* se ha escogido como el utilizado en esta tesis. No obstante los otros dos modelos pueden resultar interesantes a la hora de realizar ajustes de dichos modelos a distintos parques eólicos marinos.

Este modelo de coherencia puede ser utilizado para mejorar las simulaciones de fluctuación de potencia en parques eólicos marinos e incluso para evaluar la forma de grandes parques eólicos desde este punto de vista.

Capítulo 5

Correlación entre los componentes de frecuencia de la energía fluctuante del viento

5.1. Introducción

Mientras se optimizaban los parámetros del modelo de baja frecuencia descrito anteriormente (sección 3.2.1), se encontró otro efecto, que consiste en la existencia de una correlación significativa entre el modulo de los coeficientes de Fourier de la velocidad del viento, especialmente en la parte de baja frecuencia. Dicho efecto, que se describe en la sección 5.2 está relacionado con la estabilidad atmosférica y con las ondas de viento no sinusoidales, ya que dichos fenómenos pueden afectar a la vez a la energía fluctuante en distintas frecuencias.

Sin embargo, esta correlación se consideraba nula previamente en el procedimiento de simulación de viento descrito en las secciones 3.4 y 3.5, por lo tanto, se ha propuesto una modificación para dichos procedimientos en la sección 5.3, de forma que incluyan esta correlación.

5.2. Correlación en una turbina eólica

Para simular series de velocidad del viento realistas que sean adecuadas para el cálculo de las fluctuaciones de potencia, es relevante tanto el modelado del promedio de la parte de baja frecuencia del espectro de la velocidad del viento, como de las componentes de la velocidad del viento asociadas a esa parte del espectro en cada serie.

Normalmente, lo segundo se introduce a través de una distribución estadística de probabilidad para cada componente de frecuencia, como se ha explicado anteriormente en las secciones 3.4 y 3.5.

Esto es equivalente a considerar que no hay ninguna correlación entre las fluctuaciones en torno al valor medio en cada frecuencia, es decir se considera que las fluctuaciones para cada frecuencia no están correlacionadas. No obstante, en este trabajo se ha estudiado dicha hipótesis, calculando la correlación entre los módulos de cada componente de la transformada rápida de Fourier de la velocidad del viento medida en una turbina. Concretamente, el estudio se ha centrado en la correlación $\rho_{n,n+1}$ entre una componente $U(f_n)$ y la siguiente $U(f_{n+1})$ dada por

$$\rho_{n,n+1} = \frac{\langle (|U(f_n)| - \langle |U(f_n)| \rangle) \cdot (|U(f_{n+1})| - \langle |U(f_{n+1})| \rangle) \rangle}{\sqrt{\langle (|U(f_n)| - \langle |U(f_n)| \rangle)^2 \rangle \cdot \langle (|U(f_{n+1})| - \langle |U(f_{n+1})| \rangle)^2 \rangle}} \quad (5.1)$$

donde el operador “ $\langle \rangle$ ” es el valor esperado, calculado a través del promedio a partir de un número considerable de series, y $U(f_n)$ es la componente n de la transformada rápida de Fourier de la velocidad del viento en la escala de tiempo definida anteriormente (sección 3.2.1), cuya frecuencia es $f_n = \frac{n}{7200}$.

En la figura 5.1, se muestra la correlación $\rho_{n,n+1}$ calculada para segmentos temporales de 2 horas con $8m/s \leq \bar{V}_0 \leq 11m/s$ a partir de los datos del parque eólico de Nysted. En esta figura, se puede apreciar que en las partes de baja y media frecuencia, la correlación entre componentes contiguas es muy significativa.

La explicación física de este fenómeno puede encontrarse en parte en la estabilidad atmosférica, que puede conllevar incrementos o descensos simultáneos de las fluctuaciones para las distintas componentes de frecuencia, y también en ondas de viento no sinusoidales que también afectarían a la vez a la energía fluctuante en distintos rangos de frecuencia.

La variación que se produce en esta correlación en función de la frecuencia se ha modelado como una relación logarítmica simple, como se muestra en la figura 5.1, dada por la expresión siguiente

$$\rho_{n,n+1} = 0,42 - 0,09 \log_{10} \frac{f_n}{f_1} \quad (5.2)$$

en la que los parámetros han sido ajustados a la correlación experimental usando los valores de frecuencia de hasta 0.01 Hz. Este rango de frecuencia se ha seleccionado en base a la escala de tiempo de las fluctuaciones de potencia así como atendiendo a la fiabilidad de los términos de Fourier calculados.

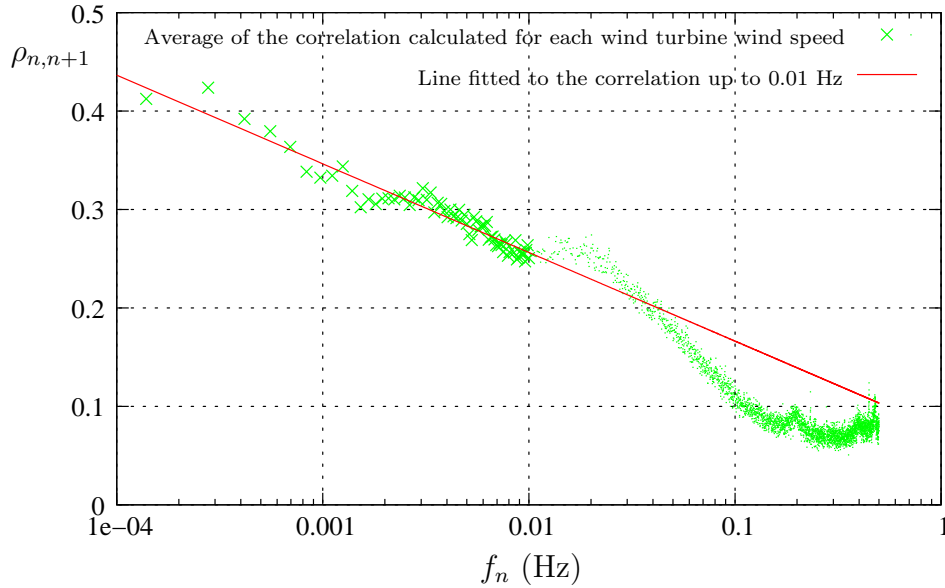


Figura 5.1: Correlación entre el módulo de las componentes de la transformada de Fourier para las frecuencias f_n y f_{n+1} , calculada en el parque eólico de Nysted con velocidades medias del viento entre 8 m/s y 11 m/s.

5.3. Extensión del simulador de series de velocidad del viento

Dado que la no inclusión de esta correlación podría resultar en infravalorar las fluctuaciones de potencia, de ahí la importancia de introducir este efecto en la generación de series de velocidades de viento realistas.

En el tercer capítulo, se describieron detalladamente los procedimientos de simulación para un modelo diversificado y agregado, en las secciones 3.4 y 3.5, respectivamente.

Básicamente, en ambos modelos los coeficientes de Fourier de la velocidad del viento ($U(f)$) se dividen, a través de la ecuación 3.51, en una parte determinista ($U_{LT}(f)$), y otra estocástica ($N(f)$). Donde para cada frecuencia la parte determinista viene dada por la ecuación 3.54 ó 3.63 respectivamente, y la componente estocástica por un vector complejo de ruido aleatorio, cuyos componentes no están correlacionados, o por un elemento complejo de ruido aleatorio respectivamente, verificando la ecuación 3.52 ($\langle N(f) \cdot N^*(f) \rangle = I_{N \times N}$). Siendo dichos elementos de ruido simulados mediante una densidad de probabilidad uniformemente distribuida para su parte angular, y una distribución de Rayleigh, con densidad de probabilidad dada

por $pdf(x) = 4xe^{-2x^2}$, para su módulo, siendo por lo tanto la distribución de su parte real e imaginaria, una distribución normal (o gaussiana).

Y una vez que los coeficientes de Fourier han sido calculados, la serie temporal simulada se genera aplicando la transformada inversa de Fourier.

Por lo tanto, en este procedimiento la correlación cruzada $\rho_{n,n+1}$ entre $|N(f_n)|$ y $|N(f_{n+1})|$, y consecuentemente la correlación entre $|U(f_n)|$ y $|U(f_{n+1})|$, es nula.

Luego, para extender este procedimiento incluyendo dicha correlación, es necesario cambiar el proceso de generación de $N(f)$. Concretamente la generación de su módulo, en la que en lugar de calcularlo mediante una distribución de Rayleigh para cada componente, se hará mediante el siguiente algoritmo que calcula en cada turbina (i) el valor $|N_i(f_n)|$ basado en la matriz de correlación $[\phi_{n,n+1}]$ que se define como

$$\begin{bmatrix} 1 & \rho_{n,n+1} \\ \rho_{n,n+1} & 1 \end{bmatrix} = \frac{\left\langle \begin{bmatrix} |r_i(f_n)| \\ |r_i(f_{n+1})| \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} |r_i(f_n)| & |r_i(f_{n+1})| \end{bmatrix} \right\rangle}{\sqrt{\langle r_i(f_n)^2 \rangle \cdot \langle r_i(f_{n+1})^2 \rangle}} \quad (5.3)$$

donde $r_i(f_n) = |N_i(f_n)| - \langle |N_i(f_n)| \rangle$.

Recordando que $N_i(f_n)$ debe cumplir la ecuación 3.52, es decir $\langle |N_i(f_n)|^2 \rangle = 1$, y dado que por las propiedades de la distribución de Rayleigh, $|N_i(f_n)|^2$ sigue una distribución Gamma $\Gamma(1, 2\sigma_N^2)$, cuyo valor medio viene dado por $2\sigma_N^2$, el valor de la varianza de la distribución normal original (σ_N^2) tendrá que ser $\sigma_N^2 = \frac{1}{2}$ para así verificar dicha ecuación. Siendo entonces $\langle |N_i(f_n)| \rangle = \frac{\sqrt{\pi}}{2}$, en tanto que $\langle r_i(f_n)^2 \rangle = \left(1 - \frac{\pi}{4}\right)$

Así de forma análoga al procedimiento descrito en Sørensen et al. (2008), el vector $r_{i,1,2}$ de dimensiones 2×1 se dividirá en una matriz 2×2 triangular inferior determinista L_1 y un vector de componentes no correlacionadas ($r_{i,1,2}^u = [r_i^u(f_1) \ r_i^u(f_2)]^*$), es decir $r_{i,1,2} = L_1 \cdot r_{i,1,2}^u$, siendo $r_i^u(f_n) = |N_i^u(f_n)| - \langle |N_i^u(f_n)| \rangle$, con $|N_i^u(f_n)|$ siguiendo una distribución de Rayleigh. Entonces, la ecuación anterior puede escribirse como

$$\left(1 - \frac{\pi}{4}\right) \cdot \begin{bmatrix} 1 & \rho_{1,2} \\ \rho_{1,2} & 1 \end{bmatrix} = L_1 \langle [r_{i,1,2}^u] \cdot [r_{i,1,2}^u]^* \rangle \cdot L_1^* \quad (5.4)$$

donde se verificará $\langle [r_{i,1,2}^u] \cdot [r_{i,1,2}^u]^* \rangle = \mathbf{I}_{2 \times 2}$, escogiendo como parámetro de Rayleigh (σ_N^u) de $|N_i^u(f_n)|$ el valor $\sqrt{\frac{2}{4-\pi}}$. Simplificándose la expresión anterior a

$$\left(1 - \frac{\pi}{4}\right) \begin{bmatrix} 1 & \rho_{1,2} \\ \rho_{1,2} & 1 \end{bmatrix} = [L_1] \cdot [L_1]^* \quad (5.5)$$

5.3. Extensión del simulador de series de velocidad del viento 113

de donde se llega a

$$L_1 = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ \rho_{1,2} & \sqrt{1 - \rho_{1,2}^2} \end{bmatrix} \cdot \sqrt{1 - \frac{\pi}{4}} \quad (5.6)$$

Y por lo tanto

$$r_i(f_1) = \sqrt{1 - \frac{\pi}{4}} \cdot r_i^u(f_1) \\ r_i(f_2) = \sqrt{1 - \frac{\pi}{4}} \cdot \left(\rho_{1,2} \cdot r_i^u(f_1) + \sqrt{1 - \rho_{1,2}^2} \cdot r_i^u(f_2) \right) \quad (5.7)$$

luego, repitiendo este proceso para cada n , $|r_i(f_{n+1})|$ puede calcularse iterativamente según la expresión siguiente

$$r_i(f_{n+1}) = \rho_{n,n+1} \cdot r_i(f_n) + \sqrt{1 - \frac{\pi}{4}} \cdot \sqrt{1 - \rho_{n,n+1}^2} \cdot r_i^u(f_{n+1}) \quad (5.8)$$

Resumiendo el procedimiento global de simulación de la velocidad del viento sería el siguiente:

- A partir de un modelo de PSD, de coherencia espectral, de los efectos de la estela, de la distribución del parque eólico y de los valores medios de la velocidad y dirección del viento, se calcula la matriz de densidad espectral de potencia cruzada $[S_{i,j}(f_n)] \cdot \Delta f_n$ para cada componente de frecuencia (f_n)
- Para cada frecuencia, se calcula la correlación $\rho_{n,n+1}$ con la ecuación 5.2
- Se calcula $U_{LT}(f_n)$ mediante la aplicación del algoritmo de Cholesky-Crout
- Para cada turbina eólica (i) y cada componente de frecuencia (f_n) se genera valores aleatorios para $|N_i^u(f_n)|$ y $\angle(N_i(f_n))$, siguiendo el primer término una distribución de probabilidad de Raileigh y el segundo una uniforme, entonces se calcula $r_i^u(f_n)$ como $r_i^u(f_n) = |N_i^u(f_n)| - \sqrt{\frac{\pi}{4-\pi}}$
- Para cada turbina eólica, la primera componente de frecuencia $r_i(f_1)$ es igual a la generada directamente $r_i^u(f_1)$
- El resto de los términos ($r_i(f_{n+1})$) se calculan iterativamente a través de la ecuación 5.8
- Partiendo de $r_i(f_n)$ y de $\angle(N_i(f_n))$, $N_i(f_n)$ se obtiene como $N_i(f_n) = \left(r_i(f_n) + \frac{\sqrt{\pi}}{2} \right) \cdot e^{\angle(N_i(f_n))j}$

- Entonces $N(f_n)$, que es $N(f_n) = [N_1(f_n) \cdots N_{N_{WT}}(f_n)]^*$, se calcula para cada componente de frecuencia
- $U(f_n)$ se calcula como $U(f_n) = U_{LT}(f_n) \cdot N(f_n)$
- Y finalmente, el vector que contiene la componente oscilatoria de la velocidad del viento en cada turbina eólica $U(t)$ se obtiene aplicando la transformada inversa de Fourier $U(t) = \mathcal{F}^{(-1)}(U(f))_{(t)}$

Siguiendo este procedimiento, se simulan series aleatorias de velocidades del viento para un parque eólico que además de verificar el modelo de densidad de potencia y coherencia espectrales, también cumplen con la correlación entre los distintos componentes descrita por el parámetro $\rho_{n,n+1}$. Además, la correlación entre componentes de frecuencia no consecutivos vendría dada por $\rho_{n,n+1+j} = (\rho_{n,n+1})^j$. En los datos experimentales, el descenso de este parámetro es inicialmente inferior que el dado por esta expresión. Por lo tanto, para tener un viento globalmente más realista, que pueda simularse sólo con un parámetro de correlación $\rho_{n,n+1}$, el valor de dicho parámetro debería optimizarse teniendo en cuenta un conjunto de valores para $\rho_{n,n+1+j}$, concretamente, considerando 7 valores ($j = 0$, $j = 1$ y $j = 6$), se obtiene la siguiente “correlación contigua” equivalente

$$\hat{\rho}_{n,n+1} = 0,71 - 0,05 \log_{10} \frac{f_n}{f_1} \quad (5.9)$$

5.4. Sumario

Se ha encontrado la existencia de una correlación entre el módulo de las componentes de Fourier de las oscilaciones del viento, dicho efecto de correlación significa que la energía fluctuante a baja frecuencia, oscila de forma mayoritariamente conjunta.

Después, a partir de los datos experimentales se ha modelado dicha correlación, para ello y por simplicidad, el modelo se ha reducido a una correlación entre términos contiguos. Además, el algoritmo existente para la simulación de series de datos de viento se ha extendido para incluir esta correlación, de forma que pueda utilizarse tanto dentro de un modelo diversificado como en uno agregado para simular las fluctuaciones de potencia en parques eólicos marinos.

Finalmente, el nuevo procedimiento descrito en este capítulo se ha implementado en el programa global de simulación del modelo agregado de parque eólico desarrollado previamente.

Capítulo 6

Validación y aplicación

6.1. Introducción

En los capítulos anteriores se ha desarrollado un modelo para las fluctuaciones de potencia de parques eólicos desde dos perspectivas distintas, una de ellas emplea un modelo diversificado, mientras que la otra utiliza uno agregado. Algunos de los componentes que forman dichos modelos ya han sido validados en este trabajo al ser comparados con datos experimentales, como por ejemplo el modelo de coherencia, o por los trabajos de otros autores. Aún así, se ha decidido contrastar algunos resultados obtenidos a partir del modelo global, para así validar el simulador general, y también evaluar la influencia de considerar el efecto de la correlación introducida en el capítulo anterior.

En particular, se han evaluado algunas variables relacionadas con la integración de la energía eólica en el sistema eléctrico.

Además, el modelo se ha utilizado dentro de un contexto de control de potencia. Se ha escogido este tipo de aplicación, porque a medida que aumenta el uso de la energía eólica, hay una tendencia creciente a incluir en los parques eólicos tareas de regulación del sistema eléctrico. En principio, esto se debe a que el hecho de disponer de mayores proporciones de energía eólica también aumenta la necesidad de las mismas a contribuir a la estabilidad y el equilibrio de la red.

En el caso danés, como se ha avanzado en una transición del sistema de generación eléctrica desde uno basado en grandes plantas de energía eléctrica concentradas, que asumían todas las tareas relativas a la regulación y la estabilización del sistema eléctrico, a otro sistema donde las plantas de cogeneración (CHP) y la energía eólica son componentes principales del sis-

tema. Así, la contribución de este tipo de elementos a la red eléctrica ha sido regulada inicialmente por un “procedimiento de operación” (“*grid code*”), registrado por la Autoridad de la Energía Danesa ([Elfrakt System y Eltra, 2004](#)).

Esta regulación técnica establece los requerimientos para la conexión de nuevas turbinas eólicas a redes eléctricas con voltajes que superen los 100 kV, asegurando eso que los parques eólicos dispongan de las propiedades dinámicas y de regulación esenciales para poder realizar operaciones de sistema.

Dentro de dicha reglamentación, hay varias condiciones respecto a la interacción entre las turbinas eólicas y el resto del sistema eléctrico cuando se producen fallos de red, al ciclo de arranque o de parada de una turbina eólica, la calidad del voltaje, el dimensionado de las tensiones y las frecuencias, y finalmente la regulación de la potencia activa y reactiva.

En España, algunas de dichas características se incluyen entre los procedimientos de operación vigentes, no obstante la regulación aún no se ha incluido, aunque se espera que sea regulada pronto, probablemente antes de que se proyecten los primeros parques eólicos marinos.

Como se mencionó en la revisión bibliográfica, [Parson et al. \(1993\)](#) llevaron a cabo un análisis económico y técnico sobre la integración en la red de la energía eólica, en el que se consideran las características necesarias para ello por el sistema eléctrico, como por ejemplo la regulación, el seguimiento de cargas, la asignación de unidades, etc. En dicho análisis, cuantificaron la variabilidad lenta de la potencia de un parque eólico como seguimiento de cargas y la “rápida” como regulación, empleando un año de datos de viento y cargas en la red para estudiar el impacto de la capacidad eólica instalada en el sistema eléctrico de Iowa. En esta tesis, se ha estudiado el comportamiento de un parque eólico marino respecto de la regulación del sistema, analizando las pendientes de las rampas y los requerimientos de reserva de energía, necesarios debido a la fluctuación de su potencia. Así mismo, también se ha estudiado como podrían reducirse esas necesidades, empleando en el parque eólico, estrategias de regulación definidas en el procedimiento de operación mencionado anteriormente.

6.1.1. Integración de la energía eólica: pendientes de rampa y requerimientos de reservas

Las necesidades de regulación en el sistema eléctrico, que tienen como objetivo compensar las fluctuaciones de los grandes parques eólicos, han sido consideradas a través de la definición de las pendientes de las rampas de potencia y los requerimientos de reservas energéticas (Sørensen et al., 2007). Dichas definiciones se basan en las del seguimiento de carga y regulación encontradas en (Parson et al., 1993), pudiendo ser aplicadas en distintas escalas temporales (T), en este trabajo se han escogido principalmente períodos de 30 minutos, y por lo tanto, siempre que no se especifica el período significa que se está usando dicho período. En cualquier caso, también se han realizado cálculos con períodos de 10 minutos.

Dividiendo las series simuladas o medidas de potencia generada por el parque eólico ($P(t)$) en series menores de longitud T ($P_n(t)$), la pendiente de la rampa ($P_{\text{ramp},T}$) entre dos series consecutivas de longitud T vendría dada por

$$P_{\text{ramp},T} = \frac{\overline{P_{n+1}(t)} - \overline{P_n(t)}}{T} \quad (6.1)$$

donde $\overline{P_n(t)}$ es el promedio de la producción de potencia del parque eólico en el período de tamaño T número n .

Estas rampas de potencia constituirían en realidad requerimientos de rampas para el sistema eléctrico de forma que se compensarán esas fluctuaciones, manteniéndose constante la producción. Por ejemplo, esto se podría llevar a cabo regulando las otras plantas eléctricas con una rampa opuesta. En esta tesis, se empleará como unidad $pu/30min$ para las pendientes de las rampas de potencia, de forma que si el período seleccionado es de 30 minutos ($T = 30min$), el valor de los escalones de potencia entre potencias promedio de períodos contiguos ($\overline{P_{n+1}(t)} - \overline{P_n(t)}$) coincidirá con el de la pendiente de la rampa entre ambos períodos. Esta elección se ha tomado por simplicidad, pues se consiguen valores fáciles de comparar y a la vez, son los escalones que deben ser compensados en esos períodos. Por otro lado, se empleará la misma unidad ($pu/30min$) cuando el período analizado sea $T = 10min$, lo que significa multiplicar por 3 el valor del escalón de potencia obtenido. Así a pesar de que la unidad de tiempo escogida será, en este caso, mayor que la longitud del período analizado, podrán ser comparados los parámetros obtenidos en distintos períodos (cuando $T = 30min$ y cuando $T = 10min$).

Otro parámetro interesante relacionado con la integración de la energía

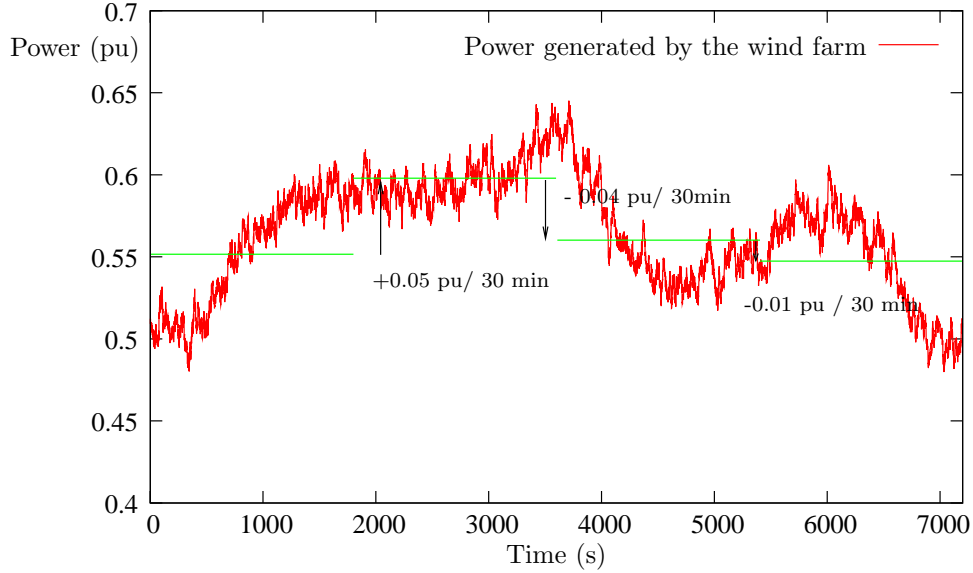


Figura 6.1: Ejemplo de rampas de potencia ocasionadas por la fluctuación de la energía generada por un parque eólico.

eólica en redes con alta penetración eólica son los requerimientos de reserva de energía ($P_{res,T}$). Este parámetro considera las reservas energéticas que deben ser destinadas anticipadamente, por lo que cuantifica la diferencia entre la potencia instantánea en el período siguiente y la potencia media en el período actual, es decir

$$P_{res,T} = \overline{P_n(t)} - \min(P_{n+1}(t)) \quad (6.2)$$

donde $\min(P_{n+1}(t))$ es el mínimo instantáneo de la producción de potencia eléctrica del parque eólico durante el período temporal $n + 1$.

En este caso, las mayores necesidades se corresponden con los mayores valores de $P_{res,T}$, dado que esa caída de energía en el parque eólico debería ser cubierta por las reservas energéticas de la red. Por ejemplo, dichas necesidades podrían ser satisfechas empleando sistemas de almacenamiento energético en esa escala temporal y con energía rotacional dependiendo de los límites de variación de la frecuencia eléctrica fijados por los procedimientos de operación de la red.

Por lo tanto, en ambos parámetros, los mayores requerimientos están relacionados con las rampas más negativas o con las necesidades de reservas energéticas mayores. Análogamente a la forma habitual de análisis de las cargas eléctricas en generación eléctrica, se utilizarán las curvas de frecuencia acumulada (*duration curves*), como una herramienta adecuada para evaluar esas condiciones extremas. Esas curvas de frecuencia acumulada se constru-

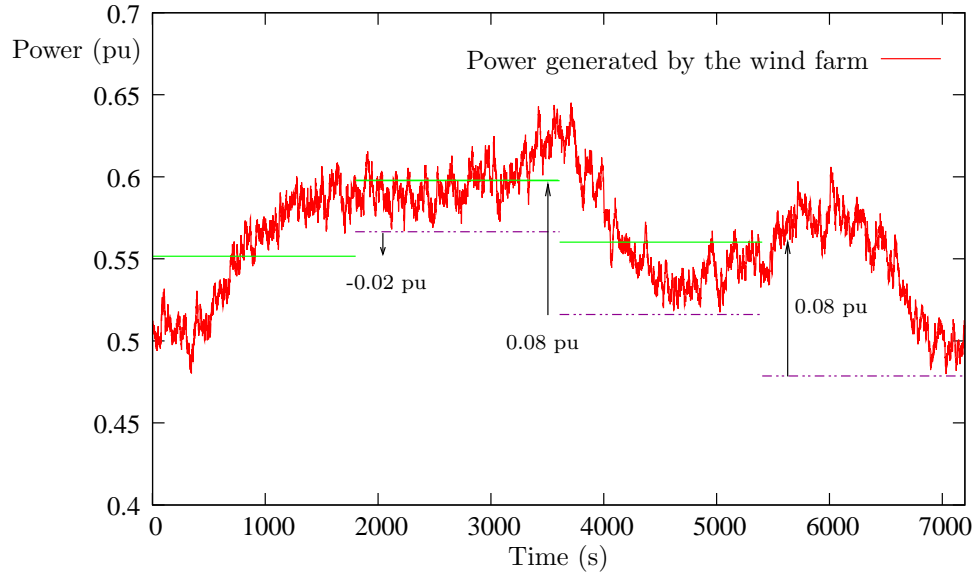


Figura 6.2: Ejemplo de la condición de reserva energética impuesta por las fluctuaciones de potencia en un parque eólico.

yen ordenando descendientemente las rampas y los requerimientos de reservas. De esta forma, dichas curvas pueden emplearse para calcular percentiles para las rampas más negativas o las mayores reservas, que es un buen método para estimar los requisitos generales de la red eléctrica para compensar las fluctuaciones de potencia. En este trabajo, se ha considerado el percentil 1 % de los peores casos, es decir el percentil 1 % de mayores reservas, o bien el 1 % de rampas más negativas, que se denomina aquí el percentil 99 % de rampas, dado que tanto rampas como reservas han sido ordenadas de mayor a menor.

6.1.2. Regulación de potencia activa

El reglamento danés mencionado anteriormente, establece algunas condiciones sobre la regulación de la potencia activa en un parque eólico, aunque esas condiciones no cubren las desviaciones de la potencia deseada causadas por falta de recursos eólicos.

La primera condición de la normativa sobre regulación es que debe ser posible limitar la producción de un parque eólico a cualquier valor de consigna en un rango del 20 % alrededor de la potencia nominal, no pudiendo exceder la desviación entre dicho valor de consigna y la media de potencia producida medida en 5 minutos superior al 5 % de la potencia nominal del parque.

Por otro lado, debe ser posible variar la consigna de potencia de forma ascendente o descendente a una velocidad de hasta el 10 % de la potencia

nominal por minuto.

Estas capacidades de regulación deben integrarse en una función conjunta del parque eólico que pueda asegurar su control remoto, de esta forma, este controlador permite diversos tipos de regulación que pueden establecerse localmente o por el operador del sistema. Además, en dicho procedimiento de operación se definen varios tipos de regulación que pueden llevarse a cabo a través de dichos controladores.

Entre esos tipos disponibles de regulación, hay dos que también pueden ser útiles para reducir los efectos de las fluctuaciones, concretamente la limitación de rampa (positiva y/o negativa) y la restricción de producción Delta.

Estrategias de limitación de rampa positiva

La estrategia de limitación de rampa positiva consiste en la limitación del gradiente positivo máximo de la producción eléctrica, es decir, se evita que la producción del parque eólico se incremente con excesiva rapidez cuando la velocidad del viento está creciendo o cuando el parque eólico está arrancando bajo vientos fuertes. Por el contrario, si la producción del parque eólico está descendiendo no hay ninguna restricción. En la figura 6.3, se muestra un ejemplo de este tipo de regulación.

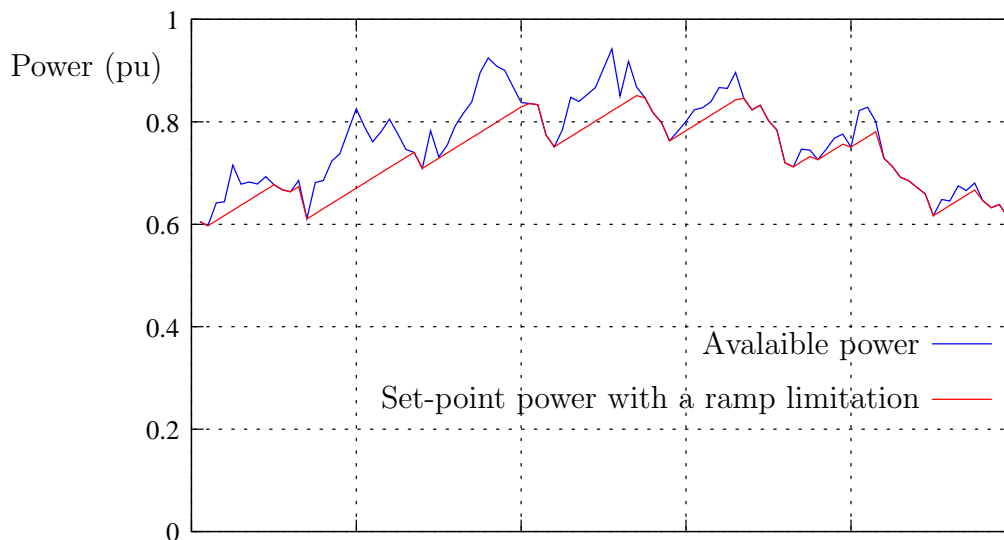


Figura 6.3: Ejemplo de la limitación de rampa aplicada a la potencia disponible de un sistema eólico de generación.

Restricción de producción Delta

La restricción de producción Delta consiste en la limitación de la producción actual por debajo de la potencia disponible en un valor de potencia Delta fijo, que constituye de esta forma una reserva de energía. Un ejemplo de este tipo de regulación puede apreciarse en la figura 6.4.

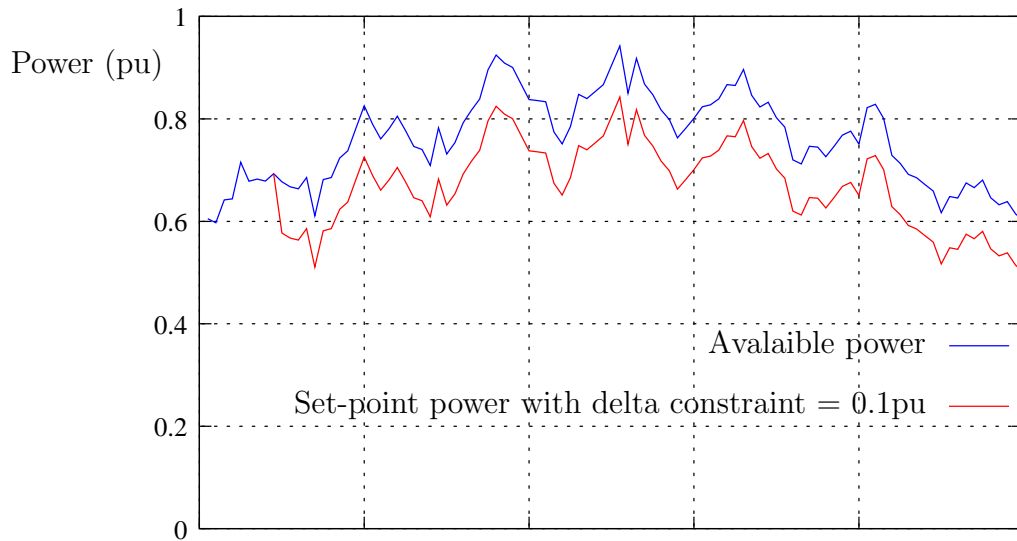


Figura 6.4: Ejemplo de la condición de regulación “Delta” aplicado a la potencia disponible de un sistema de generación.

Esta restricción suele emplearse para incrementar la capacidad de regulación del parque eólico mediante dicha reserva energética.

De hecho, la restricción Delta puede ser utilizada conjuntamente con la estrategia de limitación de rampa, permitiendo fijar un gradiente negativo máximo para los casos en que el viento está decreciendo, y es posible limitar el descenso de la potencia reduciendo la reserva de energía asociada a esta restricción (Delta), un ejemplo de esta estrategia conjunta se muestra en la figura 6.5.

6.2. Validación

Con el propósito de validar los modelos agregado y diversificado, se han comparado los resultados obtenidos a partir de dichos modelos con los procedentes del análisis de los datos experimentales. Para ello, los datos simulados y medidos se han utilizado previamente para calcular las rampas de potencia y los requerimientos de reserva de energía.

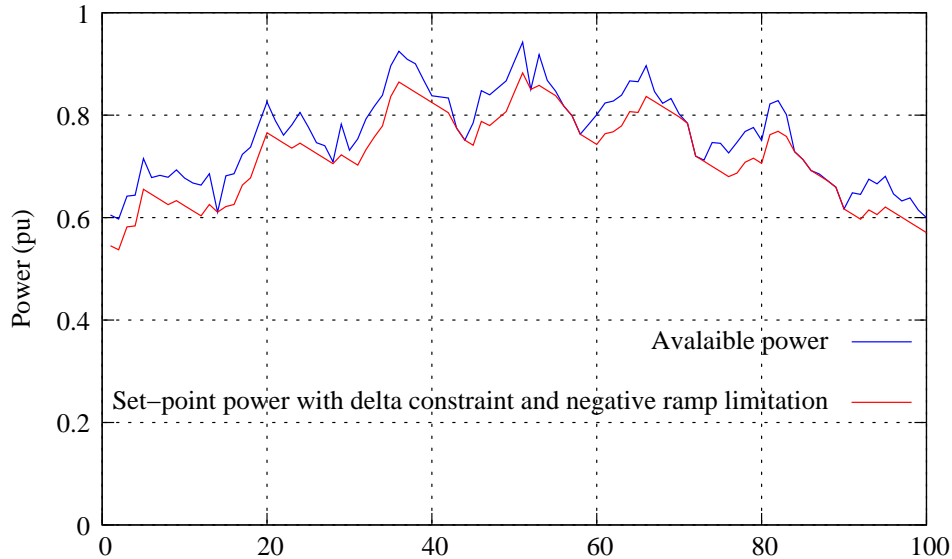


Figura 6.5: Ejemplo de la condición de regulación “Delta” junto con una limitación de rampa negativa aplicadas a la potencia disponible de un sistema de generación.

Después de realizar dicho cálculo en cada serie de datos simulados o reales, los parámetros anteriores deben ser clasificados en función de la potencia media en el intervalo o de la velocidad media, ya que las estadísticas de ambos parámetros dependen fuertemente en esas variables, dados los diferentes comportamientos en las distintas partes de la curva de potencia. Por ejemplo, no es probable que la potencia se incremente significativamente una vez que está cercana a la potencia nominal.

En este caso, se ha escogido la velocidad del viento media como parámetro para clasificar las series, la razón de esta elección ha sido el poder separar también la zona en que la potencia se está acercando a la nominal, de la zona donde la potencia está alrededor de su valor nominal, pero con vientos más altos, pudiendo sobrepasar la velocidad de corte en algunas turbinas eólicas, dado que las características de ambas zonas son sustancialmente diferentes.

6.2.1. Modelo agregado

Se ha utilizado el modelo agregado desarrollado e implementado en los capítulos anteriores, aunque inicialmente no se ha incluido el modelo de la correlación descrito en el capítulo 5. Para poder estimar con certeza los percentiles de los parámetros, se han simulado 80.000 series de 2 horas para cada

velocidad media analizada. En cada una de dichas simulaciones, la dirección del viento ha sido determinada aleatoriamente siguiendo la distribución de la dirección del viento promedio de los datos experimentales agrupados también en series de 2 horas.

Para calcular los percentiles y comparar los procedentes de los datos simulados con los reales, las pendientes de las rampas y las reservas se han clasificado en una curva de frecuencia acumulada, ordenándose las mismas de mayor a menor. En la figura 6.6 se muestra un esquema de este procedimiento.

De esta forma, en la figura 6.7 se representa la curva de frecuencia acumulada (*duration curve*) de las pendientes de las rampas en períodos de 30 minutos correspondiente a simulaciones mediante el modelo agregado con una velocidad media en el parque eólico de $8,7\text{ m/s}$. Además, en la misma figura, se ha comparado dicha curva, con la obtenida a partir de los datos reales, para lo cuál se han considerado las series de datos reales con velocidades del viento medias dentro un intervalo de 2 m/s de longitud, coincidiendo el promedio de la velocidades en todas estas series con la velocidad media de las simulaciones. Tanto en este valor de velocidad media $8,7\text{ m/s}$ como en otros cercanos, en los cuales se dispone de una gran cantidad de datos experimentales, también se han empleado intervalos de 1 m/s , los cuales han conducido a resultados similares.

Análogamente, se han construido las curvas de frecuencia acumulada de los requerimientos de reservas energéticas a partir de los datos simulados y de los medidos en condiciones similares, siendo ambas curvas comparadas en la figura 6.8.

En ambas figuras, se aprecia una coincidencia bastante buena en el comportamiento del parque eólico según las series simuladas mediante el modelo agregado y según los datos reales medidos.

Dado que los percentiles, descritos anteriormente, son los parámetros significativos para evaluar las necesidades de la red para compensar las fluctuaciones, se ha centrado el análisis en ellos, de esta forma se pueden comparar fácilmente las rampas y las reservas para diferentes velocidades de viento. Así en la figura 6.9, se representa el percentil 99% de las pendientes de las rampas para diferentes velocidades del viento, apreciándose una coincidencia significativa entre los datos simulados y los medidos. En dicha figura, también se muestra que las rampas se incrementan conforme lo hace la velocidad del viento, pero una vez que la velocidad es alta, y que por lo tanto la parte plana de la curva de potencia se aproxima, entonces las rampas de potencia tienden a reducirse cuando la velocidad aumenta. Comparando el percentil

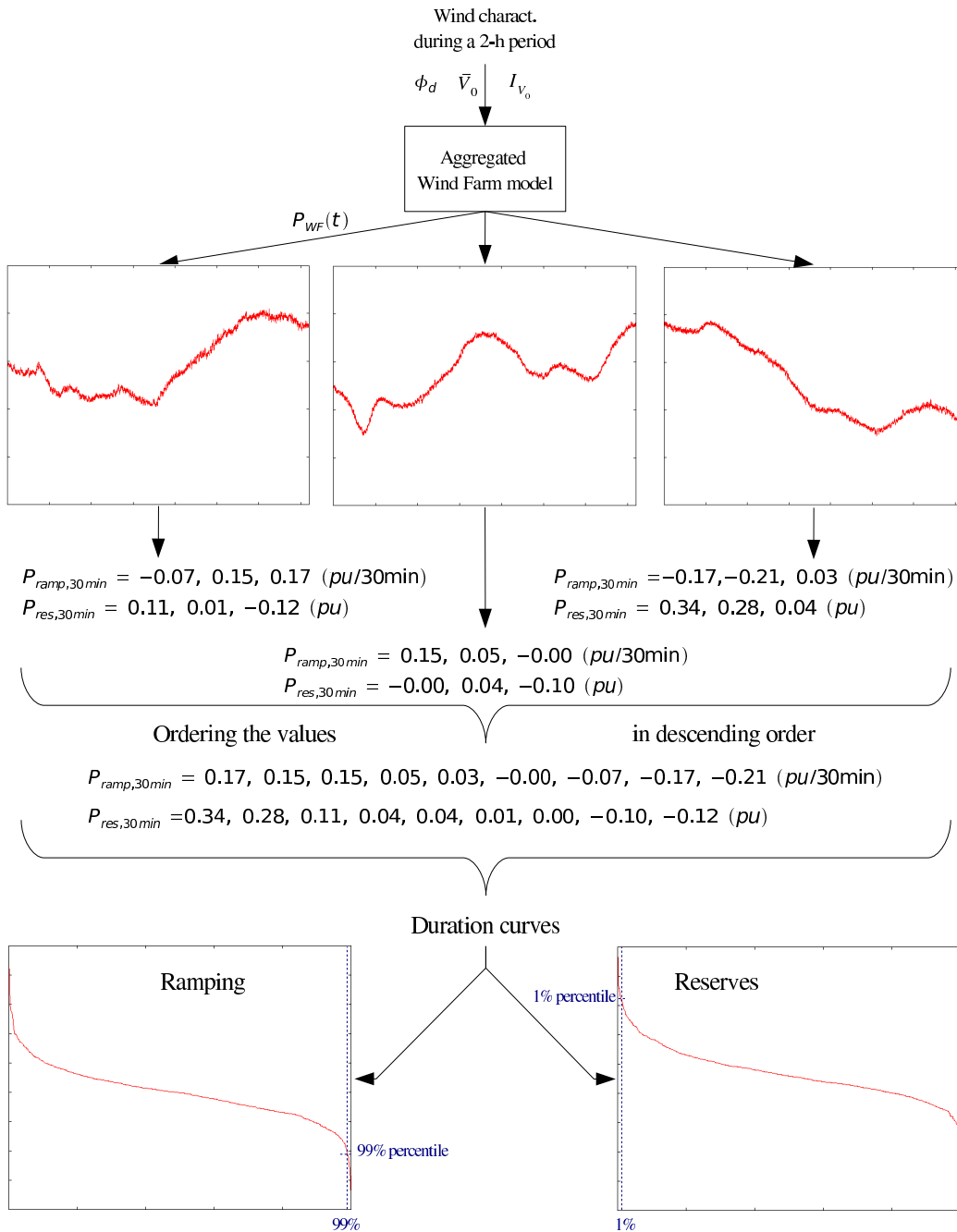


Figura 6.6: Esquema del proceso de cálculo de las curvas de frecuencia acumulada de rampas y reservas mediante el modelo agregado.

1% de los requerimientos de energía se encuentran resultados similares. En los datos simulados, se muestra que las necesidades de reservas descienden

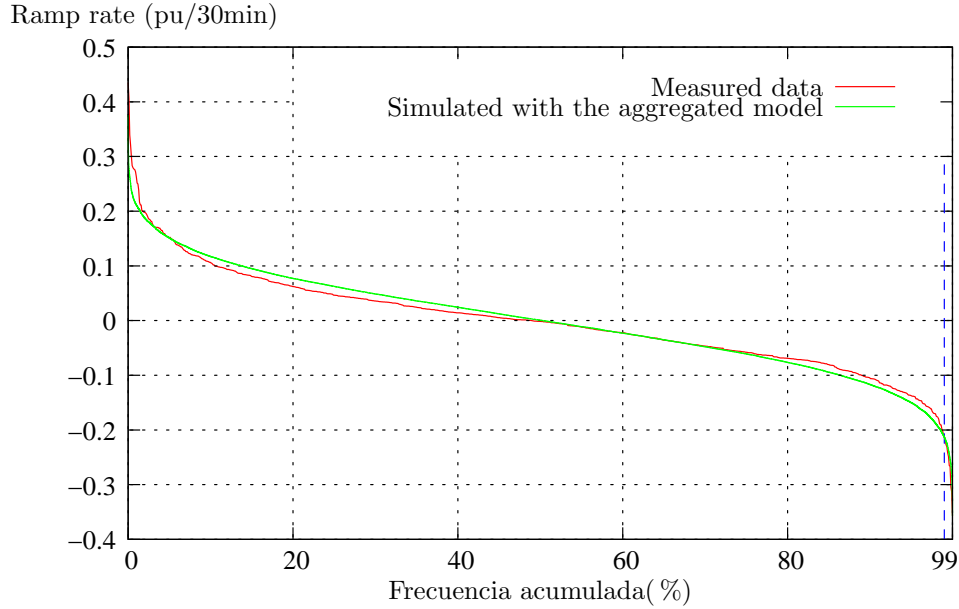


Figura 6.7: Frecuencia acumulada de las rampas de 30 minutos correspondientes a series de 2 horas, con una velocidad del viento media alrededor de $8,7 m/s$.

cuando la velocidad del viento es alta, y por lo tanto cuando la potencia media se aproxima a la nominal. Sin embargo, en este caso los datos reales continúan creciendo en lugar de descender, y por lo tanto, hay una pequeña diferencia de comportamiento alrededor de $\bar{V} = 12,5 m/s$. Para analizar esto en profundidad, se ha extendido la comparación, incluyendo un punto con velocidad del viento superior, concretamente con $\bar{V} \approx 14,4 m/s$. Desafortunadamente, la cantidad de datos reales que pasan el filtrado a esa velocidad del viento es considerablemente inferior y por lo tanto la fiabilidad de estos datos empeora. En cualquier caso, la comparación calculada tanto para las rampas como para las reservas se muestra en las figuras 6.11 y 6.12, respectivamente.

Observando los puntos procedentes de las medidas reales, se aprecia que las rampas y las reservas disminuyen cuando la velocidad del viento crece desde $\bar{V} = 12,5 m/s$ a $\bar{V} = 14,4 m/s$, por lo que se confirma el comportamiento esperado previamente, especialmente para el caso de las reservas, en el que no se había visto en el valor previo de velocidad del viento. Sin embargo, en este punto la diferencia entre los valores simulados y los medidos se incrementa considerablemente. Esto se produce en este caso, y parcialmente de lo sucedido en el valor previo de la velocidad del viento, debido a que el tamaño del

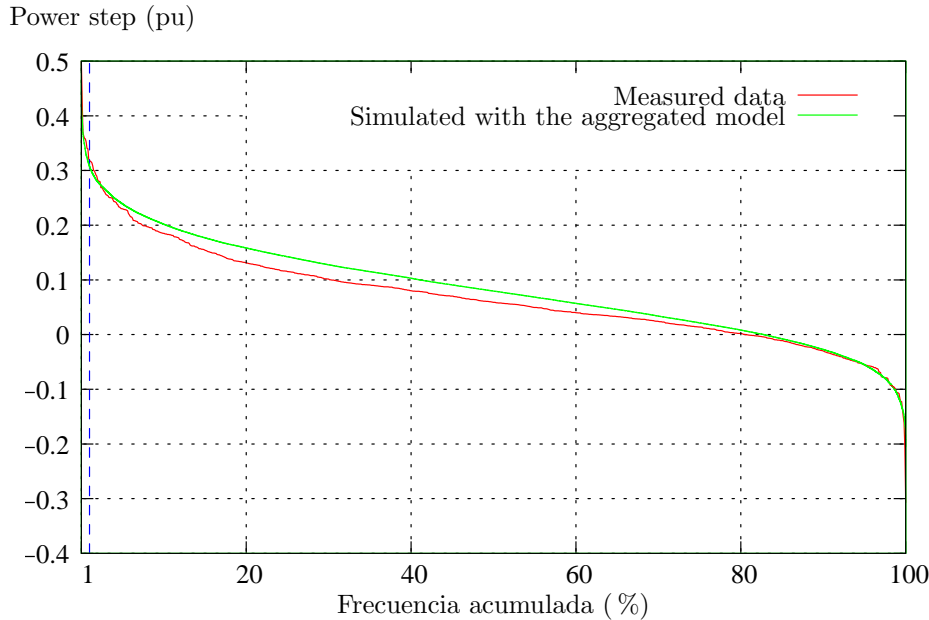


Figura 6.8: Frecuencia acumulada de los requisitos de reserva de 30 minutos correspondientes a series de 2 horas, con una velocidad del viento media alrededor de $8,7\text{ m/s}$.

intervalo de velocidades considerado en los datos reales adquiere una influencia importante. De hecho, en esa zona de velocidad del viento puede significar la diferencia entre que la oscilación del viento prácticamente no salga de la parte plana de la curva de potencia, y que en algunos casos la velocidad alcance valores cercanos a la “parte lineal”, o por otro lado, cercanos a la velocidad de corte. Esto se ha demostrado llevando a cabo simulaciones cuya velocidad media ha sido generada aleatoriamente en el mismo intervalo de velocidades que la experimental. En este caso, que ha sido representado en las figuras anteriores mediante un “asterisco” verde (en lugar de una “cruz”), se aprecia que el comportamiento simulado, respecto a los percentiles, se acerca bastante al obtenido con los datos medidos. Por lo tanto, sería interesante poder reducir el tamaño de los intervalos de velocidad considerados en los puntos localizados fuera de la parte lineal de la curva de potencia, aunque para eso sería necesario disponer de más cantidad de datos. Además, también se han representado las curvas de frecuencia acumulada para las rampas y reservas en esa velocidad del viento en las figuras 6.13 y 6.14, considerando las dos formas de simularlo (con la velocidad del viento media aleatoria en un intervalo o con la velocidad del viento media constante). Esas figuras muestran que durante el “comportamiento normal”, la simulación con una

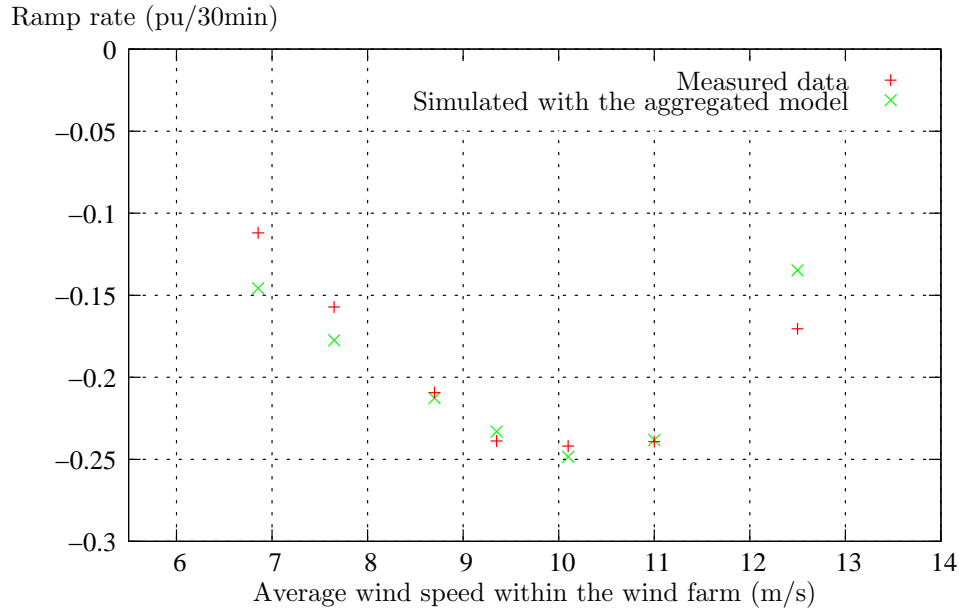


Figura 6.9: Comparación de los percentiles 99% de las rampas de potencia en períodos de 30 minutos correspondientes a los datos medidos y a los simulados mediante el modelo agregado.

velocidad media fija se acerca más a los datos reales, mientras que cuando se observan los “comportamientos extremos”, como en el caso de los percentiles utilizados, la curva en que se ha tomado una velocidad media variable en un rango se aproxima más a la de los datos experimentales, pues en este caso los casos extremos se corresponderán con velocidades más lejanas del punto fijo, y que por lo tanto son más próximos a la “parte lineal” o a la velocidad de corte, como se ha señalado anteriormente.

Esto indica que el modelo funciona aceptablemente incluso en la parte no lineal y en la “parte de transición”, a pesar de que para compararlo más adecuadamente en todo el rango de velocidades, se necesitaría disponer de más series de datos reales, para así poder reducir los rangos de velocidades del viento considerados para cada punto. Por otro lado, no se ha realizado una comparación más cercana a los puntos de las velocidades de corte y de arranque.

En dichos puntos, se espera que el error de un modelo agregado como éste, que está basado en una curva de potencia agregada, crezca respecto del modelo diversificado. En el caso de la situación de “arranque”, no hay un interés relevante en estudiarla de forma detallada desde el punto de vista de las rampas y reservas, pues su influencia en las necesidades de la red es muy reducida. No obstante, el caso de la velocidad de corte, pese a ser mucho

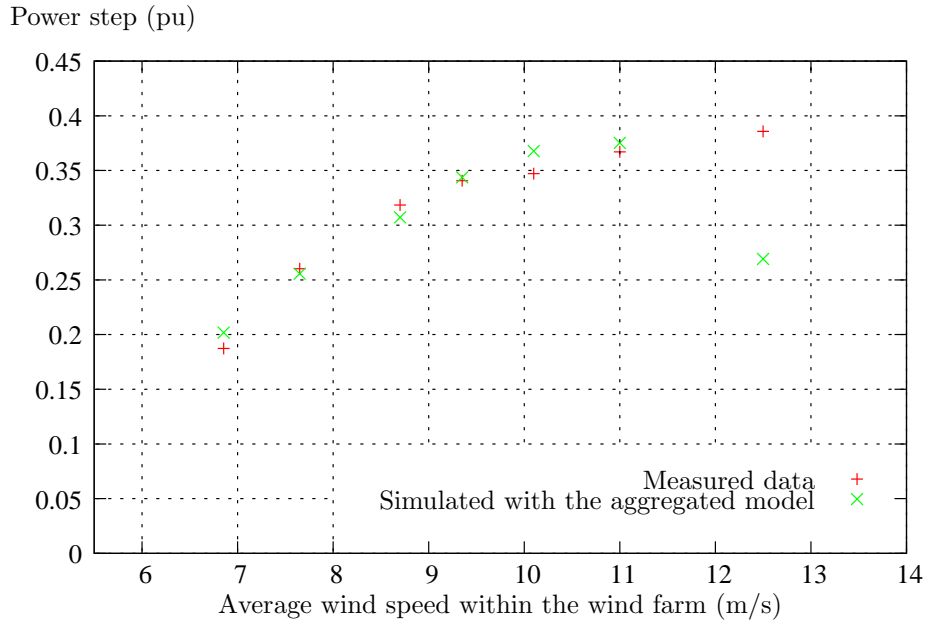


Figura 6.10: Comparación de los percentiles 1% de las reservas de energía en períodos de 30 minutos correspondientes a los datos medidos y a los simulados mediante el modelo agregado.

menos frecuente que los puntos analizados, si tiene cierta importancia en el impacto de las fluctuaciones.

El efecto de la correlación entre las componentes de frecuencia de la energía fluctuante del viento, descrito en el capítulo anterior, se ha incluido para evaluar sus efectos y se han simulado paquetes de 80.000 series para algunas velocidades de viento medias. Después, se han comparado las rampas de potencia y los requerimientos de reservas con los resultados previos en los que no se había incluido esta correlación, mostrándose en las figuras 6.15 y 6.16, en las que se aprecia que, respecto a los parámetros analizados, los resultados son muy similares a las simulaciones previas, siendo sólo un poco más conservativos los valores de las simulaciones en las que dicha correlación ha sido incluida, en cambio, el coste computacional se incrementa significativamente, por lo que para el cálculo de pendientes de rampas de potencia o de reservas energéticas, se ha decidido no incluir este efecto.

Las pendientes de las rampas y los requerimientos de reservas también han sido calculados considerando períodos de 10 minutos, los resultados correspondientes se muestran respectivamente en las figuras 6.17 y 6.18, en las

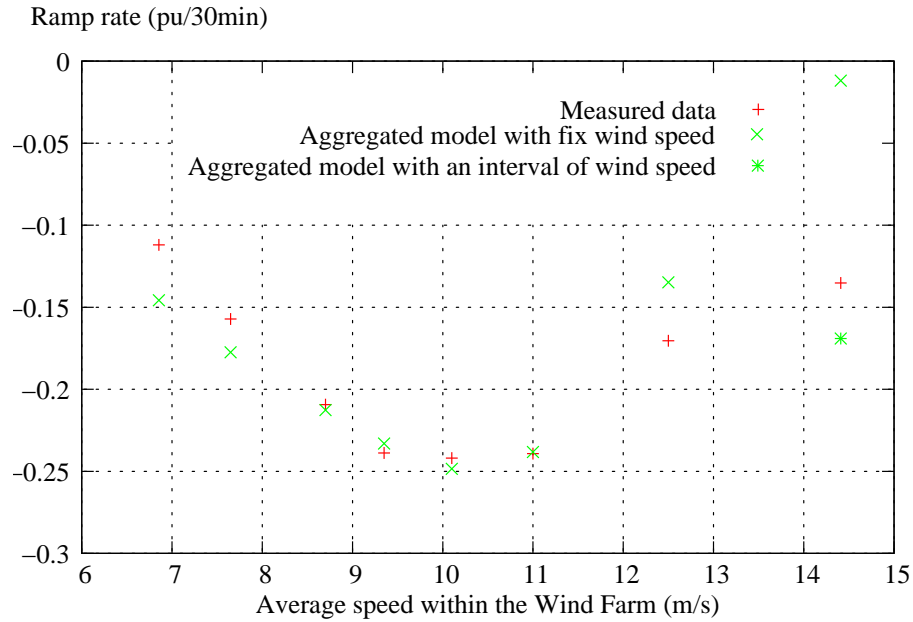


Figura 6.11: Comparación de los percentiles 99 % de las rampas de potencia en períodos de 30 minutos correspondientes a los datos medidos y a los simulados mediante el modelo agregado.

que también son comparados con los mismos parámetros calculados a partir de los datos reales. En estas figuras también se aprecia una coincidencia considerable entre los datos medidos y simulados, y un comportamiento cualitativamente similar al analizado en los períodos de 30 minutos.

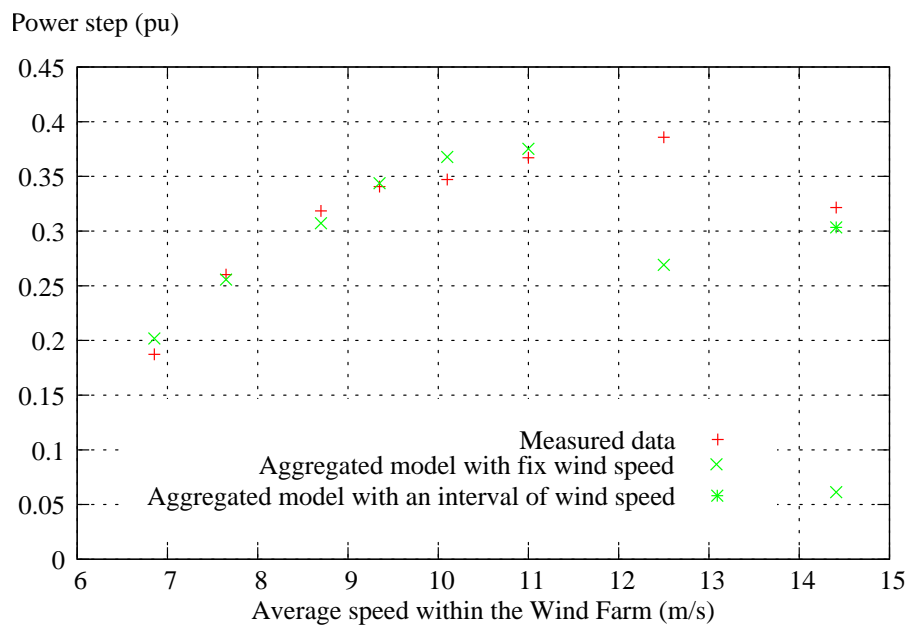


Figura 6.12: Comparación de los percentiles 1% de las reservas de energía en períodos de 30 minutos correspondientes a los datos medidos y a los simulados mediante el modelo agregado.

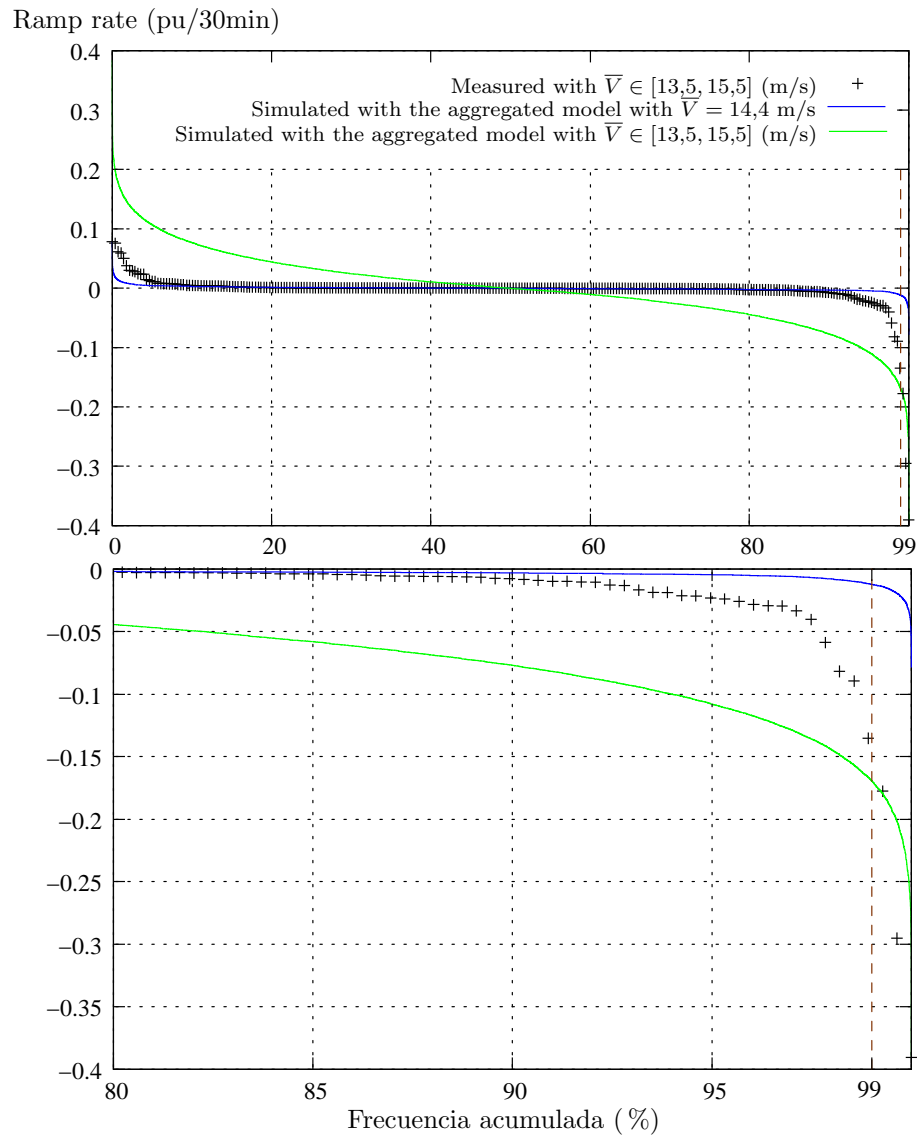


Figura 6.13: Frecuencia acumulada de las rampas de 30 minutos correspondientes a series de 2 horas, con una velocidad del viento media alrededor de $14,41$ m/s, para los datos medidos y los simulados mediante el modelo agregado, definiéndose en el último caso, los rangos de la velocidad del viento de dos formas distintas.

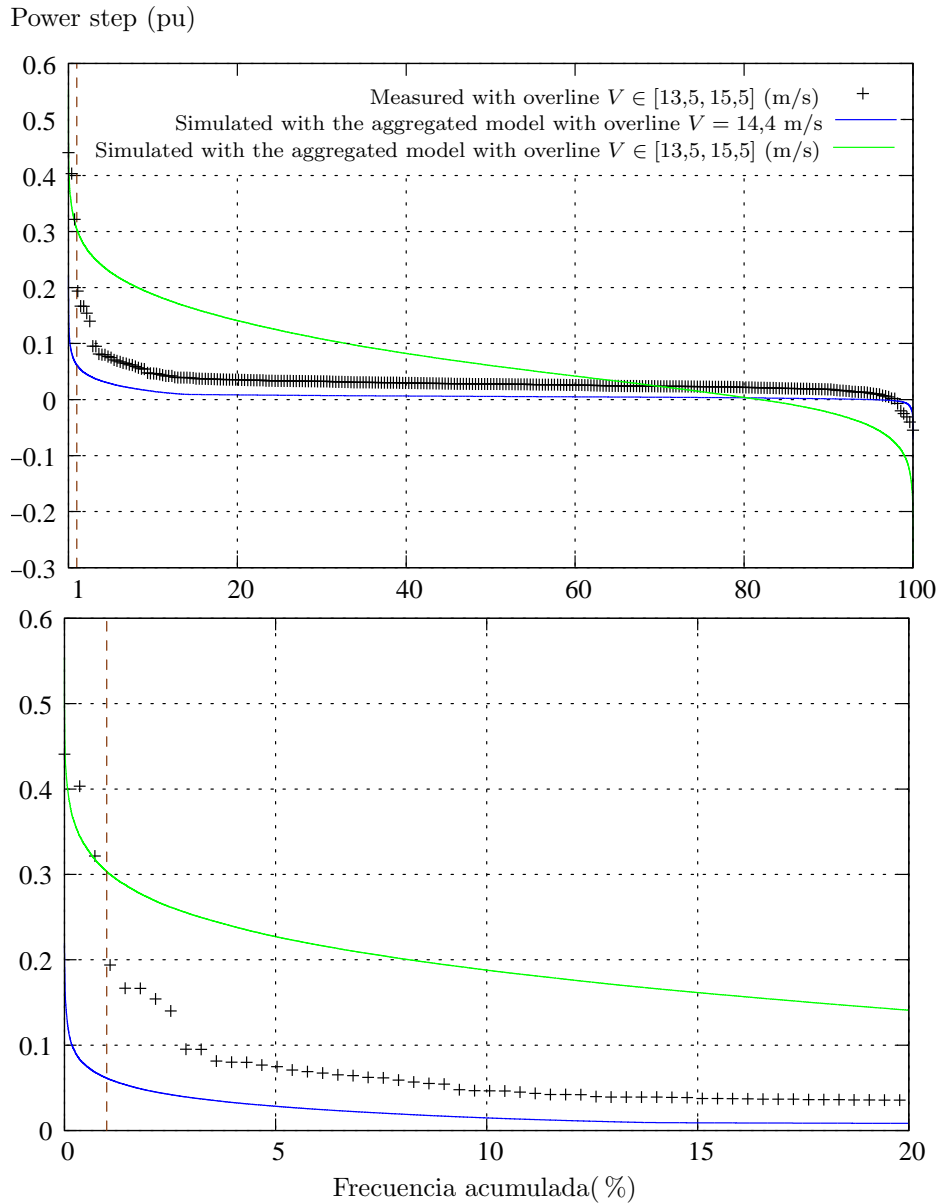


Figura 6.14: Frecuencia acumulada de los requisitos de reserva de 30 minutos correspondientes a series de 2 horas, con una velocidad del viento media alrededor de $14,41$ m/s, para los datos medidos y los simulados mediante el modelo agregado, definiéndose en el último caso, los rangos de la velocidad del viento de dos formas distintas.

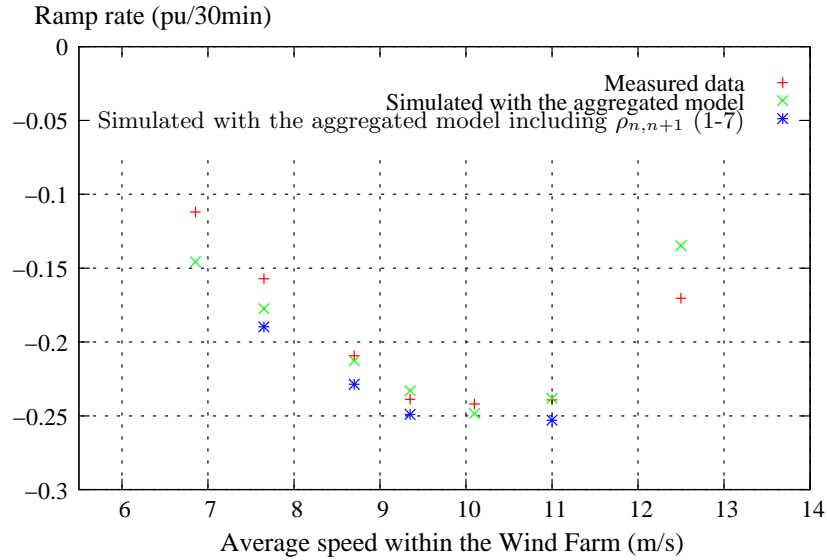


Figura 6.15: Comparación del percentil 99% de las rampas de potencia en períodos de 30 minutos con diferentes velocidades del viento medias, según hayan sido obtenidas mediante los datos medidos o los simulados con el modelo agregado, incluyendo los efectos de la correlación en la energía fluctuante.

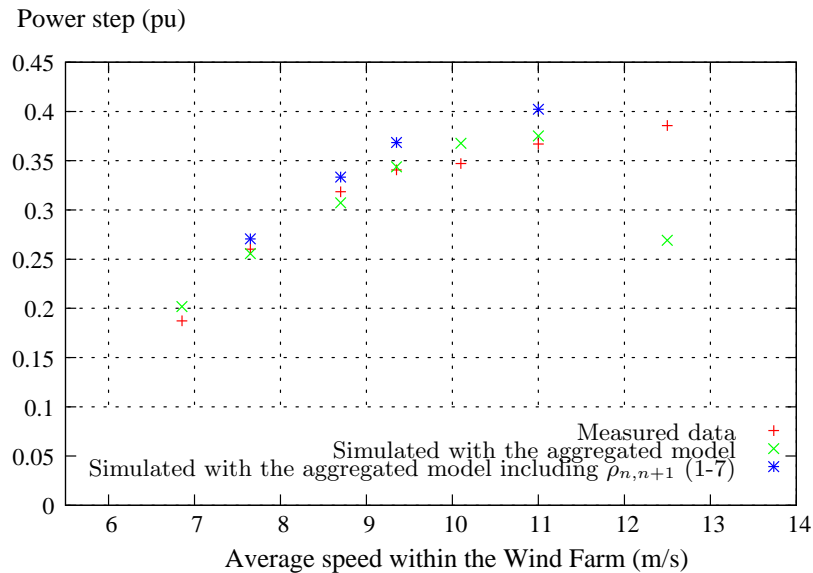


Figura 6.16: Comparación del percentil 1% de las reservas de energía en períodos de 30 minutos con diferentes velocidades del viento medias, según hayan sido obtenidas mediante los datos medidos o los simulados con el modelo agregado, incluyendo los efectos de la correlación en la energía fluctuante.

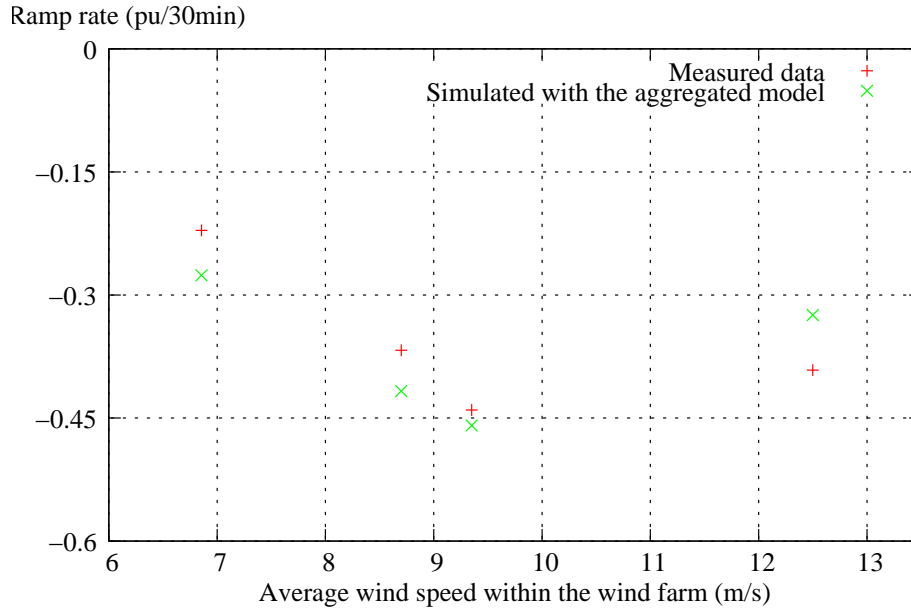


Figura 6.17: Comparación del percentil 99% de las rampas de potencia en períodos de 10 minutos con diferentes velocidades medias.

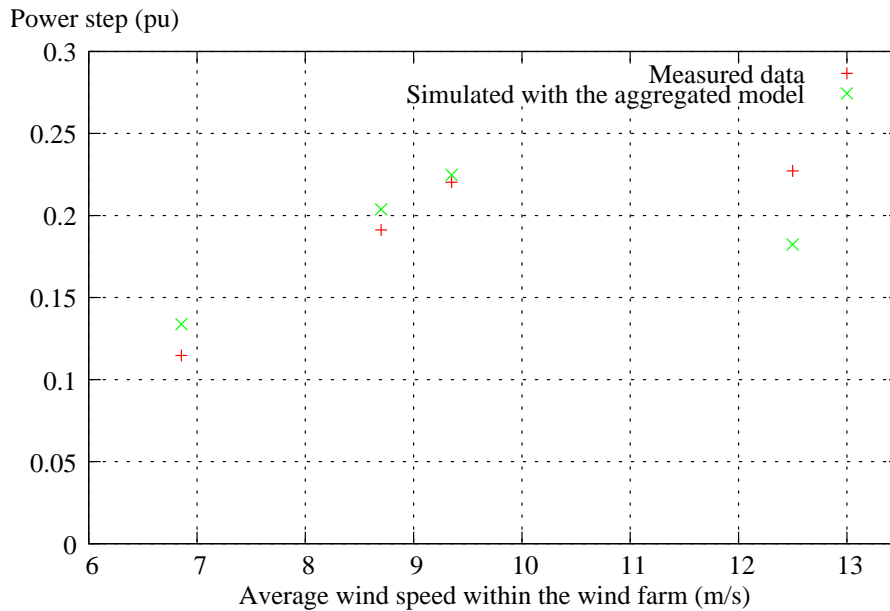


Figura 6.18: Comparación del percentil 1% de las reservas de energía en períodos de 10 minutos con diferentes velocidades medias.

6.2.2. Modelo diversificado

Se han simulado series de 2 horas mediante el modelo diversificado descrito en la sección 3.4, de forma similar a lo realizado en la sección anterior. En este caso, se ha empleado el programa *WindPowerFluctuationSimulator*, desarrollado por P. Sørensen. En dicho programa, pueden incluirse de forma sencilla los modelos descritos en esta tesis, salvo el modelo de coherencia, que, al menos en la versión actual del programa, ha tenido que ser simplificado en uno con la forma del de Schlez & Infield.

En este caso, se han simulado 15.000 series para cada velocidad del viento. A pesar de que puedan haber algunos errores pequeños en la escala mostrada, esta reducción se ha llevado a cabo por el coste computacional, dado que éste crece enormemente en comparación con el modelo anterior.

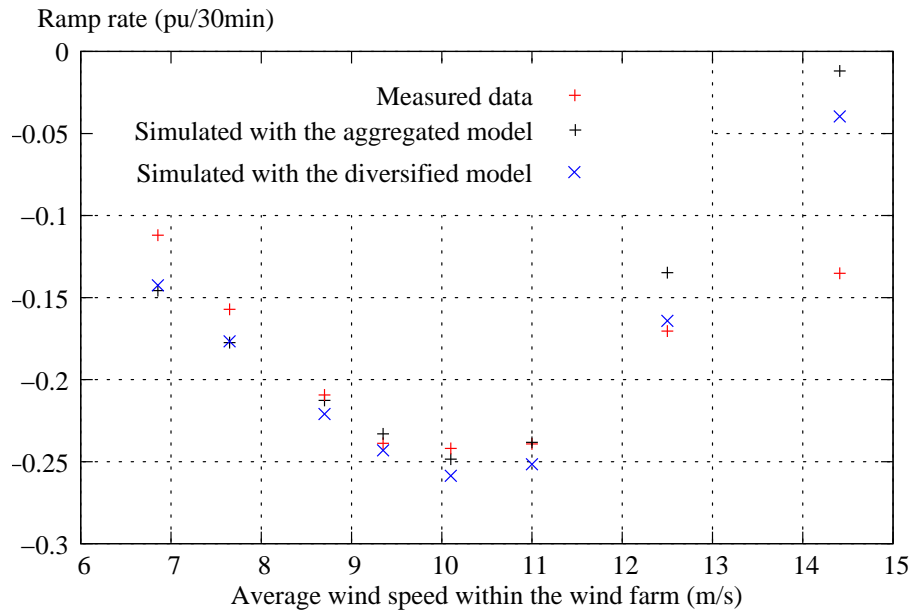


Figura 6.19: Comparación del percentil 99% de las rampas de potencia en períodos de 30 minutos con diferentes velocidades medias, según hayan sido obtenidas mediante los datos experimentales, el modelo agregado o el diversificado.

En la figura 6.19, se ha representado el percentil 99% de las rampas en períodos de 30 minutos calculadas con el modelo diversificado, siendo comparado en la misma figura con los resultados del modelo agregado así como con los datos experimentales. Se ha realizado la misma comparación para las

reservas de energía en períodos de 30 minutos, mostrándose en la figura 6.20.

Respecto a las rampas de potencia, cuando la velocidad del viento esta en torno a la parte lineal de la curva de potencia, hay una gran concordancia entre los tres resultados. Aunque, conforme las condiciones se acercan a la parte plana de la curva de potencia, específicamente al punto calculado para $\bar{V} = 12,5$ m/s, a pesar de que las diferencias son reducidas, el modelo diversificado proporciona resultados, en principio, más cercanos a los de los datos medidos. Las diferencias entre ambos tipos de simulaciones y los percentiles calculados a través de las medidas fueron explicadas en la sección anterior, mostrando que cuando el viento se encuentra predominantemente en la parte plana de la curva de potencia, y parcialmente cuando se acerca a la misma, hay una influencia notable del procedimiento de selección de los intervalos medidos, que puede ocasionar diferencias sustanciales. En principio, parece

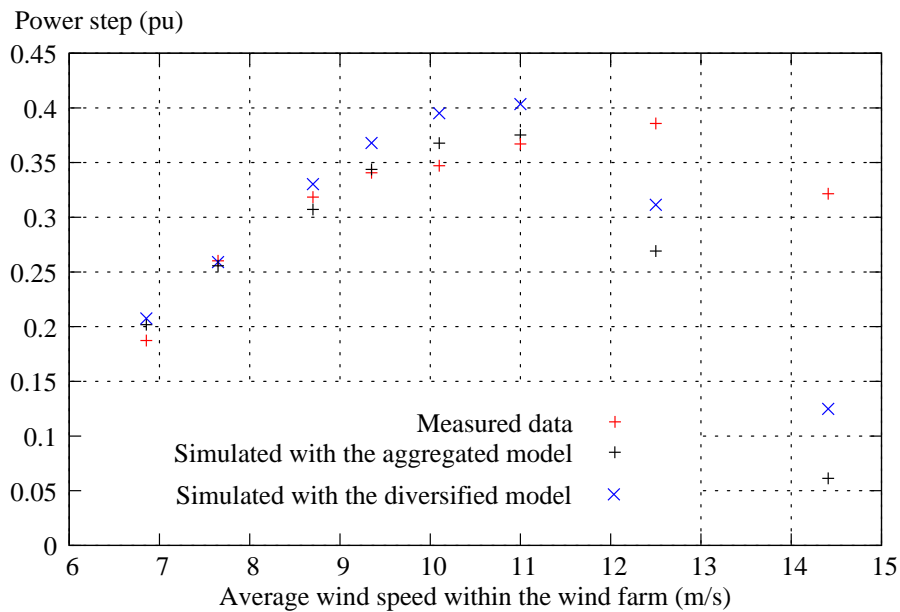


Figura 6.20: Comparación del percentil 1% de las reservas de energía en períodos de 30 minutos con diferentes velocidades medias, según hayan sido obtenidas mediante los datos experimentales, el modelo agregado o el diversificado.

lógico asumir que el modelo diversificado tendrá una fiabilidad mayor en esta parte dada su no linealidad, aunque serían necesarios más datos en esta zona para poder evaluarlo, eliminando previamente la influencia del “tamaño del intervalo de velocidad”. En cualquier caso, incluso en esta zona las diferencias no son excesivas.

Observando el percentil de las reservas energéticas en períodos de 30 minutos, se aprecia un comportamiento similar al observado en las pendientes de las rampas, en este caso, con pequeñas diferencias en velocidades del viento media-bajas, en las que el modelo agregado incluso se acerca más a los datos experimentales, probablemente debido a la aproximación del modelo de coherencia realizada en el diversificado.

Estos percentiles también han sido calculados para las rampas y reservas en períodos de 10 minutos, siendo representados y comparados en las figuras 6.21 y 6.22 respectivamente. En dichas comparaciones, hay una coin-

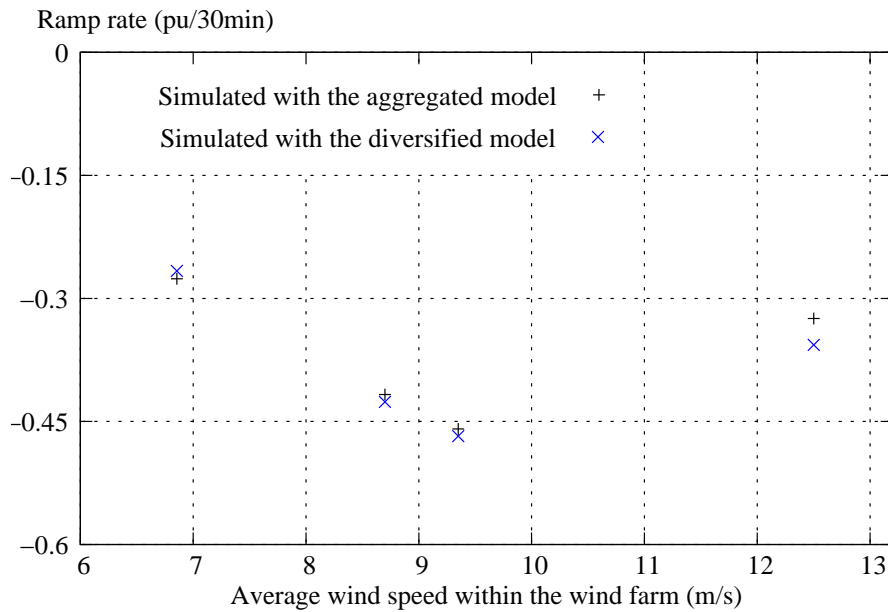


Figura 6.21: Comparación del percentil 99% de las rampas de potencia en períodos de 10 minutos con diferentes velocidades medias, según hayan sido obtenidas mediante el modelo agregado o el diversificado.

cidencia total entre los resultados obtenidos mediante ambos modelos, incluso en la parte cercana a la parte plana de la curva de potencia.

Por tanto, el modelo agregado estima resultados bastante similares al diversificado, consiguiéndose una reducción impresionante en el coste computacional respecto del mismo.

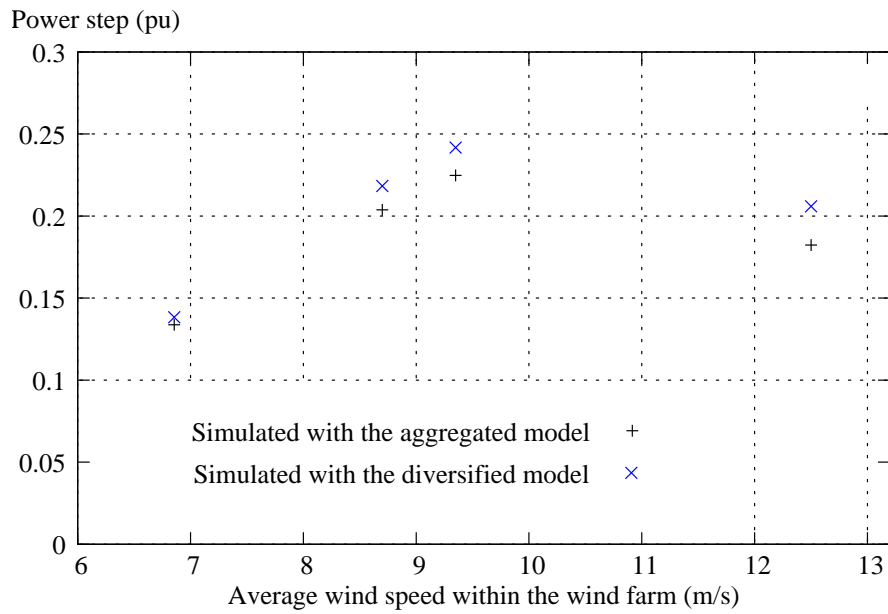


Figura 6.22: Comparación del percentil 1% de las reservas de energía en períodos de 10 minutos con diferentes velocidades medias, según hayan sido obtenidas mediante el modelo agregado o el diversificado.

6.3. Control de potencia

6.3.1. Introducción

Como una aplicación del modelo desarrollado en esta tesis, se emplea el modelo agregado para evaluar diversas estrategias para reducir los efectos de las fluctuaciones de potencia.

En la sección 6.1.2, se presentaron varias estrategias de regulación de la potencia. Dichas estrategias pueden ser utilizadas para distintos propósitos. No obstante, en esta tesis se emplearán solamente las que pueden ser útiles para suavizar las fluctuaciones estudiadas. Por ejemplo, en este contexto, no tendría sentido el empleo de la restricción de la producción Delta, a no ser que dicha restricción estuviera asociada a alguna limitación de rampa.

De esta forma, se compararán los efectos de las siguientes estrategias, descritas anteriormente:

- Limitación de rampa positiva
- Restricción Delta + limitación de rampa negativa

Como se mostró en la sección 6.1.2, cuando se aplica una de estas estrategias, la potencia resultante ($P_{curt}(t)$), que ha sido recortada, es inferior (o igual) a la potencia disponible originalmente ($P_{aval}(t)$), siendo la diferencia igual a las pérdidas de potencia $P_{leak}(t)$ ocasionadas la estrategia de control aplicada.

$$P_{aval}(t) = P_{curt}(t) + P_{leak}(t) \quad (6.3)$$

Para comparar ambas estrategias, se escogen sus parámetros de forma que ambas tengan un coste similar, en este caso un coste energético, es decir los parámetros considerados en cada estrategia se seleccionan para que la aplicación de cada una provoque una pérdida de energía similar (E_{leak}).

Estando dadas dichas pérdidas en una serie de longitud T_s (aquí 2h.) por la integral de las pérdidas de potencia en dicha serie.

$$E_{leak} = \int_{T_s} P_{leak}(t) dt \quad (6.4)$$

Así, cuando las pérdidas sean calculadas en N_s series, se sumarán las pérdidas obtenidas en cada serie ($E_{leak} = \sum_{n=1}^{N_s} \int_{T_s} P_{n,leak}(t) dt$).

Luego, su efecto reductor de las fluctuaciones se estudia comparando el cambio producido en los percentiles de las rampas de potencia y de las necesidades de reservas en la potencia resultante respecto a los percentiles de la potencia disponible, es decir los mostrados en la sección anterior.

Concretamente, se han escogido unas pérdidas de energía del 5% y del 10% de la energía disponible para seleccionar los parámetros en ambas estrategias.

Los parámetros se estiman aproximadamente aplicando regulaciones con distintos valores de los mismos en series simuladas, cuya velocidad media en flujo libre sigue una distribución de Weibull ajustada a la velocidad de flujo libre medida en las estaciones meteorológicas MM2 y MM3. Calculando posteriormente sus pérdidas de energía respecto a la energía disponible inicialmente.

6.3.2. Restricción de producción Delta y limitación de rampa negativa

Como primer paso, se ha analizado la pérdida de energía producida por este tipo de control en función de sus parámetros.

Cuando se utiliza la restricción Delta asociada a una limitación de rampa negativa, hay dos parámetros: el valor de la restricción Delta (δ_P) y el límite de rampa negativa ($\lambda_{R,-}$). Por lo que puede establecerse una relación entre las pérdidas de energía y dichos parámetros: $E_{leak} = f(\delta_P, \lambda_{R,-})$.

De esta forma, la figura 6.23 muestra las pérdidas de energía correspondientes a diferentes valores del límite de rampa negativa ($\lambda_{R,-}$), cuando se fija $\delta_P = 0,025 pu$ y $\delta_P = 0,05 pu$.

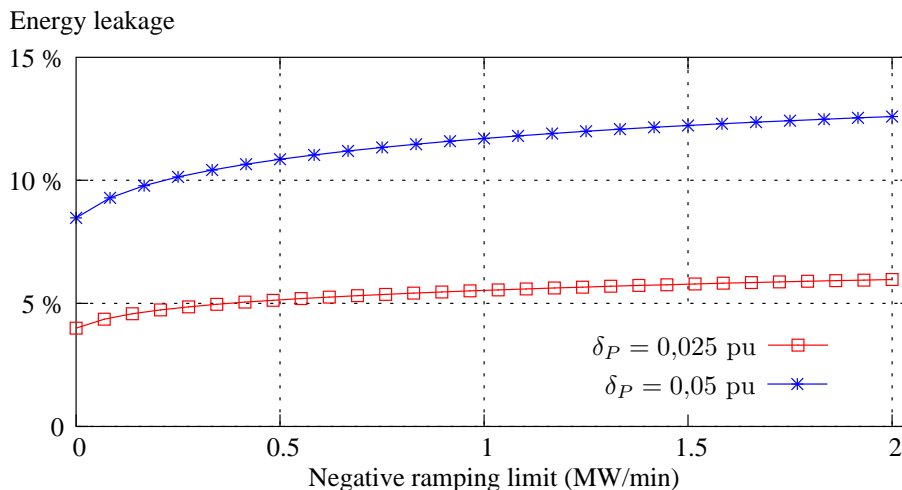


Figura 6.23: Pérdidas de energías producidas por la aplicación de una restricción delta de la potencia junto a la limitación de las rampas negativas.

Por otra parte, la figura 6.24 representa las pérdidas de energía en el caso extremo en que $\lambda_{R,-} = 0$, i.e. la reserva correspondiente a la restricción Delta

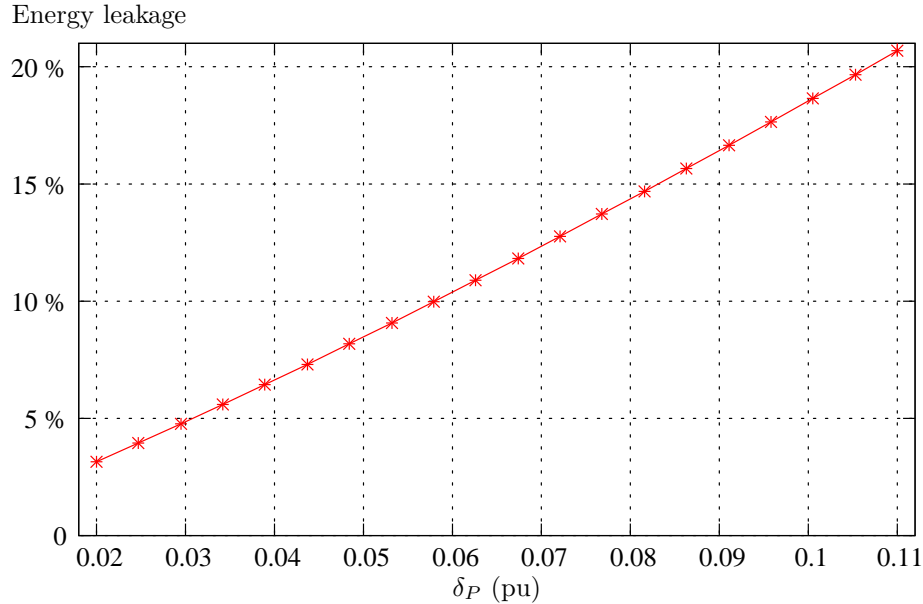


Figura 6.24: Pérdidas de energías producidas por la aplicación de una restricción delta de la potencia junto a la limitación de todos los descensos de la potencia ($\lambda_{R,-} = 0$).

se emplea para limitar cualquier caída de la potencia con independencia de su pendiente.

Tras observar ambas figuras, para las pérdidas del 5% de la energía del parque eólico, se escogen los parámetros $\lambda_{R,-} = 0,37 \text{ MW}/\text{min}$ ($0,07 \text{ pu}/30\text{min}$), $\delta_P = 0,025 \text{ pu}$; y $\lambda_{R,-} = 0$ con $\delta_P = 0,031 \text{ pu}$.

Mientras que cuando se permite un 10% de pérdidas, se seleccionan los valores siguientes $\lambda_{R,-} = 0,215 \text{ MW}/\text{min}$ ($0,04 \text{ pu}/30\text{min}$) con $\delta_P = 0,05 \text{ pu}$; y $\lambda_{R,-} = 0$ con $\delta_P = 0,058 \text{ pu}$.

Como ejemplos de aplicación de cada una de estas parejas de parámetros con una pérdida del 10% de la energía se muestran las figuras 6.25 y 6.26.

Después, dado que se han determinado dos conjuntos de parámetros para cada nivel de pérdidas, se ha optado por comparar previamente cada conjunto, de forma que se pueda seleccionar el conjunto de parámetros que recorten más las fluctuaciones para cada nivel de pérdida de energía.

Para ello, se han aplicado las estrategias a todas las series de potencia disponible, que han sido obtenidas mediante el modelo agregado. Calculando a partir de las series de potencia resultante, las correspondientes rampas y reservas, con los cuales se han determinado los nuevos percentiles, de este modo, en la figura 6.27 se compara el percentil 1% de los requerimientos de

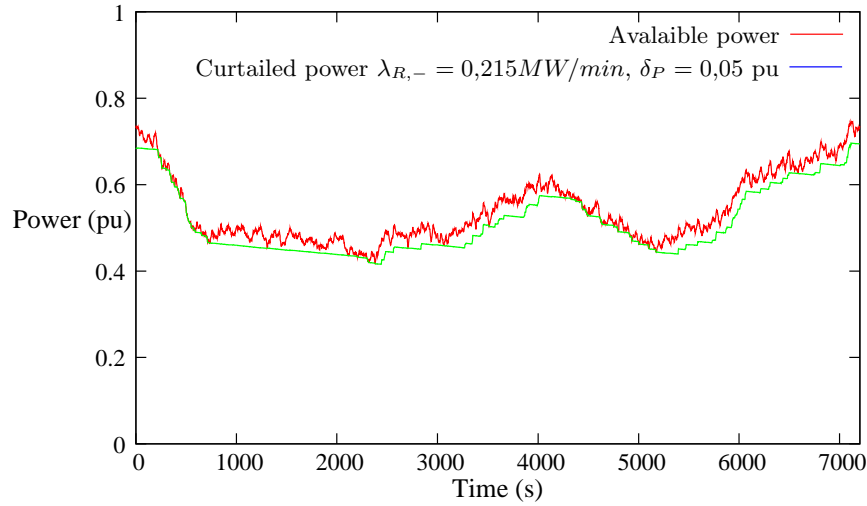


Figura 6.25: Ejemplo de aplicación de una restricción Delta asociada a una limitación de rampa negativa ($\lambda_{R,-} = 0,215 MW/min$, $\delta_P = 0,05 pu$) a 2 horas de potencia disponible simulada.

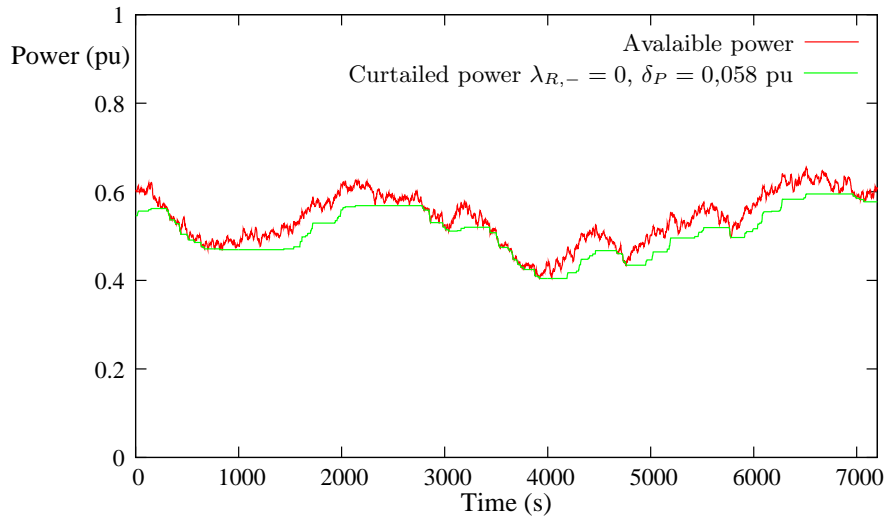


Figura 6.26: Ejemplo de aplicación de una restricción Delta asociada a la limitación de todas las rampas negativas ($\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0,058 pu$) a 2 horas de potencia disponible simulada.

reservas para los dos conjuntos de parámetros asociados a la pérdida del 5% de la energía disponible.

Análogamente, se ha realizado una comparación similar en la figura 6.28 para el caso del 10% de pérdidas de energía. En ambos casos, las regulacio-

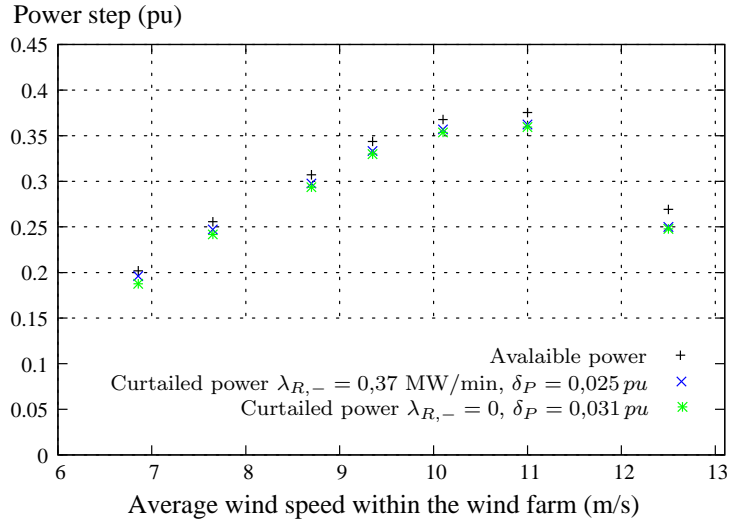


Figura 6.27: Comparación del percentil 1 % de las necesidades de reservas para la potencia disponible y para la resultante tras la aplicación de una restricción Delta + limitación de rampa negativa caracterizada por $\lambda_{R,-} = 0,37$ MW/min, $\delta_P = 0,025$ pu; y por $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0,031$ pu.

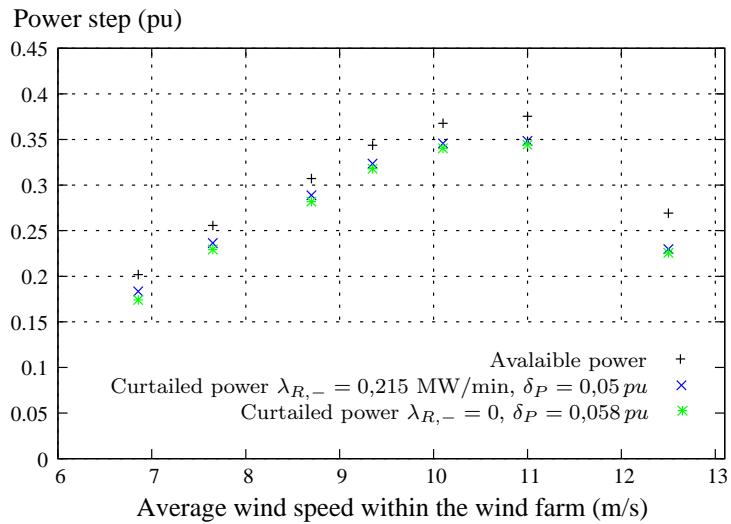


Figura 6.28: Comparación del percentil 1 % de las necesidades de reservas para la potencia disponible y para la resultante tras la aplicación de una restricción Delta + limitación de rampa negativa caracterizada por $\lambda_{R,-} = 0,215$ MW/min, $\delta_P = 0,05$ pu; y por $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0,058$ pu.

nes en las que $\lambda_{R,-} = 0$ conducen a mayores reducciones de las necesidades

de reserva energética que las otras combinaciones, mientras que respecto a las rampas de potencia, las diferencias no son apreciables. Por ello, se han rechazado las dos estrategias en que $\lambda_{R,-} \neq 0$.

Como resultado de lo anterior, se han seleccionado los parámetros siguientes

- $\lambda_{R,-} = 0$ y $\delta_P = 0,031 pu$ en el caso con $E_{leak} \approx 5\% \cdot E_{aval}$
- $\lambda_{R,-} = 0$ y $\delta_P = 0,058 pu$ en el caso con $E_{leak} \approx 10\% \cdot E_{aval}$

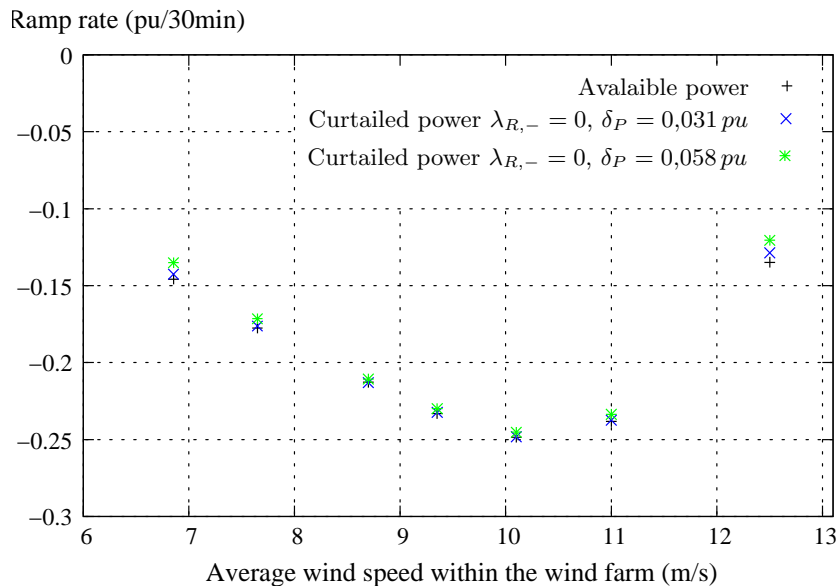


Figura 6.29: Comparación del percentil 99 % de las rampas calculadas en la potencia disponible y la resultante tras la aplicación de una restricción Delta + limitación de rampa negativa caracterizada por $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0,031 pu$; y por $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0,058 pu$.

Después se comparan los percentiles de las pendientes de rampa y los requerimientos de reserva para las potencias resultantes de aplicar las regulaciones descritas anteriormente y para la potencia disponible. Dichas comparaciones se muestran en las figuras 6.29 y 6.30.

En esas figuras, se aprecia que la restricción Delta más la limitación de todas las rampas negativas no reduce apreciablemente el percentil 99 % de las rampas de potencia, mientras que sí rebaja las necesidades de reservas energéticas (su percentil 1 %).

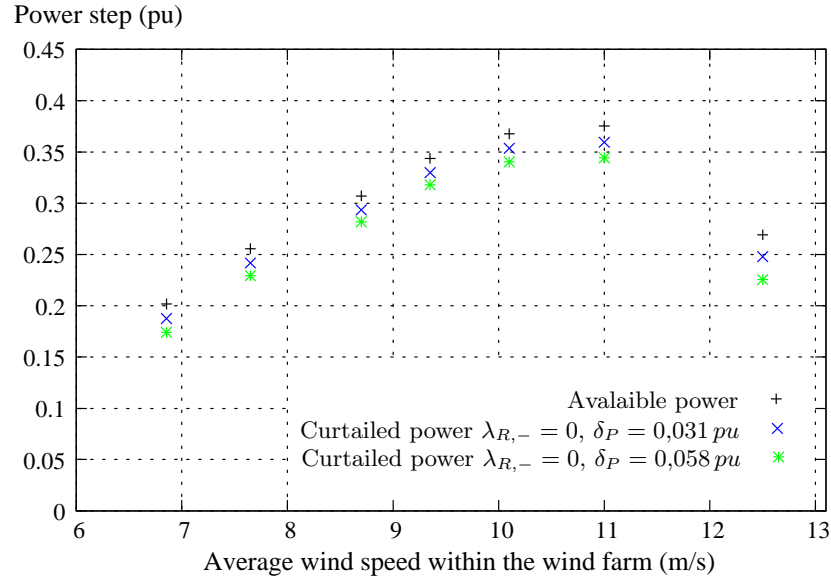


Figura 6.30: Comparación del percentil 1% de las necesidades de reservas para la potencia disponible y para la resultante tras la aplicación de una restricción Delta + limitación de rampa negativa caracterizada por $\lambda_{R,-} = 0, \delta_P = 0,031 pu$; y por $\lambda_{R,-} = 0, \delta_P = 0,058 pu$.

En particular, los requerimientos de reservas de energía se reducen en cerca de un 5% respecto a su valor original cuando la estrategia de control esta produciendo la pérdida del 5% de la energía disponible; y algo menos de un 10% cuando las pérdidas ocasionadas por la regulación ascienden a un 10%, tal y como se muestra en la figura 6.31.

No obstante, la reducción en las reservas es proporcionalmente mayor para las velocidades medias de viento, cuyas necesidades son menores.

Los percentiles de las pendientes de rampas de potencia y de necesidades de reserva energética también han sido calculados en períodos de 10 minutos (ver figuras 6.32 y 6.33), mostrando un comportamiento similar al observado en los períodos de 30 minutos, aunque proporcionalmente con mayores reducciones para las necesidades de reservas, como se aprecia en la figura 6.34.

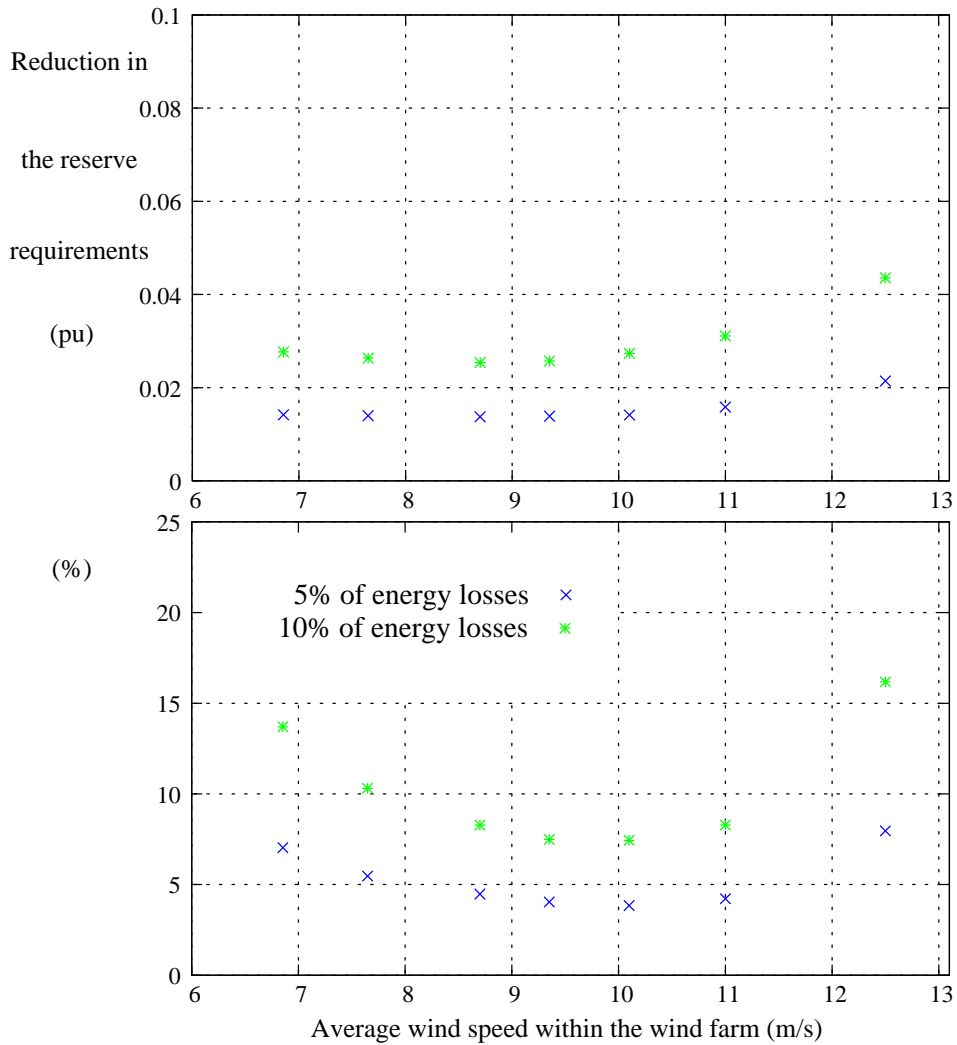


Figura 6.31: Comparación de la reducción de las necesidades de reservas de energía (1 %-percentil) para la potencia resultante de aplicar una restricción delta + limitación de rampa negativa caracterizada por $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0,031 pu$; y por $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0,058 pu$ respecto a la potencia disponible.

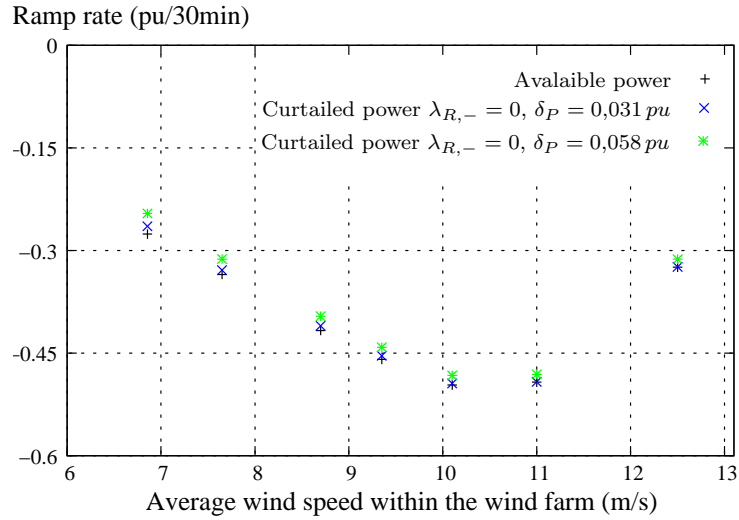


Figura 6.32: Comparación del percentil 99 % de las rampas de potencia, en períodos de 10 minutos, para la potencia disponible y para la resultante tras la aplicación de una restricción Delta + limitación de rampa negativa caracterizada por $\lambda_{R,-} = 0, \delta_P = 0,031 pu$; y por $\lambda_{R,-} = 0, \delta_P = 0,058 pu$.

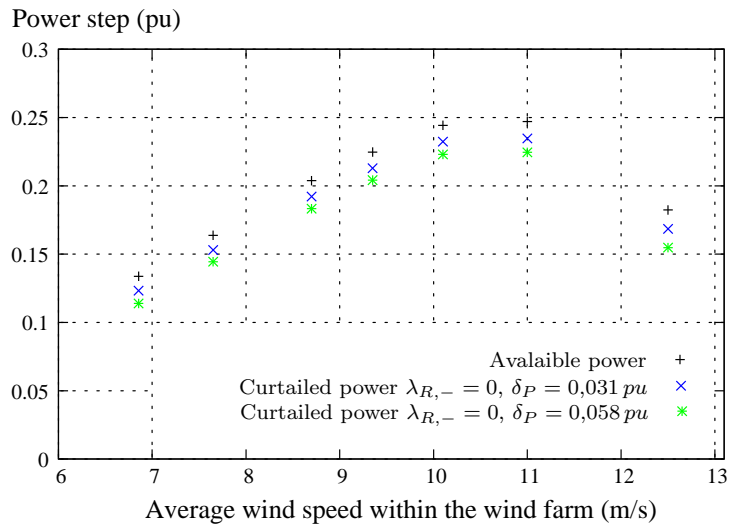


Figura 6.33: Comparación del percentil 1 % de las necesidades de reservas, en períodos de 10 minutos, para la potencia disponible y para la resultante tras la aplicación de una restricción Delta + limitación de rampa negativa caracterizada por $\lambda_{R,-} = 0, \delta_P = 0,031 pu$; y por $\lambda_{R,-} = 0, \delta_P = 0,058 pu$.

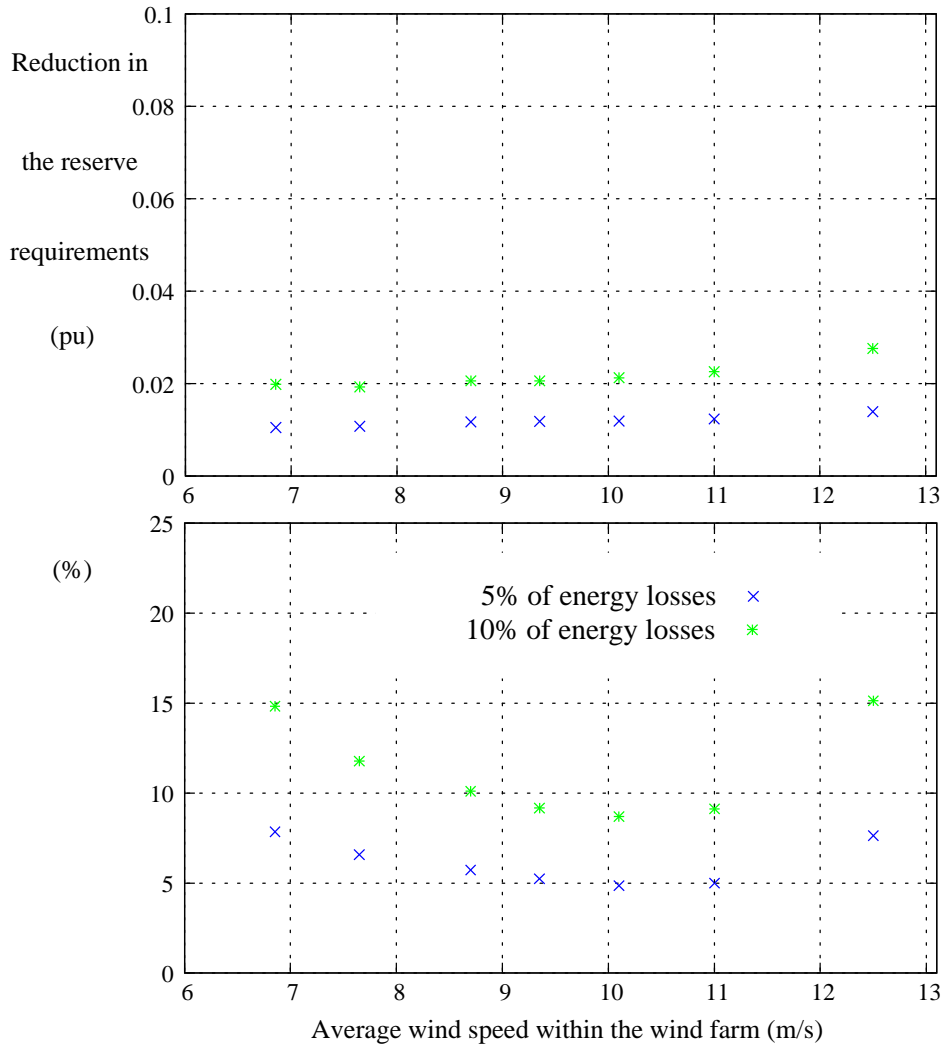


Figura 6.34: Comparación de la reducción de las necesidades de reservas de energía (1 %-percentil), en períodos de 10 minutos, para la potencia resultante de aplicar una restricción delta + limitación de rampa negativa caracterizada por $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0,031 pu$; y por $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0,058 pu$ respecto a la potencia disponible.

6.3.3. Limitación de rampa positiva

Análogamente al procedimiento seguido en la sección anterior, como primer paso se analizan las pérdidas de energía (E_{leak}) producidas por este tipo de control en función de los valores de su parámetro, que en este caso es el límite de rampa positiva ($\lambda_{R,+}$).

De esta manera, en la figura 6.35 se representan dichas pérdidas en función del límite de rampa elegido $E_{leak} = f(\lambda_{R,+})$. Por lo tanto, el límite

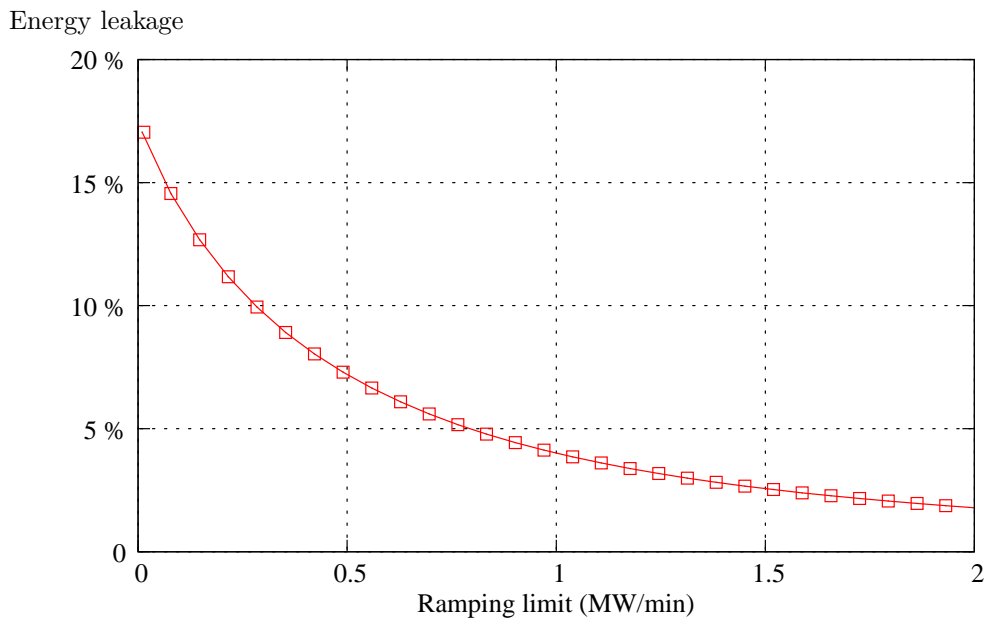


Figura 6.35: Pérdidas de energías producidas por la aplicación de una limitación de rampa positiva.

de rampa positiva $\lambda_{R,+}$ correspondiente a pérdidas de energía del 5% es $\lambda_{R,+} = 0,790 \text{ MW}/\text{min}$ ($0,14 \text{ pu}/30\text{min}$). Mientras que el límite correspondiente al 10% de pérdidas es $\lambda_{R,+} = 0,283 \text{ MW}/\text{min}$ ($0,05 \text{ pu}/30\text{min}$). En la figura 6.36, se presenta un ejemplo de la aplicación de un control de limitación de rampa positiva con pérdidas del 5% de la energía disponible a una serie simulada de 2 horas de potencia disponible, mientras que en la figura 6.36 se muestra la aplicación del mismo tipo de limitación con pérdidas del 10%.

Tras aplicar estas limitaciones de rampa a un paquete de series de datos simulados, se obtienen las correspondientes series de potencia resultante, que son posteriormente empleadas para el cálculo de las rampas de potencia y los requerimientos de reservas de energía y sus respectivos percentiles.

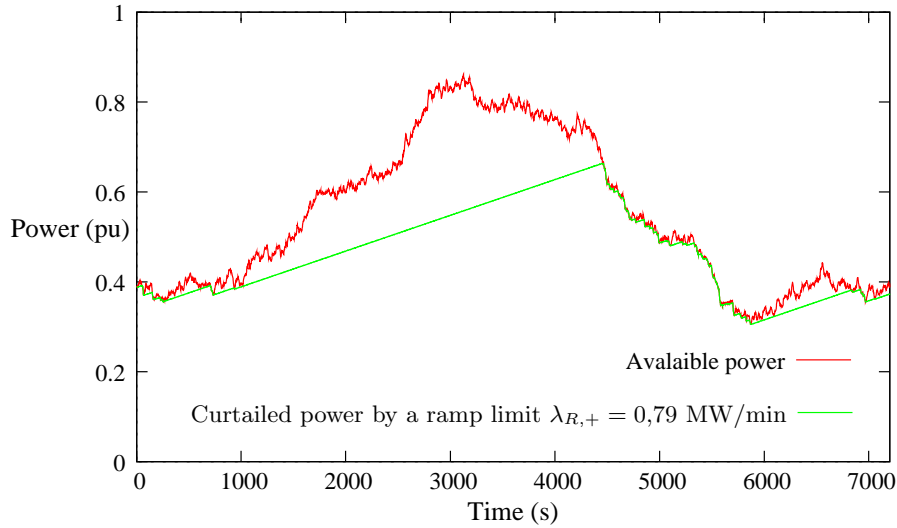


Figura 6.36: Ejemplo de aplicación de una limitación de rampa positiva ($\lambda_{R,+} = 0,79 \text{ MW/min}$) a 2 horas de potencia disponible simulada.

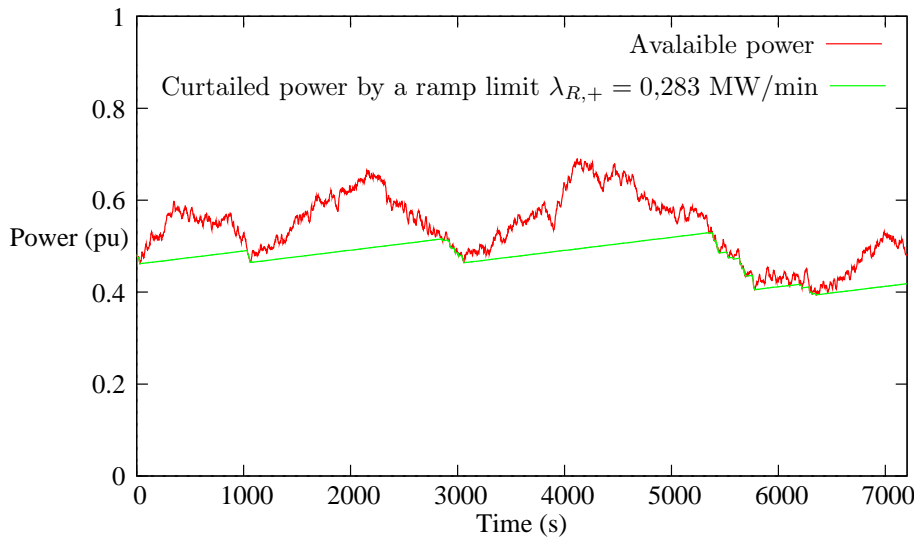


Figura 6.37: Ejemplo de aplicación de una limitación de rampa positiva ($\lambda_{R,+} = 0,28 \text{ MW/min}$) a 2 horas de potencia disponible simulada.

Los percentiles 99% de las rampas de potencia calculadas, en períodos de 30 minutos, para la potencia disponible, la resultante con $\lambda_{R,+} = 0,79 \text{ MW/min}$ y con $\lambda_{R,+} = 0,283 \text{ MW/min}$ han sido comparados en la figura 6.38, apreciándose que, a diferencia del tipo de control anterior, las rampas de potencia se reducen por la aplicación de esta limitación, permaneciendo dicha reduc-

ción más o menos constante hasta una velocidad media del viento en el parque eólico de 10 m/s. Aunque la reducción en la parte no lineal de la curva de potencia no es tan buena, y especialmente en el caso de 11 m/s, en el que la reducción es pequeña.

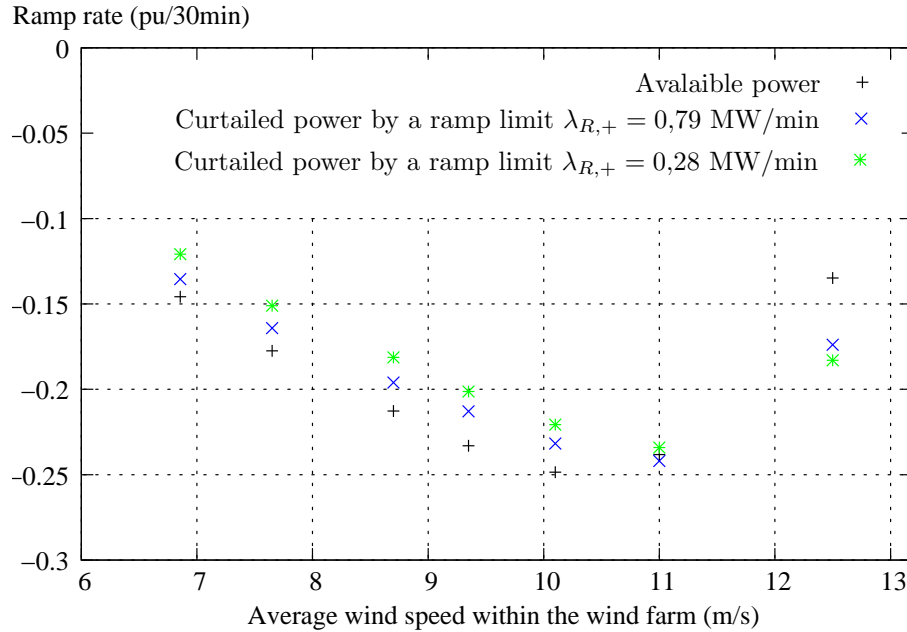


Figura 6.38: Comparación del percentil 99% de las rampas calculadas en la potencia disponible y la resultante tras la aplicación de una limitación de rampa positiva caracterizada por $\lambda_{R,+} = 0,79 \text{ MW/min}$, y por $\lambda_{R,+} = 0,28 \text{ MW/min}$.

De igual forma, se ha realizado la comparación del percentil 1% de los requerimientos de energía, siendo dicha comparación mostrada en la figura 6.39. En este caso, la reducción de las necesidades de reservas energéticas es notable, incluso en las peores situaciones. Esas reducciones también se han representado en la figura 6.40, mostrando que cuando las pérdidas ocasionadas por la regulación están alrededor del 5% de la energía disponible, este tipo de control reduce las reservas de energía necesarias, para compensar las fluctuaciones de potencia, entre un 10% y un 15%, estando dicha reducción en los peores casos ($\bar{U} \in [9, 10,5] \text{ m/s}$) entre 0,04 y 0,05 pu. Y cuando las pérdidas del control ascienden al 10%, la reducción crece por encima del 20% de las necesidades de reservas, estando dicha reducción entre 0,06 y 0,08 pu para los peores casos.

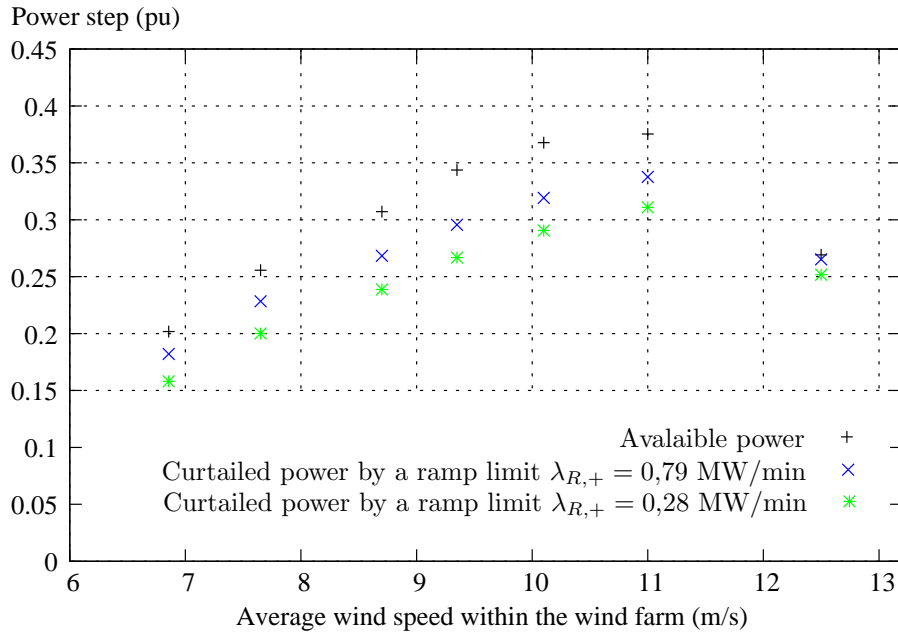


Figura 6.39: Comparación del percentil 1% de las necesidades de reservas en la potencia disponible y la resultante tras la aplicación de una limitación de rampa positiva caracterizada por $\lambda_{R,+} = 0,79$ MW/min, y por $\lambda_{R,+} = 0,28$ MW/min.

Asimismo, también se han considerado períodos de 10 minutos, recalculando en dichos períodos los percentiles de las pendientes de las rampas de potencia y de los requerimientos de reserva de energía (ver figuras 6.41 y 6.42), siendo los efectos de este tipo de estrategia de control en este período similares a los descritos anteriormente para períodos de 30 minutos.

Por lo tanto, si se comparan ambos métodos en un mismo nivel de pérdidas de energía, la reducción de las necesidades de reservas energéticas es sustancialmente mayor cuando se emplea la limitación de rampa positiva que cuando se utiliza la restricción Delta con una limitación de rampa negativa. Además, en cuanto a las rampas de potencia, se ha mostrado que solo la limitación de rampa positiva puede reducirlas.

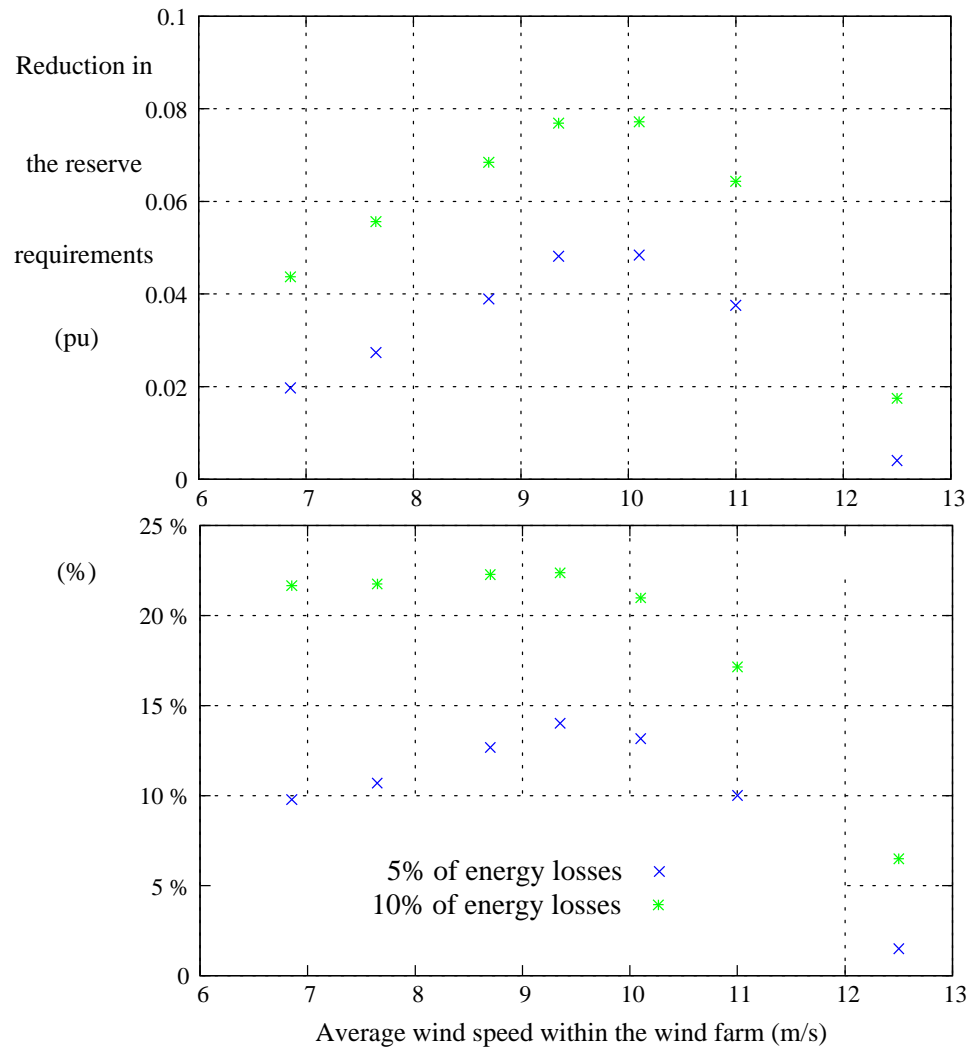


Figura 6.40: Comparación de la reducción de las necesidades de reservas de energía (1 %-percentil) para la potencia resultante de aplicar una limitación de rampa positiva caracterizada por $\lambda_{R,+} = 0,79 \text{ MW}/\text{min}$, y por $\lambda_{R,+} = 0,28 \text{ MW}/\text{min}$ respecto a la potencia disponible.

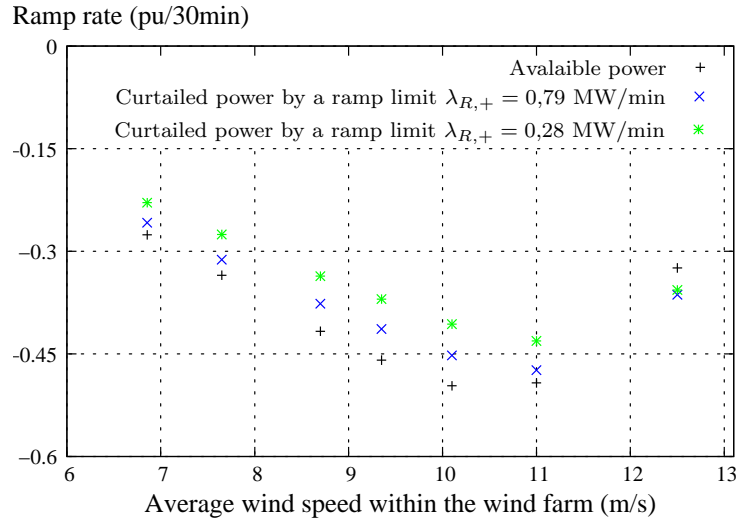


Figura 6.41: Comparación del percentil 99% de las rampas calculadas, en períodos de 10 minutos, en la potencia disponible y la resultante tras la aplicación de una limitación de rampa positiva caracterizada por $\lambda_{R,+} = 0,79$ MW/min, y por $\lambda_{R,+} = 0,28$ MW/min.

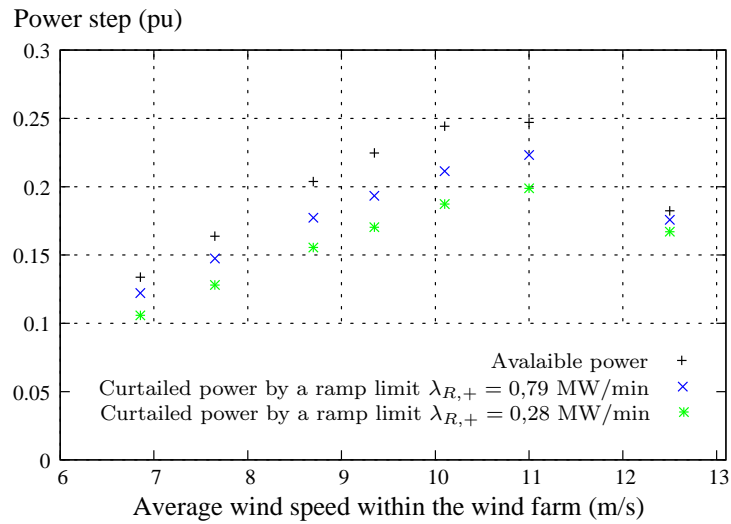


Figura 6.42: Comparación del percentil 1% de las necesidades de reservas, en períodos de 10 minutos, en la potencia disponible y la resultante tras la aplicación de una limitación de rampa positiva caracterizada por $\lambda_{R,+} = 0,79$ MW/min, y por $\lambda_{R,+} = 0,28$ MW/min.

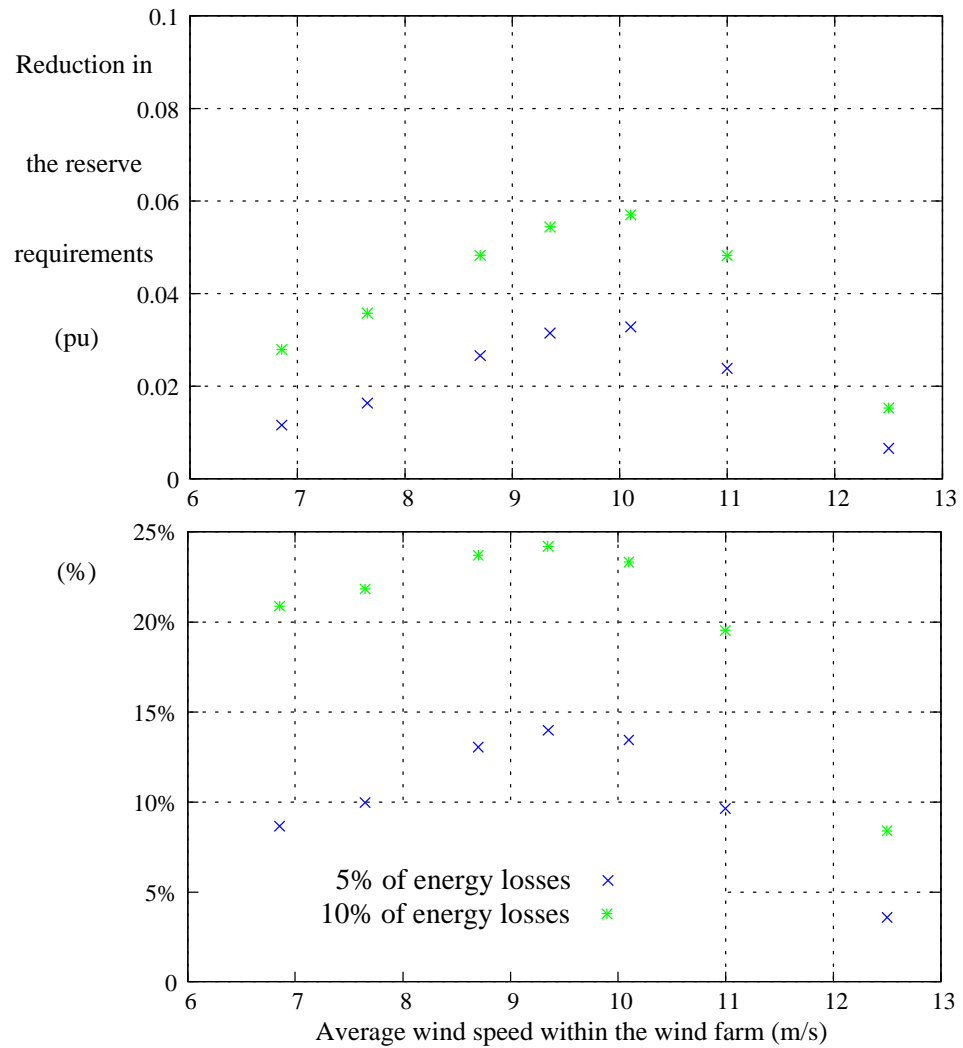


Figura 6.43: Comparación de la reducción de las necesidades de reservas de energía (1%-percentil), en períodos de 10 minutos, para la potencia resultante de aplicar una limitación de rampa positiva caracterizada por $\lambda_{R,+} = 0,79 MW/min$, y por $\lambda_{R,+} = 0,28 MW/min$ respecto a la potencia disponible.

6.4. Sumario

Se ha validado el modelo agregado desarrollado en esta tesis comparando sus resultados con los datos experimentales. En particular, para esta validación, se ha empleado el concepto de las pendientes de las rampas de potencia y los requerimientos de reservas de energía, dado que son buenos parámetros para evaluar, mediante sus percentiles, el impacto de las fluctuaciones de potencia en la red eléctrica.

La coincidencia obtenida al comparar los percentiles de dichos parámetros es muy significativa, con la única discrepancia importante para velocidades de viento que están profundamente en la “parte plana” de la curva de potencia. No obstante, se ha probado que esas diferencias están explicadas, en un buen grado, con el procedimiento de cálculo de las variables a partir de los datos experimentales. De hecho, hay una influencia importante en la longitud del intervalo de velocidades medias considerado, pues a pesar de que se demostró que esta longitud no tenía influencia en otros rangos de velocidad del viento, se ha probado que sí tiene una influencia primordial con velocidades de viento altas. Sin embargo, se necesitaría una cantidad de datos mayor para poder reducir dicha longitud en esa parte, y por lo tanto, evaluar con más precisión este error.

Se ha probado que la correlación de baja frecuencia de la energía fluctuante, encontrada en esta tesis, no tiene una influencia relevante en estos parámetros, a la vez que incrementa el coste computacional, por ello, no se ha incluido este efecto para calcular rampas de potencia o necesidades de reservas, aunque su influencia en otros tipos de parámetros deberá ser evaluada antes de despreciarlo de forma general.

Por otro lado, también se han comparado los resultados procedentes de las series simuladas mediante el modelo agregado, con los de series obtenidas a través del modelo diversificado descrito anteriormente.

Obviamente, desde el punto de vista del tiempo computacional la diferencia es enorme (unas 35-40 veces más rápido), pero además la comparación de los percentiles resultantes muestra una concordancia bastante buena, con diferencias localizadas en la “parte plana” de la curva de potencia, aunque no siendo, en este caso, tan importantes. Además, esos errores son un buen estimador del error real que comete el modelo agregado en ese área.

A la vez que se han realizado dichas comparaciones, se ha mostrado el impacto del parque eólico de Nysted en la red eléctrica. Mostrando que en las peores condiciones, cuando la velocidad media del viento se encuentra en

torno a 9–11 m/s, las rampas de potencia que la red eléctrica tiene que compensar son el 99 % de las veces inferiores a $0,25 pu/30min$ ($41,4 MW/30min$), mientras que las reservas de energía necesarias para compensar caídas “rápidas” son en un 99 % de las veces inferiores a $0,39 pu$ ($64,6 MW$) en períodos de 30 minutos.

Después de haber validado el modelo agregado, éste ha sido utilizado para analizar distintas formas de suavizar las fluctuaciones de potencia. Los tipos de regulaciones que se han analizado han sido seleccionados entre los incluidos en el procedimiento de operación danés (“*Grid code*”), y por lo tanto, están implementados en los grandes parques eólicos de Dinamarca. Y probablemente constituyan una condición para los futuros parques eólicos marinos españoles, en cualquier caso la mayoría de los parques eólicos nuevos implementan esos tipos de regulación, con independencia a si están obligados normativamente. En particular, las estrategias de regulación evaluadas han sido la restricción Delta asociada con una limitación de rampa negativa, y la limitación de rampa positiva.

La comparación ha mostrado que la limitación de rampa positiva es una estrategia bastante mejor que la otra, cuando el objetivo es la reducción de los requerimientos de reservas y de las rampas de potencia en el mismo parque eólico.

De esta forma, la limitación de rampa positiva conlleva a la reducción en las necesidades de reservas energéticas de alrededor de un 15 %, con una reducción de entre $0,04$ y $0,05 pu$ en los peores casos, para un coste energético del 5 % de la energía disponible, empleado en la aplicación de esta regulación. Además, si se permite que el coste energético del control se incremente hasta el 10 % de la energía disponible, los requerimientos de energía en la red, para compensar las caídas de la potencia eólica, descienden por encima del 20 %, estando dicha reducción entre $0,06$ y $0,08 pu$ en los peores casos.

Capítulo 7

Conclusiones

Respecto a los objetivos de la tesis, que fueron establecidos en el capítulo introductorio, se han obtenido los siguientes resultados:

- Se ha desarrollado un modelo de viento adecuado para el marco de las fluctuaciones de potencia de grandes parques eólicos marinos. Dicho modelo está compuesto por una caracterización de las fluctuaciones del viento en un punto, la relación entre esas fluctuaciones en aerogeneradores diferentes y los efectos producidos por la estela de las turbinas eólicas.
- Las fluctuaciones de la velocidad del viento en un punto han sido modeladas por un modelo de densidad espectral de potencia (PSD), concretamente se ha optado por el modelo propuesto por P. Sørensen. Empleando los datos de los parques eólicos de Nysted y de Hornsrev, dicho modelo ha sido simplificado y sus parámetros han sido ajustados.
- La relación entre las fluctuaciones de la velocidad del viento en distintas turbinas eólicas ha sido modelada mediante el concepto de la coherencia espectral. En primer lugar, se realizó una revisión bibliográfica, mostrando que no existían modelos apropiados para este contexto, y por lo tanto, la coherencia espectral ha sido analizada partiendo de los datos experimentales obtenidos en el parque eólico de Nysted. Así, se ha descrito el comportamiento de la coherencia espectral respecto a su dependencia con las distintas variables como la distancia, la velocidad media del viento o el ángulo de incidencia, desarrollando un modelo completo para estimar la coherencia espectral. Dicho modelo se ajusta muy bien con los datos experimentales. Además, se ha sugerido una extensión y una simplificación del mismo, que pueden ser útiles para

el procedimiento de ajuste del modelo a situaciones significativamente distintas.

- Se ha demostrado que existe una correlación entre el módulo de las componentes de Fourier de las fluctuaciones del viento, lo cual implica que los cambios en la energía fluctuante del viento a baja frecuencia, tienen lugar mayoritariamente de forma conjunta para las distintas frecuencias. Este efecto ha sido modelado.
- Los efectos de la estela han sido divididos en dos componentes, una en la que se introduce el efecto del déficit en la velocidad y otra en la que se considera el incremento de la turbulencia debido a la estela. En el primer caso, el modelo sugerido por Frandsen ha sido ajustado y comparado con los datos experimentales obteniéndose una coincidencia aceptable. Sin embargo, dado que el interés principal de este trabajo es la potencia de todo el parque eólico, el modelo ha sido simplificado en un déficit promedio para todo el parque eólico, dependiendo únicamente de la dirección del viento. Por otro lado, respecto al incremento de la turbulencia, el modelo de “intensidad turbulenta ambiental del parque eólico”, desarrollado por Frandsen, ha sido comparado con los datos procedentes de Nysted, obteniéndose una coincidencia aceptable.
- El modelo de viento, así como el resto de submodelos, han sido integrados en un simulador global desde dos formas distintas. La primera considerando el modelo diversificado realizado por P. Sørensen con la colaboración del autor de esta tesis. Y la segunda forma considerando un modelo agregado con el objetivo de reducir el coste computacional.
- El modelo agregado ha sido desarrollado calculando a partir de los modelos previos el modelo de densidad espectral de potencia de la serie temporal constituida por el promedio de la velocidad del viento para todas las turbinas, siendo entonces propuesto un procedimiento para simular dicha velocidad promedio, así como una curva agregada de potencia que ha sido obtenida por medio de datos experimentales procedentes del parque eólico de Nysted.
- El algoritmo para simular las series de viento ha sido modificado para incluir el efecto de la correlación introducida anteriormente.
- El modelo agregado global ha sido implementado en funciones desarrolladas bajo *GNU Octave*, manteniendo a la vez la compatibilidad con *MATLAB*.

- El modelo agregado ha sido validado comparando sus resultados con los del modelo diversificado y con los datos experimentales. Específicamente, para dicha validación, se ha utilizado el concepto de las rampas de potencia y de las necesidades de reserva energética, ya que ambos son buenos parámetros para evaluar el impacto de las fluctuaciones de potencia en la red eléctrica. La comparación ha resultado en una coincidencia considerable, mostrando que el uso del modelo agregado es muy conveniente, pues a la vez que se obtienen resultados aceptables, se reduce el tiempo de simulación en unas 35-40 veces. A la vez que se han realizados estas comparaciones, se ha calculado la influencia de dichas fluctuaciones. Además, se ha probado que la correlación de baja frecuencia de la energía fluctuante, encontrada en esa tesis, no tiene un efecto significativo en estos parámetros.
- Se ha empleado el modelo agregado para evaluar el efecto de dos tipos de regulación: la limitación de rampas positivas y la restricción delta asociada con una limitación de rampas negativas. Dicha evaluación consistió en el cálculo para ambas estrategias, implementadas con el mismo coste energético, de la reducción de las necesidades de reserva energética y de las mayores rampas de potencia que deben asignarse a otras plantas para compensar las fluctuaciones. Así, se ha probado que la aplicación de la limitación de rampa positiva a la potencia disponible es significativamente más eficiente para reducir sus propias fluctuaciones.

Finalmente, algunos problemas abiertos deberán ser abordados:

- El modelo de coherencia puede extenderse a áreas mayores, de forma que puedan ser simuladas las fluctuaciones de potencia en una región.
- El modelo agregado debe ser extendido para que también sea adecuado para las situaciones en las que el viento esta cerca de la velocidad de corte, para ello, se necesitan más datos reales y además, debe evaluarse la influencia del modelo de déficit axial producido por la estela.

Bibliografía

- V. Akhmatov, J. P. Kjaergaard, y H. Abildgaard. Announcement of the large offshore wind farm Horns Rev B and experience from prior projects in Denmark. En *European Wind Energy Conference*. 2004.
- J. Antoine, E. Stubbe, A. V. Ranst, N. Janssens, H. Martigne, S. Vitet, N. Jensen, K. Derveaux, J. G. Martin, M. Durstewitz, E. Koukios, J. Kavouris, D. Kanellopoulos, y H. Bindner. Irene 2010: Integration of the renewable energy in the electrical network. Informe Técnico, ALTENER Working Group IRENE 2010, Brussels (Belgium), 2001.
- A. Björck. Aerforce: Subroutine package for unsteady blade-element/momentum calculation. Informe Técnico, The Aeronautical Research Institute of Sweden, 2000.
- E. A. Bossanyi, C. Maclean, G. Whittle, P. Dunn, N. H. Lipman, y P. Musgrove. The efficiency of wind turbine clusters. En *Proceedings Third International Symposium on Wind Energy Systems (BHRA)*, páginas 401–416. Copenhagen (Denmark), 1980.
- M. Courtney y I. Troen. Wind speed spectrum from one year of continuous 8 hz measurements. En *Proceedings of the Ninth Symposium on Turbulence and Diffusion*, páginas 301–304. America Meteorology Society, 1990.
- A. Crespo, R. Gomez-Elvira, S. Frandsen, y S. Larsen. Modelization of large wind farm, considering the modification of the atmospheric boundary layer. En *Proc. European Wind Energy Conference and Exhibition (EWEC)*, páginas 167–172. Nice (France), 1999.
- N. A. Cutululis, P. Sørensen, **A. Viguera-Rodríguez**, L. Jensen, J. Hjerriild, M. Donovan, y H. Madsen. Models for assesing power fluctuations from large wind farms. En *European Wind Energy Conference & Exhibition*. Milan (Italy), 2007.

- A. G. Davenport. The spectrum of horizontal gustiness near the ground in high winds. *Quarterly Journal of Meteorology Society*, 87(372):194–211, 1961.
- Elfrakt System y Eltra. Wind turbines connected to grids with voltages above 100 kv: Technical regulation for the properties and the regulation of wind turbines. Informe Técnico, registered with the Danish Energy Authority, 2004.
- O. Fégeant. Masking of wind turbine noise: Influence of wind turbulence on ambient noise fluctuations. Informe Técnico, Kungl Tekniska Högskolan, 2002.
- A. Feijóo, J. Cidrás, y C. Carrillo. A third order model for the doubly-fed induction machine. *Electric Power Systems Research*, 56:121–127, 2000.
- S. Frandsen, R. Barthelmie, S. Pryor, O. Rathmann, S. Larsen, J. Højstrup, y M. Thøgersen. Analytical modelling of wind speed deficit in large offshore wind farms. *Wind Energy*, 9:39–53, 2006.
- S. Frandsen, L. Chacon, A. Crespo, P. Enevoldsen, R. Gómez-Elvira, J. Hernández, J. Højstrup, F. Manuel, K. Thomsen, y P. Sørensen. Measurements on and modelling of offshore wind farms. Informe Técnico Risø-R-903, Risø National Laboratory, 1996.
- S. T. Frandsen. Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters. Informe Técnico, Risø National Laboratory, 2007.
- W. Frost, B. H. Long, y R. E. Turner. Engineering handbook on the atmospheric environmental guidelines for use in wind turbine development. Informe Técnico, NASA, 1978.
- J. Højstrup, S. E. Larsen, y P. H. Madsen. Power spectra of horizontal wind components in the neutral atmospheric boundary layer. En *Ninth Symposium of Turbulence and Diffusion*, páginas 305–308. American Meteorology Society, 1990.
- IEC 61400-1. Wind turbines - part 1. design requirements. 3rd edition. 2005.
- IEC 61400-21. Wind turbine generator systems. part 21. measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines. 2001.

- J. C. Kaimal, J. C. Wyngaard, Y. Izumi, y O. R. Cote. Spectral characteristics of surface-layer turbulence. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, 98(417):563–589, 1972.
- P. Kundur. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, Inc., 1994.
- W. Langreder. *Models for Variable Wind Speed Wind Turbines*. Master's thesis, Risø National Laboratory - Technical University of Denmark, 1996.
- A. Medici y P. H. Alfredsson. Measurements behind model wind turbines: Further evidence of wake meandering. *Wind Energy*, 2008.
- P. J. Moriarty y A. C. Hansen. Aerodyn theory manual. Informe Técnico, National Renewable Energy Laboratory, 2005.
- T. Nanahara, M. Asari, T. Sato, K. Yamaguchi, M. Shibata, y T. Maejima. Smoothing effects of distributed wind turbines. Part 1. Coherence and smoothing effects at a wind farm. *Wind Energy*, 7:61–74, 2004.
- P. Nørgaard y H. Holttinen. A multi-turbine power curve approach. En *Nordic Wind Power Conference, NWPC 2004*. Gothenburg (Sweeden), 2004.
- S. Øye. Dinamic stall - simulated as time lag of separation. En *Proceedings of the 4th IEA Symposium on the Aerodynamics of Wind Turbines*. Rome, Italy, 1991.
- B. Parson, M. Milligan, B. Zavadil, D. Brooks, B. Kirby, K. Dragoon, y J. Caldwell. Grid impacts of wind power: A summary of recent studies in the united states. *Wind Energy*, 7(2):87–108, 1993.
- T. Petru. Modelling of wind turbines for power system studies. Informe Técnico, Chalmers University of Technology, Sweeden, 2001.
- A. Rauh y J. Peinke. A phenomenological model for the dynamic response of wind turbines to turbulent wind. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 92:159–183, 2004.
- P. Rosas. *Dynamic Influences of Wind Power on the Power System*. Tesis Doctoral, Technical University of Denmark, 2003.
- K. Saranyasoontorn, L. Manuel, y P. Veers. A comparison of standard coherence models for inflow turbulence with estimates from field measurements. *Journal of Solar Energy Engineering*, 126(4):1069–1082, 2004a.

- K. Saranyasoontorn, L. Manuel, y P. S. Veers. A comparison of standard coherence models for inflow turbulence with estimates from field measurements. *Journal of Solar Energy Engineering*, 126:1069, 2004b.
- W. Schlez y D. Infield. Horizontal, two point coherence for separations greater than the measurement height. *Boundary-Layer Meteorology*, 87:459–480, 1998.
- G. Solari. Turbulence modeling for gust loading. *ASCE Journal of Structural Engineering*, 113(7):1550–1569, 1987.
- P. Sørensen. Frequency domain modelling of wind turbine structures. Informe Técnico, Risø National Laboratory, Roskilde (Denmark), 1994.
- P. Sørensen, N. Cutululis, J. Hjerrild, L. Jensen, M. Donovan, L. Christensen, H. Madsen, y **A. Viguera-Rodríguez**. Power fluctuations from large offshore wind farms. En *Proceedings of the Nordic Wind Power Conference*. Espoo (Finlandia), 2006.
- P. Sørensen, N. Cutululis, **A. Viguera-Rodríguez**, L. E. Jensen, J. Hjerrild, M. H. Donovan, y H. Madsen. Power fluctuation from large wind farms. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(3):958–965, 2007. Special Section on Power System Performance Issues associated with Wind Energy.
- P. Sørensen, N. Cutululis, **A. Viguera-Rodríguez**, H. Madsen, P. Pinson, L. Jensen, J. Hjerrild, y M. Donovan. Modelling of power fluctuations from large offshore wind farms. *Wind Energy*, 11(1):29–43, 2008.
- P. Sørensen, A. Hansen, L. Janosi, J. Bech, y B. Bak-Jensen. Simulation of interaction between wind farm and power system. Informe Técnico, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, 2001.
- P. Sørensen, A. D. Hansen, y P. E. C. Rosas. Wind models for simulation of power fluctuations from wind farms. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 90:1381–1402, 2002.
- P. Sørensen, J. Mann, U. Paulsen, y A. Vesth. Wind farm power fluctuations. En *Euromech 2005*. Kassel (Germany), 2005.
- J. Tande, P. Nørgaard, P. Sørensen, L. Søndergaard, P. Jørgensen, A. Vikkelsø, J. Kledal, y J. Christensen. Power quality and grid connection of wind turbines. Informe Técnico, Risø National Laboratory, Roskilde (Denmark), 1996.

- P. S. Veers. Modeling stochastic wind loads on vertical axis wind turbines. Informe Técnico, Sandia National Laboratories, 1984.
- P. S. Veers. Three-dimensional wind simulation. Informe Técnico, Sandia National Laboratories, 1988.
- A. Viguera-Rodríguez**, P. Sørensen, N. Cutululis, A. Viedma, y M. H. Donovan. Wind model for low frequency power fluctuations in offshore wind farms, 2008. Submitted to *Wind Energy*.
- A. Viguera-Rodríguez**, P. Sørensen, y A. Viedma. Spectral coherence models for the wind speed in large wind farms. En *Proceedings of the 2nd PhD Seminar on Wind Energy in Europe*. European Academy of Wind Energy, Roskilde (Denmark), 2006.
- A. Viguera-Rodríguez**, P. Sørensen, A. Viedma, N. Cutululis, y M. Donovan. Analysis of the experimental spectral coherence in the nysted wind farm. En *Proceedings of the Nordic Wind Power Conference*. Roskilde (Denmark), 2007a.
- A. Viguera-Rodríguez**, P. Sørensen, A. Viedma, y M. H. Donovan. Spectral coherence model for power fluctuations in a wind farm, 2007b. Submitted to *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*.
- A. Viguera-Rodríguez**, A. Viedma, F. Ruz, y A. Viguera. Towards an overall simulator for a synchronous wind energy system. En *Proceedings of the I International Congress Energy and Environment Engineering and Management*. Portalegre (Portugal), 2005.
- A. Viguera-Rodríguez** y A. Viguera. Simulación numérica de un sistema síncrono de generación eólica. *Anales de la Ingeniería Mecánica*, 15(4):2557–2565, 2004.
- T. von Karman. Progress in the statistical theory of turbulence. En *Proceedings of The National Academy of Science*, volumen 34. 1948.
- Y. Wan y B. Parsons. Factors relevant to utility integration of intermittent renewable technologies. Informe Técnico, National Renewable Energy Laboratory, Colorado (USA), 1993.
- M. Xin. *Adaptive Extremum Control and Wind Turbine Control*. Tesis Doctoral, Informatics and Mathematical Modelling, Technical University of Denmark, DTU, 1997.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos

Modelling of the Power Fluctuations in Large Offshore Wind Farms

Antonio Viguera Rodríguez

Acknowledgment

This work has been carried out at the *Thermal and Fluids Engineering Department* of the *Universidad Politécnica de Cartagena* and in *Risø National Laboratory - Technical University of Denmark*. The thesis has been supported financially by the Spanish *Ministerio de Educación y Ciencia*, through the program “Becas FPU”.

Before being awarded by that program, the work was supported by *Caja Mediterráneo* through the program “Becas CAM predoctorales”.

The work have been done in the research project Power Fluctuations from Large Offshore Wind Farms financed by the Danish Transmission System Operator Energinet.dk as PSO 2004 project number 6506, in which there has been work together also with the Danish electrical company *DONG Energy*.

First, I would like to thank to my supervisors at this work Dr. Antonio Viedma and Poul Ejnar Sørensen, for the supervision, guidance, helpful discussions and valuable time. I would like also to express my gratitude to all the people in the above mentioned research project, whose collaboration has been very useful.

I would like also to thank for its technological support with the workstations to the “Servicio de Apoyo a la Investigación Tecnológica” of the *Universidad Politécnica de Cartagena* and specially to Luis Pedro García González. In this way, I would like to thank to the people who have contributed to the development of the free software which have been used at this thesis like for instance *GNU Octave* or *L^AT_EX*.

Last, but not least, I would like to thank all my friends, family and the colleges.

Abstract

The thesis first presents the importance of the power fluctuations within a power system with high wind penetration. Pointing out the need of an overall power fluctuations simulator suitable for large wind farms, and the importance of the wind model within that overall model.

Subsequently, in order to develop a reliable model, real data has been obtained mainly from the Nysted offshore wind farm.

Next, the model is developed by dividing it into several subsystems. And then, using for their modelling the experimental data for fitting literature models or for developing new ones. For instance, regarding the wind model, an horizontal spectral coherence model between the wind speed oscillations at different wind turbines is suggested in this thesis, as the existing models were not suitable in the context of power fluctuations from large offshore wind farms. Afterwards, the overall model is obtained by assembling the different subsystems into a diversified model or, specially as an aim of this thesis, into an aggregated one.

At this thesis, the obtained models have been used for simulating series of power in the wind farm. These simulated series are used in order to estimate the ramp rates that the other electrical plants are committed by the power system, so that the energy balance is kept. Moreover, the series are also used for determining the requirements of energy reserves, for instance rotational energy (grid frequency), water pumped, delta constraints in other plants, etc., in order to compensate the “quick” drops of energy due to the power fluctuations. These parameters are used as well for validating the model by comparing the values calculated through the simulations with the calculated parting from the real data, showing a good agreement in the diversified model, but also in the aggregated one, which, on the other hand, reduces significantly the computational time respect the diversified one.

Finally, some kind of regulations, like the positive ramp limitation, have been applied to the available power simulated by means of the aggregated model. Being evaluated in the curtailed power the reductions in the requirements of energy reserves and in the ramp rates, respect their energy cost.

Contents

1	Introduction	17
1.1	Origin of the study and context	17
1.2	Motivation	18
1.3	Literature Review	18
1.4	Aim of the thesis	24
1.5	Thesis Outline	25
2	Experimental data used: Nysted Wind Farm	27
2.1	Introduction	27
2.2	Nysted Wind Farm	27
2.2.1	Wind resources in the area	29
2.2.2	Wind turbines	29
2.2.3	Experimental data recollected	32
2.3	Hornsrev Wind Farm	36
2.4	Høvsøre test station	37
2.5	Summary	40
3	Modelling the Power Fluctuations	41
3.1	Introduction	41
3.2	Wind modelling	45
3.2.1	Power Spectral Density	45
3.2.2	Wake effects within an offshore wind farm	51
3.2.3	Spectral coherence models	64
3.3	Wind Turbine Model	68
3.4	Diversified model	74
3.5	Aggregated model	76
3.6	Summary	80
4	Spectral Coherence within an Offshore Wind Farm	83
4.1	Introduction	83
4.2	Coherence measuring	83

4.2.1	Calculus of the spectral coherence	83
4.2.2	Procedure of the coherence calculation	84
4.3	Results	88
4.4	Fitting of the model	91
4.5	Comparison to other models	96
4.6	Summary	97
5	Correlation between the frequency components of the wind oscillating energy	101
5.1	Introduction	101
5.2	Correlation in a Wind Turbine	101
5.3	Extending the wind speed time series simulator	103
5.4	Summary	106
6	Validation and application	107
6.1	Introduction	107
6.1.1	Integrating Wind Energy: ramp rates and reserve requirements	108
6.1.2	Active Power Regulation	111
6.2	Validation	112
6.2.1	Aggregated model	113
6.2.2	Diversified model	125
6.3	Power control	129
6.3.1	Introduction	129
6.3.2	Delta constraint and negative ramp limitation	130
6.3.3	Positive ramp limitation	139
6.4	Summary	146
7	Conclusions	149
	Bibliography	152

List of Figures

1.1	Example of power fluctuation when the wind farm is working under the nominal power.	19
1.2	Example of power fluctuation when the wind farm is working around the nominal power.	20
1.3	Inflow Angle (α) between the Wind Speed V at the points a and b	23
2.1	Geographic situation of Nysted Wind Farm (from <i>Open Street Map</i>).	28
2.2	Distribution of the windturbines in the wind farm of Nysted.	29
2.3	Distribution of the wind speed in Nysted Wind Farm measured in MM2 at a height of 68.8 m above the sea.	30
2.4	Distribution of the wind direction in Nysted Wind Farm measured in MM2 at a height of 68.8m above the sea.	30
2.5	Distribution of the turbulent intensity in Nysted Wind Farm measured in MM2 at a height of 68.8m above the sea.	31
2.6	Bonus 2.3 MW Wind Turbine.	32
2.7	Screenshot of the data acquisition software of the WTs.	35
2.8	Example of 2 hour power curve build through series with a 100% of valid data.	36
2.9	Example of 2 hour power curve build through series with a 99% of valid data.	37
2.10	Geographic situation of Horns Rev Wind Farm (from <i>Open Street Map</i>).	38
2.11	Distribution of the windturbines in the wind farm of Horns Rev.	39
2.12	Distribution of the Høvsøre test station.	39
3.1	General sketch of the aim of the power fluctuation model of a wind farm.	41
3.2	General sketch of a time series wind model.	42

3.3	Sketch of a wind model compound of a Power Spectral Density model for the fluctuating energy of the wind speed in each single point and a Spectral Coherence model for the correlation between the fluctuations of the wind speed in different points.	43
3.4	Sketch of the main effects caused by the wakes of the wind turbines on the main characteristics of the wind in a determined period.	43
3.5	General sketch of a wind turbine model as a part of a diversified model.	44
3.6	Comparisson between von Karman, Kaimal and IEC power spectral density functions.	47
3.7	Comparisson between Kaimal and Solari power spectral density functions.	48
3.8	ξ_{LF} calculated through the averaged PSD in Nysted and Horns Rev Wind Farms.	50
3.9	Sketch of the model of the wake of a wind turbine.	52
3.10	Description of parameters of a single wind turbine wake.	53
3.11	Sketch of the wake regimes 1 and 2 of the model developed by Frandsen et al. (2006).	54
3.12	Comparison of the power production ratio in pairs of consecutive wind turbines in column 5, specifically $A_{05} - B_{05}$ and $B_{05} - C_{05}$, being the average wind speed at the selected intervals between 8 m/s and 9 m/s	55
3.13	Comparison of the power ratio between the firsts wind turbines of column 5 respect the first one (A_{05}) in intervals with an average wind speed between 8 m/s and 9 m/s	56
3.14	Comparison of the equivalent wind speed ratio between the all the wind turbines of column 5 respect the first one (A_{05}) in intervals with an average wind speed between 8 m/s and 9 m/s	57
3.15	Comparison between the fitted speed deficit model (<i>regime 1</i>), a constant approximate value for the reduced speed and the measured deficits.	58
3.16	Wind Farm ambient turbulence given by the application of Frandsen model to Nysted Wind Farm depending of the free ambient turbulence intensity and the wind speed.	62
3.17	Wind Farm increased turbulence measured in Nysted wind farm for different original ambient turbulence I_{V_0} and the increased turbulence given by Frandsen model in such conditions.	63

3.18	Inflow Angle (α) between the Wind Speed V and the points a and b	65
3.19	Comparison between the wind speed coherence predicted by Davenport model and the range of coherence using Solari's model, in the case of an average wind speed of 9 m/s, a distance between the two points of 500 m and a height of 70 m.	66
3.20	Sketch of a wind turbine model as a part of a diversified model.	68
3.21	Sketch of the equivalent wind speed model.	68
3.22	Example of calculation of the equivalent wind speed corresponding with a serial of wind speed in a single point.	71
3.23	Sketch of the model which relates the electrical power generated by the wind turbine with the equivalent wind speed.	71
3.24	Power curve calculated in 1-minute periods for the wind turbine A_{05} , considering the wind speed measured in its nacelle.	72
3.25	Sketch of the simplified model of a wind turbine.	73
3.26	Sketch of a diversified model.	74
3.27	Sketch of a aggregated model.	77
3.28	Sketch of a simplified aggregated model.	78
3.29	Power curve calculated in 1-minute periods for the whole Nysted wind farm using as wind speed the average wind speed of all the wind turbines.	79
4.1	Example of how the segments are assembled.	85
4.2	Definition of the inflow (α), segment (β) and wind direction angles (ϕ) used.	87
4.3	Coherence measured in Nysted Wind Farm in the longitudinal inflow angle case and an exponential curve fitted to the data.	89
4.4	Decay factor of the coherence in the longitudinal inflow angle case.	89
4.5	Decay factor of the coherence in the lateral case.	90
4.6	Comparison between the angular part of the coherence obtained from Nysted data and the delay model introduced by eq. 4.10.	91
4.7	Comparison between the "measured" coherence and the fitted model in 4 different cases.	93
4.8	Comparison between the "measured" decay factors and the model proposed here (UPCT-A) in the longitudinal cases.	93
4.9	Comparison between the "measured" decay factors and the model UPCT-A in the lateral case.	94

4.10	Comparison between the “measured” decay factors and the model UPCT-A for inflow angles between 65 deg. and 84 deg.	95
4.11	Comparison between the model UPCT-A, Høvsøre model and the Schlez& Infield model in the longitudinal case.	96
4.12	Comparison between the model UPCT-A, Høvsøre model and the Schlez& Infield model in the lateral case.	97
5.1	Correlation between the module part of the Fourier Transform for frequency f_n and f_{n+1} calculated in Nysted wind farm with wind speed between 8 m/s and 11 m/s.	102
6.1	Example of ramping rates of the fluctuations in the power produced by a wind farm.	109
6.2	Example of reserves requirement due to the fluctuations in the power produced by a wind farm.	110
6.3	Example of the Ramp limitation applied to the available power of a wind energy system.	112
6.4	Example of the Delta constraint regulation applied to the available power of a generation system.	113
6.5	Example of the Delta constraint regulation, together with a negative ramp limitation, applied to the available power of a generation system.	114
6.6	Sketch of the calculation of the ramp and reserve duration curves within the aggregated model.	115
6.7	Duration curves of the 30-minutes ramping rates corresponding with 2-hours series, whose average wind speed is around 8.7 m/s.	116
6.8	Duration curves of the 30-minutes reserve requirements corresponding with 2-hours series, whose average wind speed is around 8.7 m/s.	117
6.9	Comparison of the 99% percentile of the 30-minutes ramping rates in different average wind speeds between the measured data and the simulated data through the aggregated model.	117
6.10	Comparison of the 1% percentile of the 30-minutes reserve requirements in different average wind speeds between the measured data and the simulated data through the aggregated model.	118
6.11	Comparison of the 99% percentile of the 30-minutes ramping rates in different average wind speeds between the measured data and the simulated data through the aggregated model.	119

6.12	Comparison of the 1% percentile of the 30-minutes reserve requirements in different average wind speeds between the measured data and the simulated data through the aggregated model.	120
6.13	Comparison between the duration curves of the 30-minutes ramping rates corresponding with 2-hours series, whose average wind speed is around 14.4 m/s , for the measured and the simulated data through the aggregated model, defining in the last case, the wind speed ranges in two different ways.	121
6.14	Comparison between the duration curves of the 30-minutes reserve requirements corresponding with 2-hours series, whose average wind speed is around 14.4 m/s , for the measured and the simulated data through the aggregated model, defining in the last case, the wind speed ranges in two different ways.	122
6.15	Comparison of the 99% percentile of the 30-minutes ramping rates in different average wind speeds between the measured data and the simulated data through the aggregated model, including also the effects of the fluctuating energy correlation.	123
6.16	Comparison of the 1% percentile of the 30-minutes reserve requirements in different average wind speeds between the measured data and the simulated data through the aggregated model, including also the effects of the fluctuating energy correlation.	123
6.17	Comparison of the 99% percentile of the 10-minutes ramping rates in different average wind speeds between the measured data and the simulated data through the aggregated model.	124
6.18	Comparison of the 1% percentile of the 10-minutes reserve requirements in different average wind speeds between the measured data and the simulated data through the aggregated model.	124
6.19	Comparison of the 99% percentile of the 30-minutes ramping rates in different average wind speeds between the measured data, the simulated data through the aggregated model and through the diversified model.	125
6.20	Comparison of the 1% percentile of the 30-minutes reserve requirements in different average wind speeds between the measured data, the simulated data through the aggregated model and through the diversified model.	126

6.21	Comparison of the 99% percentile of the 10-minutes ramping rates in different average wind speeds between the simulated data through the aggregated model and through the diversified model.	127
6.22	Comparison of the 1% percentile of the 10-minutes reserve requirements in different average wind speeds between the simulated data through the aggregated model and through the diversified model.	128
6.23	Energy leakage produce by the application of delta constraint linked with a negative-ramp limitation.	130
6.24	Energy leakage produce by the application of delta constraint linked with a all-negative-ramp limitation ($\lambda_{R,-} = 0$).	131
6.25	Example of the application of a delta constraint linked with a negative ramp limitation ($\lambda_{R,-} = 0.215 MW/min$, $\delta_P = 0.05 pu$) to 2 hours of simulated available power.	132
6.26	Example of the application of a delta constraint linked with all negative ramp limitation ($\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0.058 pu$) to 2 hours of simulated available power.	132
6.27	Comparison of the 1%-percentile of the reserves requirements for the available power and the curtailed power with delta+negative ramp limitation characterised by $\lambda_{R,-} = 0.37 MW/min$, $\delta_P = 0.025 pu$; and by $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0.031 pu$	133
6.28	Comparison of the 1%-percentile of the reserves requirements for the available power and the curtailed power with delta+negative ramp limitation characterised by $\lambda_{R,-} = 0.215 MW/min$, $\delta_P = 0.05 pu$; and by $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0.058 pu$	133
6.29	Comparison of the 99%-percentile of the ramp rates for the available power and the curtailed power with delta+negative ramp limitation characterised by $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0.031 pu$; and by $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0.058 pu$	134
6.30	Comparison of the 1%-percentile of the reserve requirements for the available power and the curtailed power with delta+negative ramp limitation characterised by $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0.031 pu$; and by $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0.058 pu$	135
6.31	Comparison of the reduction of the reserve requirements (1%-percentile) for the curtailed power with delta+negative ramp limitation characterised by $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0.031 pu$; and by $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0.058 pu$ with regard to the available power. . .	136

6.32	Comparison of the 10-minutes 99%-percentile of the ramp rates for the available power and the curtailed power with delta+negative ramp limitation characterised by $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0.031 pu$; and by $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0.058 pu$	137
6.33	Comparison of the 10-minutes 1%-percentile of the reserve requirements for the available power and the curtailed power with delta+negative ramp limitation characterised by $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0.031 pu$; and by $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0.058 pu$	137
6.34	Comparison of the reduction of the 10-minutes reserve requirements (1%-percentile) for the curtailed power with delta+negative ramp limitation characterised by $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0.031 pu$; and by $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0.058 pu$ regarding the available power.	138
6.35	Energy leakage produce by the use of a positive ramp limitation.	139
6.36	Example of the application of a positive ramp limitation ($\lambda_{R,+} = 0.79 MW/min$) to 2 hours of simulated available power.	140
6.37	Example of the application of a positive ramp limitation ($\lambda_{R,+} = 0.28 MW/min$) to 2 hours of simulated available power.	140
6.38	Comparison of the 99%-percentile of the ramp rates for the available power and the curtailed power with a positive ramp limitation characterised by $\lambda_{R,+} = 0.79 MW/min$ and by $\lambda_{R,+} = 0.28 MW/min$	141
6.39	Comparison of the 1%-percentile of the reserve requirements for the available power and the curtailed power with a positive ramp limitation characterised by $\lambda_{R,+} = 0.79 MW/min$ and by $\lambda_{R,+} = 0.28 MW/min$	142
6.40	Comparison of the reduction of the reserve requirements (1%-percentile) for the curtailed power with a positive ramp limitation characterised by $\lambda_{R,+} = 0.79 MW/min$ and by $\lambda_{R,+} = 0.28 MW/min$ respect the available power.	143
6.41	Comparison of the 10-minutes 99%-percentile of the ramp rates for the available power and the curtailed power with a positive ramp limitation characterised by $\lambda_{R,+} = 0.79 MW/min$ and by $\lambda_{R,+} = 0.28 MW/min$	144
6.42	Comparison of the 10-minutes 1%-percentile of the reserve requirements for the available power and the curtailed power with a positive ramp limitation characterised by $\lambda_{R,+} = 0.79 MW/min$ and by $\lambda_{R,+} = 0.28 MW/min$	144

- 6.43 Comparison of the reduction of the 10-minutes reserve requirements (1%-percentile) for the curtailed power with a positive ramp limitation characterised by $\lambda_{R,+} = 0.79 \text{ MW}/\text{min}$ and by $\lambda_{R,+} = 0.28 \text{ MW}/\text{min}$ respect the available power. 145

List of Tables

2.1	WT Variables stored by the SCADA system of Nysted Wind Farm.	32
2.2	Variables of the Meteorological masts stored by the SCADA system of Nysted Wind Farm.	33
2.3	Generator Status variable.	34
4.1	Example of the 2-point segment characteristics.	86

Chapter 1

Introduction

1.1 Origin of the study and context

Nowadays, it is clear that the world is changing from an economical model based on the use of fossil fuels as an “unlimited and cheap energy” to a new frame where the energetic resources are limited.

In this new context, the energy saving and efficiency is getting an essential issue, as well as the importance of renewable energy is rising quickly. Which can keep producing in a stable way in the medium and long term. This fact, gets even more important in countries with few non-renewable resources like Spain, and most of the European countries. In which the increasing of the use of renewable sources is the only way of reducing the “energy dependence”.

Furthermore, the concern about the effects of the pollution and specially the effects of the growth of atmospheric CO₂ in the global climate change has caused the problem to be faced through the Kyoto Protocol, which is starting to give a “cost value” to the CO₂ production by the “carbon credits”. In this way, as far as the polluting cost would be internalised in the conventional energy plants, renewable sources will be more competitive.

These two reasons have lead the European Commission to fix some targets in this frame for the 15 countries of the UE-15. These targets consists in generating a 22% of the electricity by means of renewable sources for 2010 and a 12% of the whole energy consumption. Moreover, these ratings should rise up to the 20% of the primary energy consumption for 2020.

In order to fulfil this aim, the wind energy use is expected to increase considerably in all Europe and for that purpose, offshore wind farms development and integration will be an important issue. In this way, Denmark, that is producing around 20% of its electricity consumption by wind turbines, is planning to increase wind power up to 50% by 2025.

In the case of Spain, the related plan called “Plan de energías renovables 2005-2010” fix as target a 12.1% of whole energy consumption generated by means of renewable sources. Basing that share in a 30.3% of renewable electrical generation and a 5.83% of biofuels. And obviously, the wind energy is one of the sources planned to rise specifically from a 1.9% of the primary energy in 2004 up to 3.5% of the primary energy, that will be a 13.5% of the electricity generation in 2010. So the wind energy nominal power would rise from the 8155MW installed in 2004 to 20155MW in 2010.

1.2 Motivation

Such growths, above mentioned, in Wind Energy makes essential to research deeply into this energy technology from a point of view of an important component of the electrical system, instead of considering only the local voltage quality.

A major issue in the control and stability of electric power systems is to maintain the balance between generated and consumed power. Because of the fluctuating nature of wind speeds, the increasing use of wind turbines for power generation has caused more focus on the fluctuations in the power production of the wind turbines, especially when the wind turbines are concentrated geographically in large wind farms. That fluctuation can also be a security issue in the future for systems with weak interconnections like Ireland or the Iberian Peninsula.

As example of the significance of these power fluctuations in Energinet.dk (the Danish Transmission System Operator), according to [Akhmatov et al. \(2004\)](#), Energinet.dk has observed that power fluctuations from the 160 MW offshore wind farm Horns Rev in West Denmark introduce several challenges to reliable operation of the power system in West Denmark. And also, that it contributes to deviations from the planned power exchange with the Central European Power System (UCTE). Moreover, it was observed that the time scale of the power fluctuations was from tens of minutes to several hours.

As example of those fluctuations, in the figures [1.1](#) y [1.2](#), the power fluctuation in a wind turbine (WT) and in the whole wind farm is shown in 2 different normal situations.

1.3 Literature Review

The grid integration of the wind energy has been studied in a general way by several authors. Concretely, one of the first works in this line was done

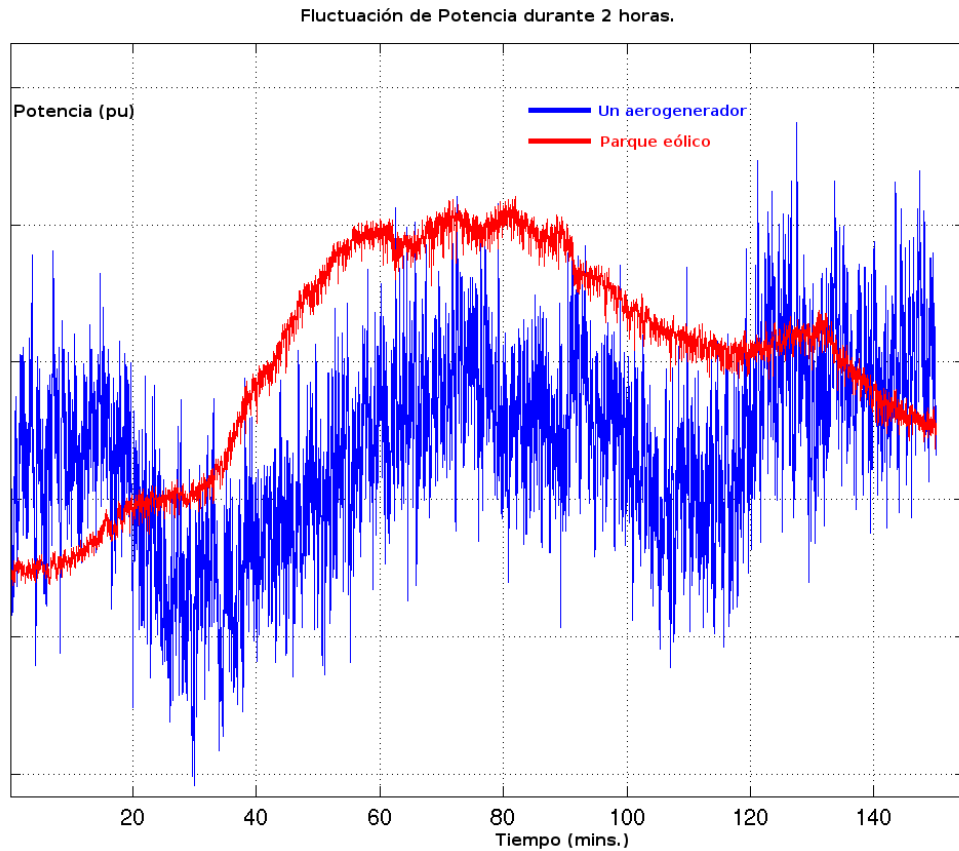


Figure 1.1: Example of power fluctuation when the wind farm is working under the nominal power.

by [Wan and Parsons \(1993\)](#), providing a starting point for the integration of solar and wind energy.

Afterwards, [Tande et al. \(1996\)](#) developed a vast analysis about the potential grid impacts of the wind turbines in the power quality. Although the work focused in the integration with a low penetration of wind energy.

Another important result was the technical report of the European project ALTENER ([Antoine et al., 2001](#)). Within that report, the stability of the grid is studied, concluding that more dynamical studies are needed regarding the integration of renewable energy with a significant penetration. They also conclude that the stochastic nature of the wind speed is relevant for this purpose.

Recently, an economical and technical analysis about wind energy grid integration have been done by [Parson et al. \(1993\)](#), regarding the character-

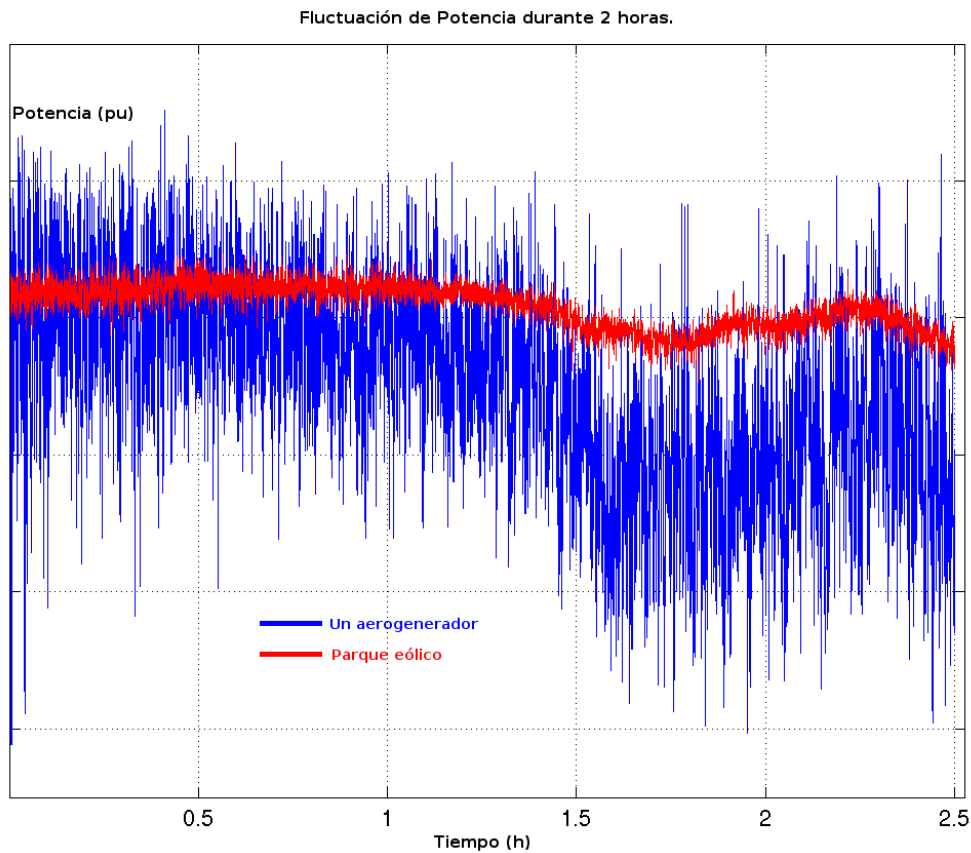


Figure 1.2: Example of power fluctuation when the wind farm is working around the nominal power.

istics needed by the power system, for instance the regulation, load following, unit commitment, etc. In this analysis, they quantified the slow variability of the wind farm power as load following and the fast as regulation, and used one year of actual wind and load data to study the impact of the installed wind capacity on the power system in Iowa. In this line, [Boehme et al. \(2007\)](#) analysed also the electrical grid in networks with high wind penetration estimating the hourly power flow in order to characterise the system by means of load duration curves.

Therefore, there is a need of overall models suitable for studying these issues. And in this way, [Petru \(2001\)](#) suggested a wind turbine model for studying the power quality.

There are several models that can be integrated in an overall WT model, for instance in the electrical field, it is very interesting the book written by

Kundur (1994), specially regarding the conventional synchronous and induction generators. Other models more focussed in control algorithms and in different kinds of generators, as the doubly fed induction generator, can be found in works like the one developed by Feijóo et al. (2000).

Concerning the modelling of the rotor blades, i.e. the modelling of the relation between the torque in the hub axis and the wind speed field on the blades, several models can be found. Björck (2000) developed a blade model parting from the *Blade Element Momentum*. Another kind of model, more suitable for a smaller time scale, is the Generalised Dynamic Wake developed by Moriarty and Hansen (2005).

A more suitable model, for this purpose, is the one done by Sørensen et al. (2001). That model, based in the frequency analysis carried out by Sørensen (1994), introduces the concept of equivalent wind speed, where the “sampling effects” done by the blades are included. This model can be easily used together with a simple aerodynamic model as the one developed by Øye (1991).

In the above mentioned report (Sørensen et al., 2001), besides the equivalent wind speed model, it is built an overall model that takes into account the relation between the power system and the dynamic of the wind farm. That model shows the importance of the wind model and of its spatial correlation in the power quality standards IEC 61400-21. That wind speed model linked to a diversified model is more developed in a following work (Sørensen et al., 2002). However, the time frame of these contributions (from seconds to minutes) was suitable for these power quality standards, but considerably smaller than the important frame for power fluctuations in systems with large wind farms. Since the previous observations of these fluctuation in Horns Rev Wind Farm, carried out by Akhmatov et al. (2004), conclude that their time frame is from tens of minute to several hours. Furthermore, these observations also show that the power fluctuations of the 160 MW Wind Farm was significantly greater than the fluctuations in a similar capacity of Wind Turbines (WTs) distributed in smaller onshore Wind Farms. That, together with the predictions done by above mentioned works, point out that the research of the spatial correlation is a main topic for the power fluctuation analysis.

For this purpose besides the diversified models of a wind farm, it is as well important to study the aggregated models, which could consist in an aggregated power curve, that represents multiple turbines. In this way, Nørgaard and Holttinen (2004) suggested an aggregated power curve in a frame, whose focus was the modelling of the electrical market for large time scales (using 1-hour average values) and large geographical areas (200-500 km regions). That is not the case of the current work, but it could be useful the analogous

development of aggregated curves.

Nevertheless, from the point of view of power fluctuations, the wind model has an essential importance for both ways of modelling the wind farm (diversified model or aggregated model). An usual way of handling the stochastic part of the wind is dividing the system into a power spectral density model and a spatial spectral coherence model.

The Power Spectral Density (PSD) of the wind speed represents the frequency distribution of the energy in the fluctuating component of the wind. The PSD has been modelled by [von Karman \(1948\)](#) parting from the analysis of the turbulence in the atmospheric boundary layer. Afterwards, [Kaimal et al. \(1972\)](#) developed a model which has been used often in the wind energy frame. That model, and other derivations like the one developed by [Frost et al. \(1978\)](#), have been used in recent wind energy works ([Veers, 1984, 1988](#); [Fégeant, 2002](#); [Rosas, 2003](#); [Rauh and Peinke, 2004](#)).

Another important model is the described by [Højstrup et al. \(1990\)](#), which has been used in the PhD thesis done by [Xin \(1997\)](#).

Solari reviewed the previous models, suggesting a modification of the parameters of Kaimal and von Karman model, in which a random variable is introduced. Affecting to the medium-low frequency part of the spectral density function. Actually, that range of frequency is the part where Kaimal and von Karman models disagree, proposing different variations.

In the international standards about requirements in the wind turbine design, it is suggested a model for the PSD. Concretely, the document ([IEC 61400-1](#)) suggests a modification of the spectrum developed by Kaimal. Moreover, it also suggests to apply the model proposed by [Frandsen et al. \(1996\)](#) for taking into account in the structural design, the increment of the turbulence caused by the wake of upstream wind turbines.

The kind of spectra previously shown were obtained regarding the mechanical design of wind turbines. And therefore, they are valid in a small time frame like from 0.02 s to 600 s.

However, for simulating the power fluctuations in a wind farm, and thus in a time frame that can be up to several hours, the variability of the wind in these low frequency has a major importance, that is neglected in these models, and therefore it is necessary to extend these spectral function to these scales.

On the other hand, the spectral coherence represents the relation between the variations of the wind speed in two different points for each frequency. Most of the existing empirical coherence models are based on the exponential model developed by [Davenport \(1961\)](#).

That model was corrected by [Frost et al. \(1978\)](#), who proposed another value for the empirical constant used by Davenport's model.

Afterwards, [Solari \(1987\)](#) suggested, analogously to what he proposed for the PSD model, an stochastic variation of the previous constant value.

Notwithstanding, these models were as well developed using very short distances, like the characteristic distances within a wind turbine as well as small heights. That leads to make these models non suitable for being used within a whole wind farm, but only for a single wind turbine calculus. In this case, it is very important to mention the model that appeared in the standard IEC ([IEC 61400-1](#)) and specially the work done by [Saranyasoon-torn et al. \(2004a\)](#), where the authors reviewed the existing models, checking whether they are appropriate in the frame of simulating the coherence in the blades of a modern wind turbine.

In the frame of a large wind farm, the model suggested by [Schlez and Infield \(1998\)](#) is more appropriate because it introduces the dependency of the coherence with the inflow angle α (See [Figure 1.3](#)). Despite that, the distances used for doing that modelling (up to 100 m.) and the height (18 m.) are not enough for ensuring its suitability in the quite larger distances and heights which are found in wind farms.

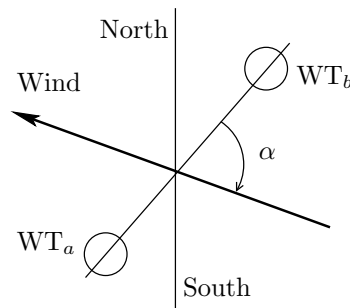


Figure 1.3: Inflow Angle (α) between the Wind Speed V at the points a and b .

In fact, it has been proved within this thesis ([Vigueras-Rodríguez et al., 2006](#)) that its results are not valid, at least for large wind farms, and also in a recent work done by [Nanahara et al. \(2004\)](#) where they used distances up to 1700 m.

Therefore, regarding the wind modelling, it is possible to conclude that there is still neither a reliable model which can predict the horizontal spectral

coherence between wind speeds in points separated by the typical distances of a wind farm, nor a reliable model for the low frequency part of the wind power density spectrum in the scale important for the power fluctuations.

1.4 Aim of the thesis

It has been shown the importance of the research power fluctuations from large wind farms at the current context. Therefore, the modelling of a large offshore wind farm has been set up as an aim of this thesis. So, experimental data, from real large wind farms are used for obtaining realistic models.

For that purpose, after having done a literature review regarding that topic, it has been seen that there is an specific lack of wind models suitable with this frame of use, and so, one of the main aims in the modelling of the wind farm is the development of suitable models regarding the time and distance frame of the power fluctuations of large wind farms.

This has to be done as general as possible, so that it can also be an starting point in the development of an standard spectral coherence model for large wind farms and even for small regions.

Furthermore, it should be possible to simulate the above mentioned oscillations of the power from the wind farm by using the developed models. For that purpose, all the models, for instance like the wind model above commented, would be integrated in an overall model which can be a diversified one and an aggregated one, in the last case with the objective of making it quick for simulations.

Afterwards, the overall models developed have been used for simulating the consequences of these fluctuations in the Electrical Grid, for instance in terms of the power ramps the Grid should commit to other energy plants or the needs of energy reserves for compensating the oscillations. These terms are also compared with experimental data in order to validate the models in this frame.

Finally, as an example of one of the applications in which this model can be used, different kind of regulations are simulated through the aggregated model, so that, the smoothing of the fluctuations is evaluated for each of these regulations as well as their energy cost.

1.5 Thesis Outline

Once that the main problems and aims of the work have been addressed at the current chapter, chapter 2 describes the main experimental data which have been used at this thesis, mainly from Nysted Wind Farm. Explaining as well how the data have been recollected and pre-filtered in order to be used later on the modelling procedure.

Chapter 3 faces the modelling of the power fluctuations in large wind farm. For that purpose, it divides the overall model into different submodels which are modelled separately parting from the literature review and from the experimental data available. In this process, two ways of integrating the submodels into an overall model are analysed: the diversified model and the aggregated model.

Chapter 4 presents the modelling of the spectral coherence of the wind speed. That coherence is a part of the wind model, which has been separated from the previous chapter due to its extension.

Chapter 5 shows the existence of a correlation in the fluctuating energy in different frequencies, introducing as well that effect into the simulation algorithm of the overall model.

Chapter 6 presents the validation of the overall aggregated model, comparing it with the experimental data as well as with the simulations done by means of the diversified model. In the chapter, it is also found an analysis of the influence of the correlation described in chapter 5. All of these comparisons are done using the characteristic parameters of the fluctuations, regarding the integration of these fluctuations in the electrical grid.

Moreover, the developed model is used in this chapter for evaluating different kinds of control with the aim of smoothing these fluctuations.

And finally, chapter 7 summarises the tasks done in this thesis, the aims achieved and suggests open problems.

Chapter 2

Experimental data used: Nysted Wind Farm

2.1 Introduction

In order to achieve the aims described in the previous chapter, it is essential to have real data. This has been possible by means of a joint project between *Risø DTU* and *DONG Energy*, funded by *Energinet.dk*. Within that project called “Power Fluctuations in Large Offshore Wind Farms”, it has been possible to access to some experimental data of Nysted Wind Farm and Hornsrev Wind Farm, which are two large offshore wind farms in Denmark, with the purpose of studying the power fluctuation.

The results shown in this thesis have been done mainly parting from the data obtained from Nysted Wind Farm, and so these installations are well described in section 2.2.

Despite that, within that project some of the results of the analysis and the models have been compared with data obtained from Hornsrev Wind Farm, as well as it has been used jointly with Nysted Wind Farm in the modelling. Therefore, in this chapter there is also a brief description of this wind farm in the section 2.3. Finally, many results have been compared with some results based in the Høvsøre Test Station ([Sørensen et al., 2005](#)), which is shortly described in section 2.4.

2.2 Nysted Wind Farm

The wind farm is called *Nysted Havmøllepark*. It is an offshore park located at Rødsand, in the Baltic Sea about 12 Km distance from the coast (See figure 2.1). The water depth around the location is between 6.0 m and 9.5

m.



Figure 2.1: Geographic situation of Nysted Wind Farm (from *Open Street Map*).

This wind farm is owned, at the moment, by a joint venture consisting of *DONG Energy* (80%) and *E.ON Sweden* (20%), and it is operated by *DONG Energy* (73% owned by Denmark).

The wind park is compound of 72 wind turbines sited in a grid of 8 rows of 9 turbines, labelled from *A01* to *H09* and five meteorological masts labelled from *MM1* to *MM5*. Their distribution within the wind farm can be seen in figure 2.2. The distance between each row is approximately 850 m., while the distance between each turbine in the same row is around 480m. It is connected to the net meanwhile a 72 Km line.

The wind farm, which was ready for commencement in 2003, and whose nominal output is 165.5 MW, and its expected annual production is 595 GWh, was until 2006 the most powerful wind farm in the world.

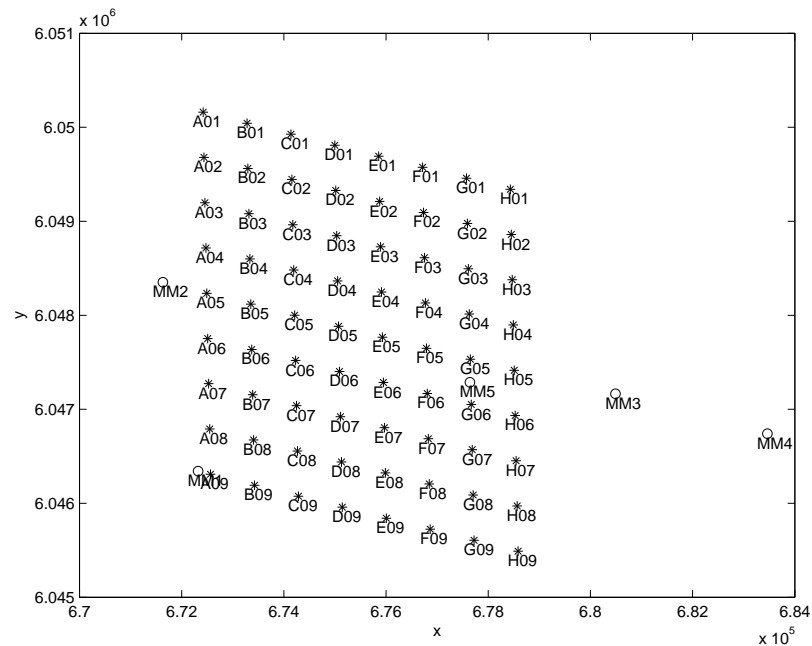


Figure 2.2: Distribution of the windturbines in the wind farm of Nysted.

2.2.1 Wind resources in the area

Rødsand area has very high wind resources as it is shown in figure 2.3, where it is represented the statistical mode of the wind speed measured in the Mast *MM2* for a height of 70 m above the sea using 10 minutes mean values. Even though that this distribution is affected by the wake when the wind comes from the West, it shows the high resource of wind being the 50% percentile over 8 m/s , and if the West wind is not considered, for avoiding the mast to be into the wake, then the 50% percentile rises up to 9 m/s .

The distribution of the turbulent intensity related to the previous 10 minutes periods is shown in the figure 2.5.

And the distribution of wind direction at the same height and time period is shown in figure 2.4, where it is possible to see that East winds are very predominant.

2.2.2 Wind turbines

The wind turbines are *Bonus 2.3 MW*, they were produced by *Bonus Energy*, which is now owned by *Siemens*.

This model of wind turbine has a hub height of 68.8 m. and a rotor

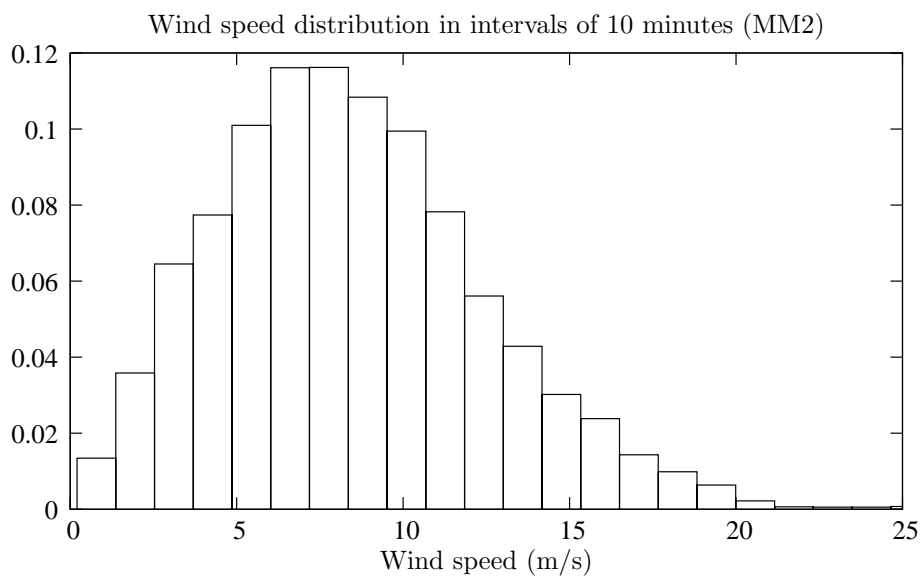


Figure 2.3: Distribution of the wind speed in Nysted Wind Farm measured in MM2 at a height of 68.8 m above the sea.

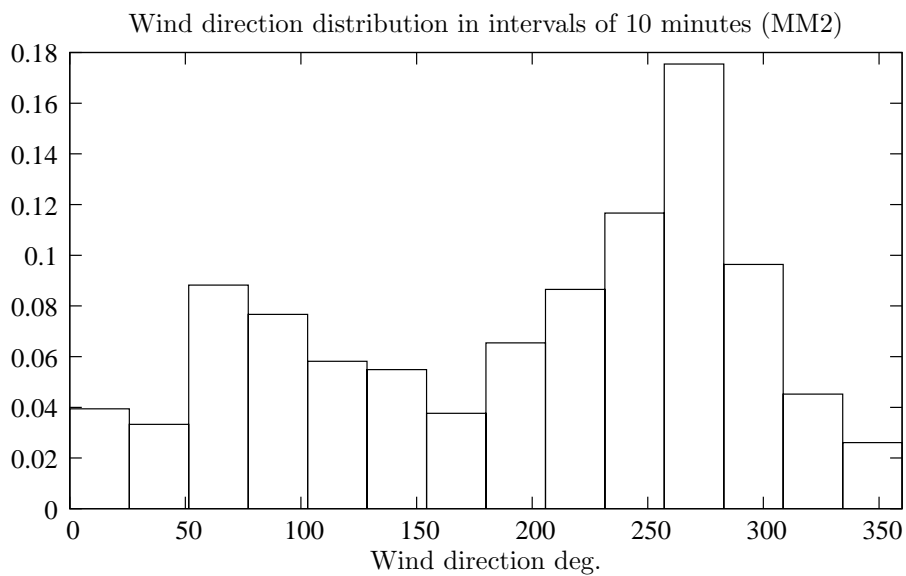


Figure 2.4: Distribution of the wind direction in Nysted Wind Farm measured in MM2 at a height of 68.8m above the sea.

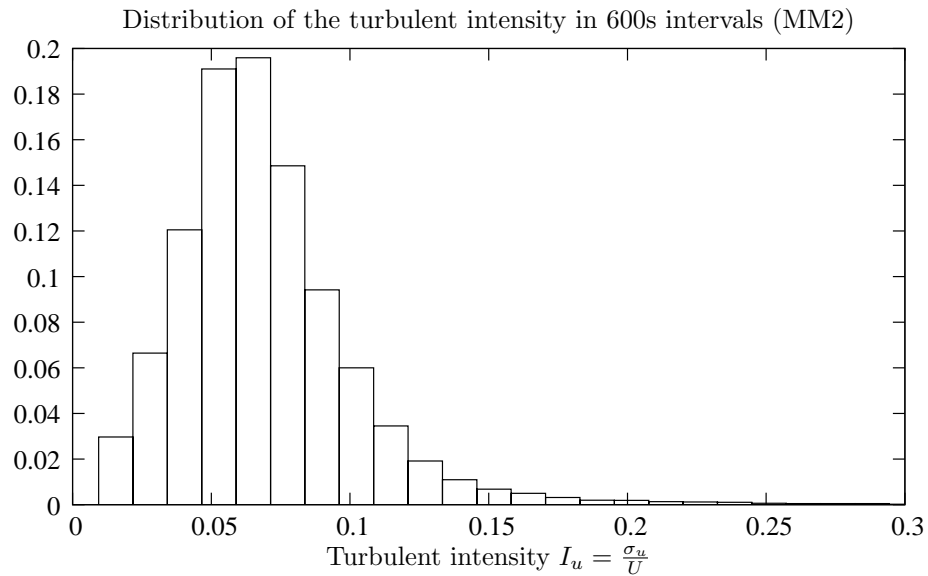


Figure 2.5: Distribution of the turbulent intensity in Nysted Wind Farm measured in MM2 at a height of 68.8m above the sea.

diameter of 82.4 m. Its blade longitude is 40 m, with a chord that varies from 3.10 m in the hub, until 0.80 m in the tip; and its aerodynamic profile is described by *NACA 63.xxx* and *FFAxxx*.

The electrical generator of these wind turbines is a fully enclosed asynchronous generator manufactured by *ABB*. It has two possible synchronous velocities: in low winds, the 6-pole small generator winding is used, being the generator synchronous velocity 1000 rpm; and in high winds the generator is switched to the 4-pole main winding, operating at 1500 rpm. The gearbox ratio is 1:91, so the characteristic angular speed in the hub is respectively 11 and 16.5 rpm.

Power is regulated by active stall regulation according to the proprietary *CombiStall®* system.

The control of the turbines in the park is carried out individually, i.e. they are controlled by measurements related to the turbine itself.

This wind turbine has a cut-in based on the angular speed, the electrical production starts after 2 seconds, in which the generator angular speed is greater than 1100 rpm (usually around 3-4 m/s).

A cut-out at low wind speed based on any of the following conditions: angular speed below 500 RPM, active power less than 2KW for a 10 minutes period.

And a cut-out at high wind speed of 25 m/s within a temporal frame of

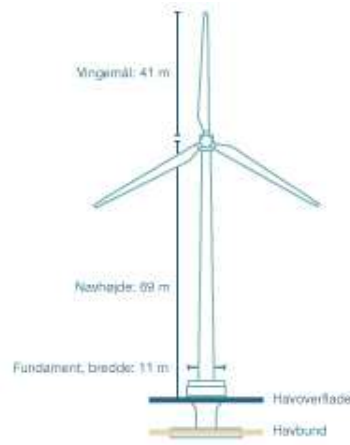


Figure 2.6: Bonus 2.3 MW Wind Turbine.

600s., 28 m/s for a 30s. frame, 32 m /s for a 1.2s. frame or a constant yaw during 50 s.

Nominal power is reached around 13-15 m/s.

2.2.3 Experimental data recollected

The measured data are processed on each wind turbine and distributed and stored through the central logging system. The structure of this system allows to log the measurements obtained on each wind turbine and on each meteorological masts one time per second.

WT variables measured	
P_{WT}	Active power generated
Ω_e	Generator angular speed
V	Nacelle wind speed
ϕ_Y	Yaw angle
φ_{b_1}	Angular position of blades
P_{ref}	Active reference power
Q_{ref}	Reactive reference power
GEN _{STAT}	Generator status
YAW _{STAT}	Yaw status
COM _{STAT}	Communication status

Table 2.1: WT Variables stored by the SCADA system of Nysted Wind Farm.

For each wind turbine, the acquisition system (fig. 2.7) stores the vari-

Variable measured in mast	<i>MM1</i>	<i>MM2</i>	<i>MM3</i>	<i>MM4</i>
Wind Speed ($z = 55m$)	x	x	x	x
Wind Speed ($z = 40m$)	x	x	x	x
Wind Speed ($z = 25m$)	x	x	x	x
Wind Speed ($z = 10m$)	x	x	x	x
Wind Speed ($z = 68.8m$)	x	x	x	x
Temperature ($z = 10m$)	x	x	x	x
XY-wind direction ($z = 65m$)	x	x	x	x
Registered rain fall	x			
Relative humidity ($z = 10m$)	x			
Atmospheric pressure ($z = 10m$)	x	x	x	
Speed ($z = 65m$)	x	x	x	
Temperature ($z = 65m$)	x	x	x	
Sonic temperature ($z = 63m$)		x	x	
Wind tilt angle ($z = 63m$)		x	x	
XY- Wind direction ($z = 63m$)		x	x	
Wind Speed ($z = 63m$)		x	x	
X-Wind Speed ($z = 63m$)		x	x	
Y-Wind Speed ($z = 63m$)		x	x	
Z-Wind Speed ($z = 63m$)		x	x	
Water temperature ($z = -2m$)		x	x	

Table 2.2: Variables of the Meteorological masts stored by the SCADA system of Nysted Wind Farm.

ables indicated in table 2.1, that is to say the active power generated by the turbine, the angular speed of the generator axis (rpm), the wind speed measured in the anemometer located at the nacelle (at hub height), the yaw angle counting clockwise (with 0 indicating that the turbine is facing to the North), the angular position of blade A, the reference power, and some status variable, like the generator status, which indicate the current working state of the electrical generator (See table 2.3) or the yaw status that indicates if the yaw actuator is active. The reactive reference power is always set up to 0 and the active reference power is the nominal power but when starting-up or stopping the WT.

For each meteorological mast, as it is shown in table 2.2, the stored variables are: the wind speed measured 55 m., 40m., 25m., 10m and 68.8m (the WTs hub height) above the sea; the ambient temperature in 10 m. and the horizontal wind direction in 65 m. (measured in the same way as the yaw angle, where 0 degrees means wind from North to South). In the mast called

MM1 in figure 2.2, it is also logged the registered rain fall and the relative humidity in 10m. Others variables stored are the ambient temperature and the wind speed in 65m; and the atmospheric pressure in 10 m. in MM1, MM2 and MM3. And finally, in MM2 and MM3 the following measures are obtained: the sonic temperature, the tilt angle of the wind, the horizontal wind direction, the wind speed, and the XYZ components of the wind speed in 63m. (where X axis is the West-East, Y is the South-North and Z is the positive height); and the water temperature 2 m. below sea level for MM2 and MM3.

Table 2.3: Generator Status variable.

Possible Values	Phase shift
0: Generator inactive	By start of connection of generator: 2/4
1: Small generator on	By disconnection of generator: 0 (immediately) /5 (synchronic)
2: Connection of small generator started	When connection procedure is ended: 1
3: Large generator on	By disconnection of generator: 0 (immediately) /5 (synchronic)
4: Coupling of small generator started	When connection procedure is ended: 3
5: Synchronic disconnection of generator started	When Synchronic disconnection is ended: 0

So, The measurements for the 72 turbines and the 4 meteorological masts, obtained from the devices above described, have been stored with a 1-second sample rate in 10-minutes files. where each row of the file contains a timestamp and the measurements from either a turbine or a meteorological mast. Each of these files weights around 4 Mb, being the weighting for a month of data approximately 17.3 Gb. The stored data correspond to the period December 23st 2004 - September 2005.

The filtering of these pack of data was one of the initial tasks of this thesis. The acquisition system shares the network with the control system, that obviously has the priority for using the resources. This cause many errors like “holes” of data, when the control system is very busy, so the first step it was to detect and remove these errors.

However, there were some problems with some sensors that got broken after logging few data, concretely the temperature sensors, and so there has not been possible to use it in this study. Moreover, in some periods there are moments where the data acquisition was not working properly. In these moments the SCADA system had other tasks to do with higher priority.

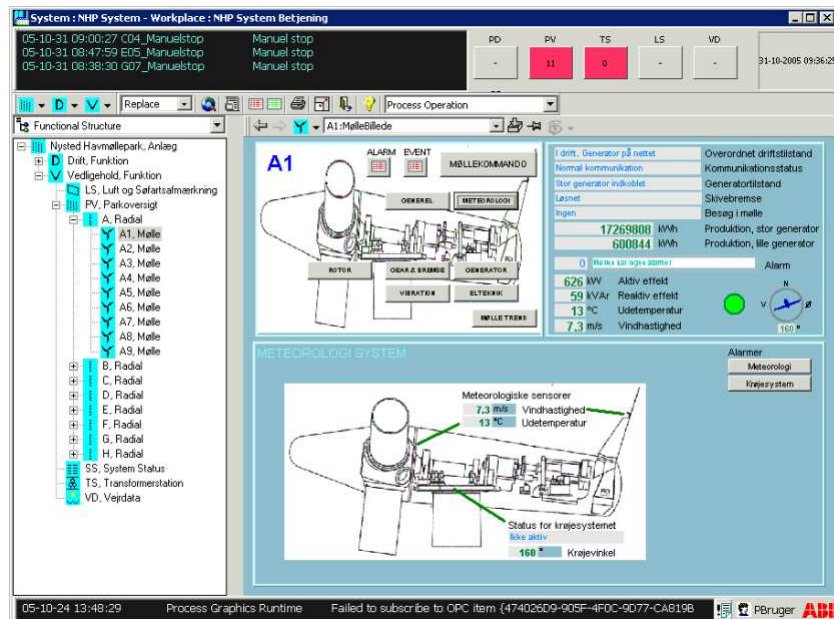


Figure 2.7: Screenshot of the data acquisition software of the WT's.

All of these holes or frozen data were removed in an initial filtering process carried out by using shell scripts (*under GNU/Linux and Unix systems*).

In the filtering it was also necessary to patch some systematic offset in the measure of the wind direction in the meteorological masts as well as some fall downs of the measurement system and it was located a failure in the yaw control system of row *A* (see 2.2) that lasted between 1 and 2 weeks during August.

Moreover, there were a few time stamp errors, produced by mistakes in the synchronisation of the time when the control system is using very intensively the network, this errors are characterised by some $-1second$ correction in the time.

Once done this filtering process the data was available for being used at this work, independently that for each application some post-filtering it is needed, for instance depending on the electrical generator status or looking for periods of consecutive data with good quality (few holes) for a minimum number of wind turbines, so, this specific post-filtering, which has been done usually by using either *GNU Octave* or *MATLAB*, is described later on.

However, regarding the selections of intervals with enough valid data, it was also found one important effect which made important to reject fixing as condition a 100% of valid data for any purpose. The effect comes from

the fact that the control system works more often when the wind speed is around the point where the wind turbine reaches its nominal power, and so around that area there are often small holes, normally just 1 second hole.

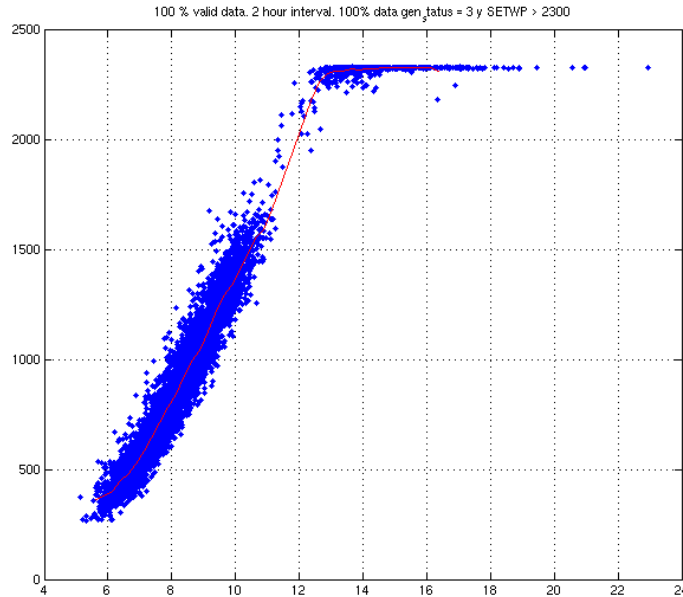


Figure 2.8: Example of 2 hour power curve build through series with a 100% of valid data.

Then, if a 100% of valid data in the intervals is required, we can lose most of the intervals near that area. As an example for showing this effect, a 2 hours power curve has been built parting from series with 100% of valid data (figure 2.8) as well as another parting from series with a 99% of valid data (figure 2.9). At these figures it is possible to see the effect (amplified by the election of a huge interval) of requiring a 100% of valid data. And therefore, this effect is taken into account when establishing the percent of valid data in an interval for considering it good for each purpose.

2.3 Hornsrev Wind Farm

Horns Rev Offshore Wind Farm is located in the North Sea around 14 Km West from Jutland (fig. 2.10).

The wind farm, whose layout is shown in figure 2.11, consists of 80 wind turbines, distributed in 10 rows and 8 columns, with a separation distance between the consecutive rows as well as columns of 560 m.

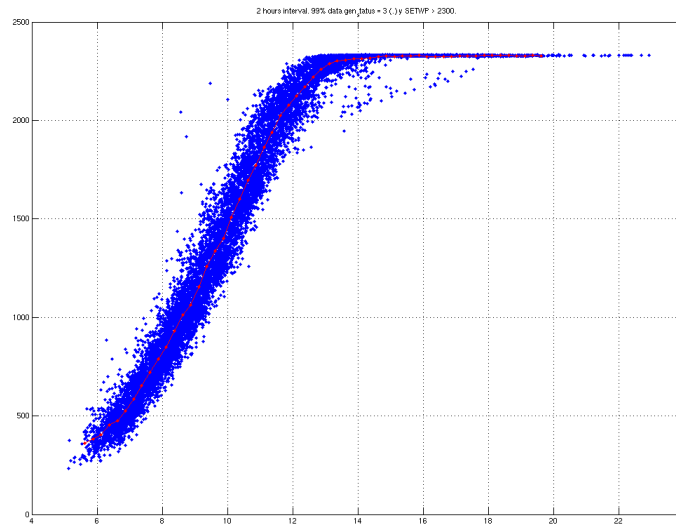


Figure 2.9: Example of 2 hour power curve build through series with a 99% of valid data.

The wind turbines are Vestas V80 variable speed wind turbines, using doubly-fed induction generators. The rated power of the V80 turbines is 2 MW, and the rotor diameter is 80 m. So the nominal power of the whole wind farm is 160 MW

The measured data are acquired by the SCADA system used by the wind farm main controller. The acquired data originate from the wind turbine control systems. Within the above mentioned project, wind speeds, power, power set point, and yaw position have been used.

2.4 Høvsøre test station

Høvsøre test station is the National Danish Test Station for Large Wind Turbines owned by Risø. It is located in the Northwest part of Jutland, with a distance of around 2 km. from the west coast of Denmark (North Sea) and less than 1 km from the Bøvling Fiord, surrounded by flat grassland with no major obstacles in the immediate neighbourhood. The prevailing wind direction in the area is from the west. This test station was built originally for large wind turbines design, nevertheless now it is used for many purposes like power fluctuations analysis.

At the moment, five wind turbines are currently installed at the site. The



Figure 2.10: Geographic situation of Horns Rev Wind Farm (from *Open Street Map*).

turbines are aligned in a north to south direction, separated by 300 m from each other. There are 4 meteorological masts located in front of each turbine at a distance of 240 m in the prevailing wind direction. Each is fitted with an anemometer and wind vane at the corresponding hub height of its adjacent turbine. A 120 m met. tower is positioned in the south of the turbine array at a distance of 200 m from the southernmost turbine. This layout is shown in figure 2.12.

Høvsøre data have not been analysed at this thesis, however some results obtained within the same project have been used and compared hereinafter.

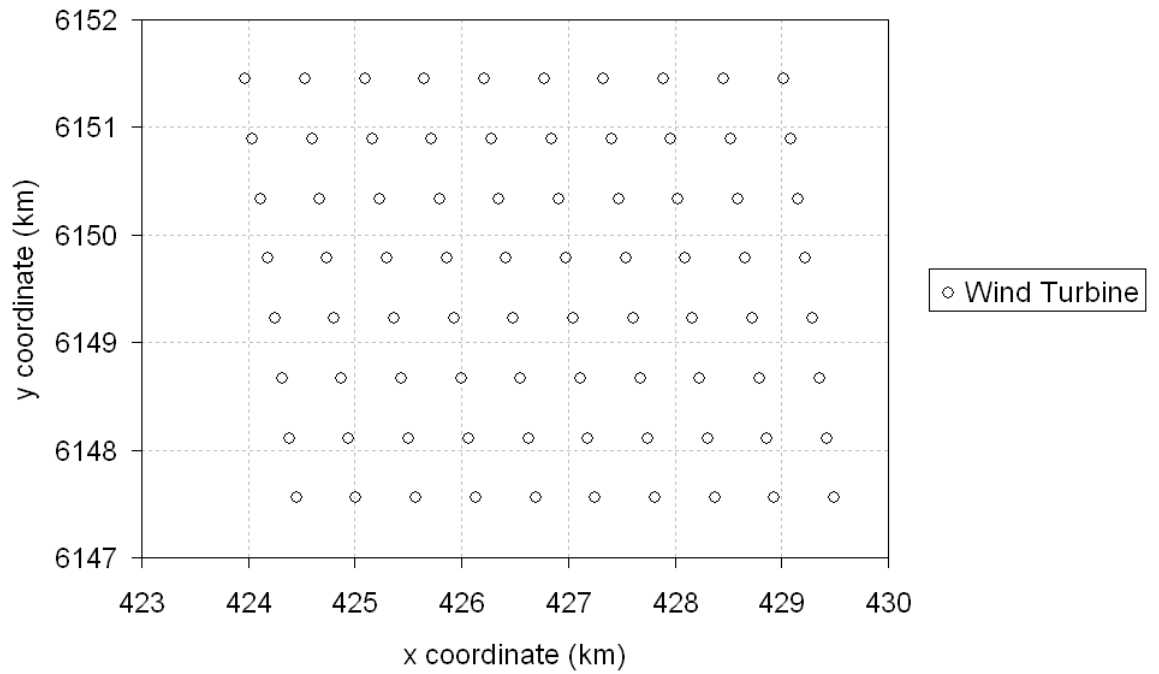


Figure 2.11: Distribution of the windturbines in the wind farm of Horns Rev.

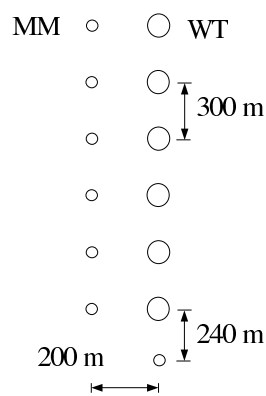


Figure 2.12: Distribution of the Høvsøre test station.

2.5 Summary

The different variables stored by the Nysted SCADA system from December 2004 to September 2005, obtained by the *DONG Energy*, has been processed and filtered at this work removing the defects and some systematic error that were detected during that process. This task has been carried out individually for each wind turbine and meteorological mast, despite that afterwards in the modelling of the wind farm, there has been done different post-filtering depending on the interests. Moreover, the general wind resources in the area of Nysted wind farm have been analysed in order to simplify later on the modelling procedure. Summarising also the main characteristic of the wind turbines installed.

The data of the Hornsrev wind farm was filtered and process within the above mentioned project, and at this work it was analysed and used (including a post-filtering when needed). The main use for which it has been used Hornsrev at this work, it has consisted in comparisons with the results obtained from Nysted modelling and the modelling of some components as described in section 3.2.1.

Finally, the data from Høvsøre test station has not been processed at this work, but the results, obtained from the analysis of that test station done within the project, have been used directly at this work and compared with the results here obtained.

Chapter 3

Modelling the Power Fluctuations

3.1 Introduction

In this chapter, the modelling of the power fluctuations in an offshore wind farm is faced. The aim of a power fluctuation model is to simulate series of power generated by the wind farm. For instance, in the figure 3.1 is shown the sketch of a power fluctuation model, where the wind farm power series are calculated parting from the main characteristics of the wind in that period as the average wind speed \bar{V}_0 , wind direction Φ_d and the turbulent intensity I_{V_0} . At the same time, these wind main characteristics can be also modelled parting by a historical package of averaged data and/or the geographical and climatological characteristic of the place.

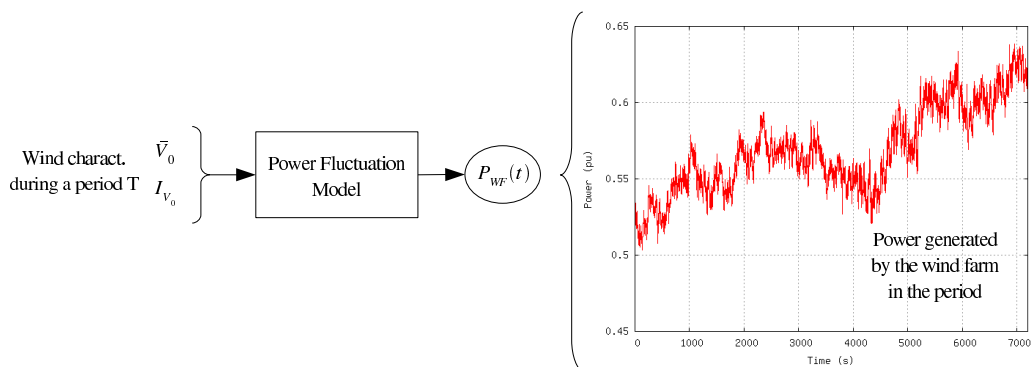


Figure 3.1: General sketch of the aim of the power fluctuation model of a wind farm.

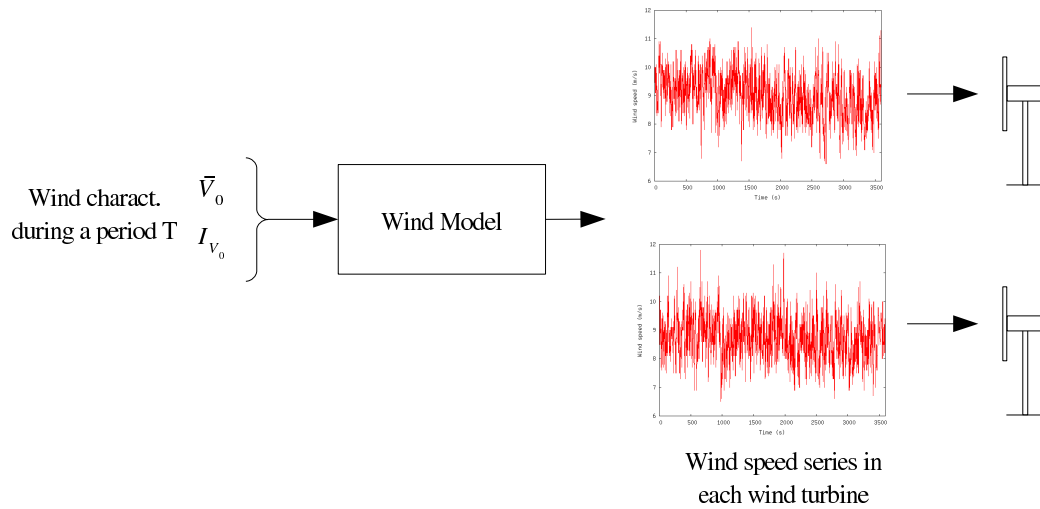


Figure 3.2: General sketch of a time series wind model.

In order to choose an adequate time period for the series (T in the figure 3.1), it should be considered the time frame in which these fluctuations are important. Akhmatov et al. (2004) studied observations of the power fluctuations in Horns Rev wind farm, concluding that their time frame is from tens of minute to several hours.

For the sake of simplicity, the general power fluctuation model can be divided into different submodels, in order to simplify the process of modelling. In this way, it can be defined a wind model (see figure 3.2), which converts the main characteristics of the wind in a time interval into realistic series of wind speed in each turbine.

Another important conclusion of the above commented analysis (Akhmatov et al., 2004), is that the power fluctuations of the 160 MW wind farm was significantly greater than the fluctuations in a similar capacity of wind turbines distributed in smaller onshore Wind Farms. Therefore, within the modelling of the power fluctuations, the wind model is an essential component, where it is not only important to have a realistic model of how the wind speed fluctuates in a single point, but also about how these fluctuations are correlated in different points.

Besides this practical observation of the link between the power fluctuation and the correlation above cited, different theoretical and practical observations have appeared in recent papers (Nanahara et al., 2004; Sørensen et al., 2008) confirming that the seeking of power fluctuations models is totally linked with the modelling of that correlation in a wind farm frame.

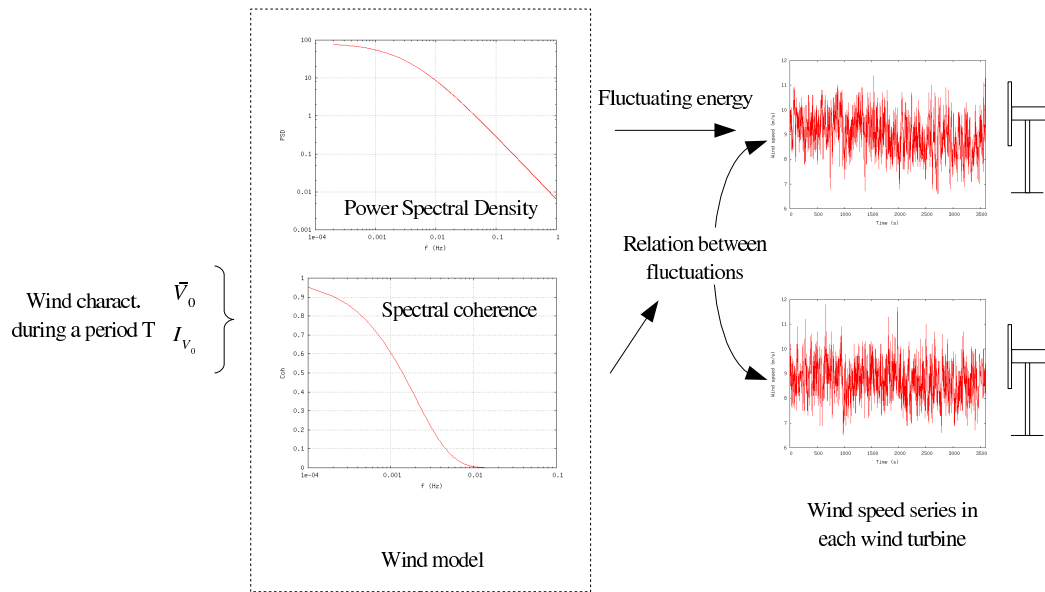


Figure 3.3: Sketch of a wind model compound of a Power Spectral Density model for the fluctuating energy of the wind speed in each single point and a Spectral Coherence model for the correlation between the fluctuations of the wind speed in different points.

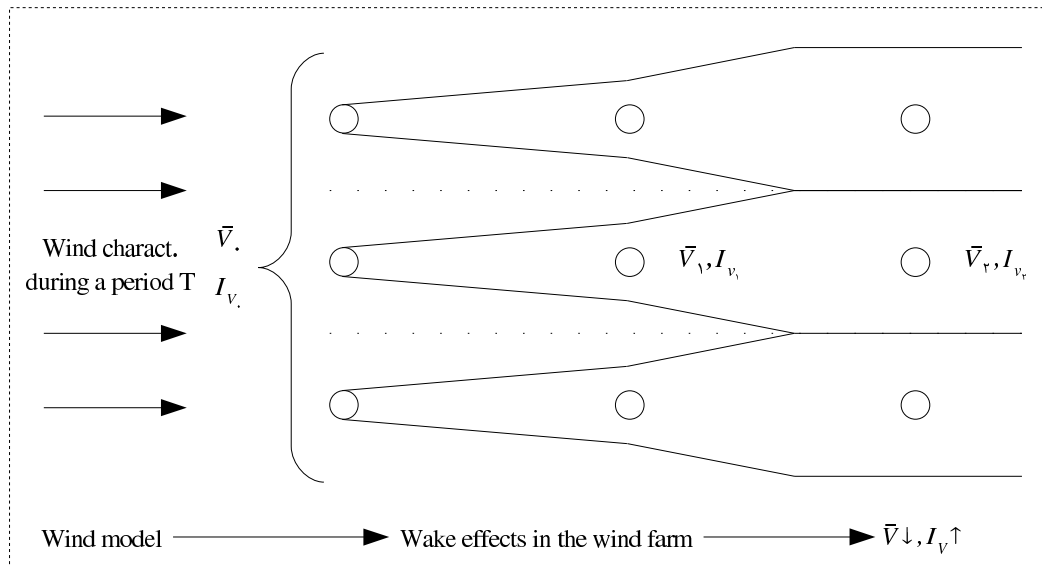


Figure 3.4: Sketch of the main effects caused by the wakes of the wind turbines on the main characteristics of the wind in a determined period.

Nonetheless, the main characteristics of the wind, concretely $\overline{V_0}$ and I_{V_0} do not remain constant inside of the wind farm, as they are affected by the wind turbine wakes generally producing an speed deficit and increasing the turbulence intensity.

Therefore, the wind model is faced regarding the modelling of the wind speed fluctuation in a single point as well as the correlation between these fluctuations in the different points of the wind farm, as it is shown in the sketch of the figure 3.3. Considering as well the effects of the wake in the wind characteristics (see figure 3.4). In this way, the section 3.2 deals with that wind modelling.

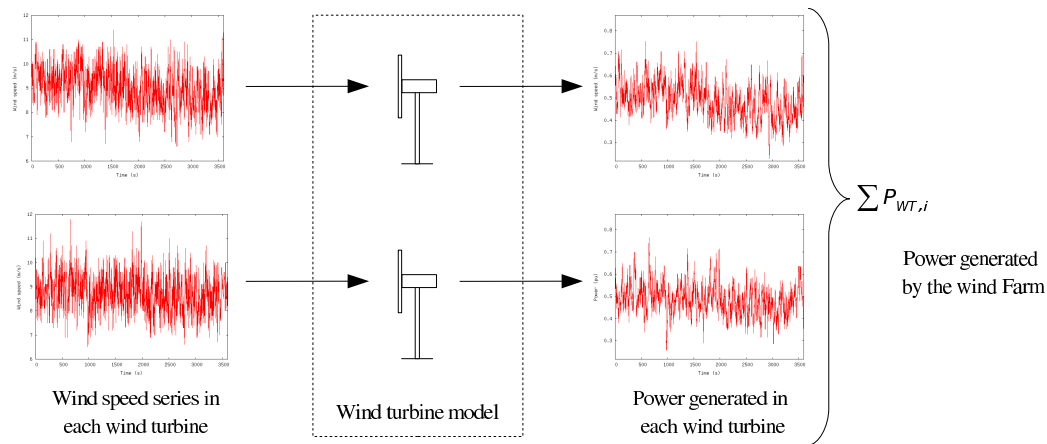


Figure 3.5: General sketch of a wind turbine model as a part of a diversified model.

Moreover the wind model, the wind turbines should be modelled in this time frame for simulating the power fluctuations related to some determined wind fluctuations, for instance in figure 3.5 is shown a wind turbine model which relates the wind speed series on each wind turbine with the power produced by each one.

The relation between the power produced in the wind farm and the fluctuations of the wind speed can be done by two ways, simulating each wind turbine in a separate way (as shown in the previous figure), i.e. by a diversified model, or building an aggregated model, that simulates at once the whole wind farm, looking for saving computational time not losing too much accuracy. Both approaches are explained and developed in the sections 3.4 and 3.5 respectively.

3.2 Wind modelling

Within an interval the wind speed can be divided into a constant value and a fluctuating value, where that fluctuating value can be modelled by a power spectral density. Besides, the correlation between the wind fluctuation in different wind turbines is included by means of a spectral coherence model (see figure 3.3).

3.2.1 Power Spectral Density

The wind speed in a single point $V(x, y, z)$ can be expressed in terms of a constant deterministic wind speed \bar{V} and a stochastic part $v(x, y, z, t)$, so that $V(x, y, z) = \bar{V} + v(x, y, z, t)$. The fluctuating term can be characterised by its Power Spectral Density, defined by the following expression

$$S(f) = F(\phi_v(t))_{(f)} = \int_{-\infty}^{\infty} \phi_v(\tau) e^{-j2\pi f\tau} d\tau \quad (3.1)$$

where f is the frequency (Hz) and ϕ_v is the autocorrelation of v given by $\phi_v(\tau) = \mathbf{E}[v(t) \cdot v(t + \tau)]$, where $\mathbf{E}[x(t)]$ is the expected value function of $x(t)$. This PSD function represents the frequency distribution of the fluctuating kinetic energy. For the atmospheric turbulence, some empirical models have been developed.

In the frame of wind energy, the first model used was the model of [von Karman \(1948\)](#):

$$S(f) = \frac{4(5.7 \cdot v_*^2) \frac{L_x}{\bar{V}}}{1.339 \left(1 + 39.48 \left(\frac{fL_x}{\bar{V}}\right)^2\right)^{5/6}} \quad (3.2)$$

where \bar{V} is the mean wind speed (m/s), L_x is the longitudinal integral length (m) and v_* is the shear velocity given by $v_* = \frac{0.4\bar{V}}{\log z/z_0}$, where z_0 represents the surface roughness coefficient(m). That velocity is related with the turbulent intensity by $I_V = \frac{\sigma_v}{\bar{V}} = \frac{\sqrt{5.7v_*^2}}{\bar{V}}$.

Afterwards, [Kaimal et al. \(1972\)](#) developed a model, that has been used very often in the wind energy frame. That model is define by the following power spectral density function:

$$S(f) = \frac{105v_*^2 \cdot z/\bar{V}}{(1 + 33f \cdot z/\bar{V})^{5/3}} \quad (3.3)$$

where z is the height above ground (m).

The above described model has been used, with minors modifications, in many recent works like [Veers \(1988\)](#); [Fégeant \(2002\)](#); [Rosas \(2003\)](#); [Rauh and Peinke \(2004\)](#).

In ([Frost et al., 1978](#)), a model for a stable atmospheric situation is developed parting from Kaimal's. That model is implemented in ([Veers, 1984](#)) for a vertical axis wind turbine. Other important model is the one described by [Højstrup et al. \(1990\)](#) used in works like ([Xin, 1997](#)).

The international standard [IEC 61400-1](#) for design requirements to wind turbines specifies a Kaimal type PSD function according to

$$S_{IEC}(f) = \sigma_v \frac{2 \frac{L_1}{V}}{\left(1 + 6 \frac{L_1}{V} \cdot f\right)^{(5/3)}} \quad (3.4)$$

where σ_v is the standard deviation of the wind speed in a 10 minutes interval and L_1 is the length scale given by

$$L_1 = \begin{cases} 5.67 \cdot z & z \leq 60m \\ 340.2m & z > 60m \end{cases} \quad (3.5)$$

Kaimal, von Karman and IEC spectra are compared graphically in figure 3.6, where the spectra have been calculated for an average wind speed of $9m/s$, a height of $70m$ and a roughness coefficient of $0.0005m$. In the high frequency part of the spectra in the figure, it is shown a significant agreement between them, and also in other derived models. The differences between the spectra are localized in the medium-low frequencies.

After revising the previous models, [Solaris \(1987\)](#) suggested a modification of the parameters of the Kaimal and von Karman models, introducing a random variable in the model

$$S(f) = \frac{2.21 v_*^2 \beta^{5/2} \cdot z / \bar{V}}{\left(1 + 3.31 f \beta^{3/2} \cdot z / \bar{V}\right)^{5/3}} \quad (3.6)$$

where β is given by $\beta = \beta_m + \mu_\beta \Delta\beta$, where μ_β is a uniformly random variable in the interval $[-1,1]$ and

$$\beta_m = \begin{cases} 7.5 & z_0 \leq 0.03 \\ 4.5 - 0.856 \log z_0 & 0.03 < z_0 \leq 1.0 \\ 4.5 & z_0 > 1.0 \end{cases}$$

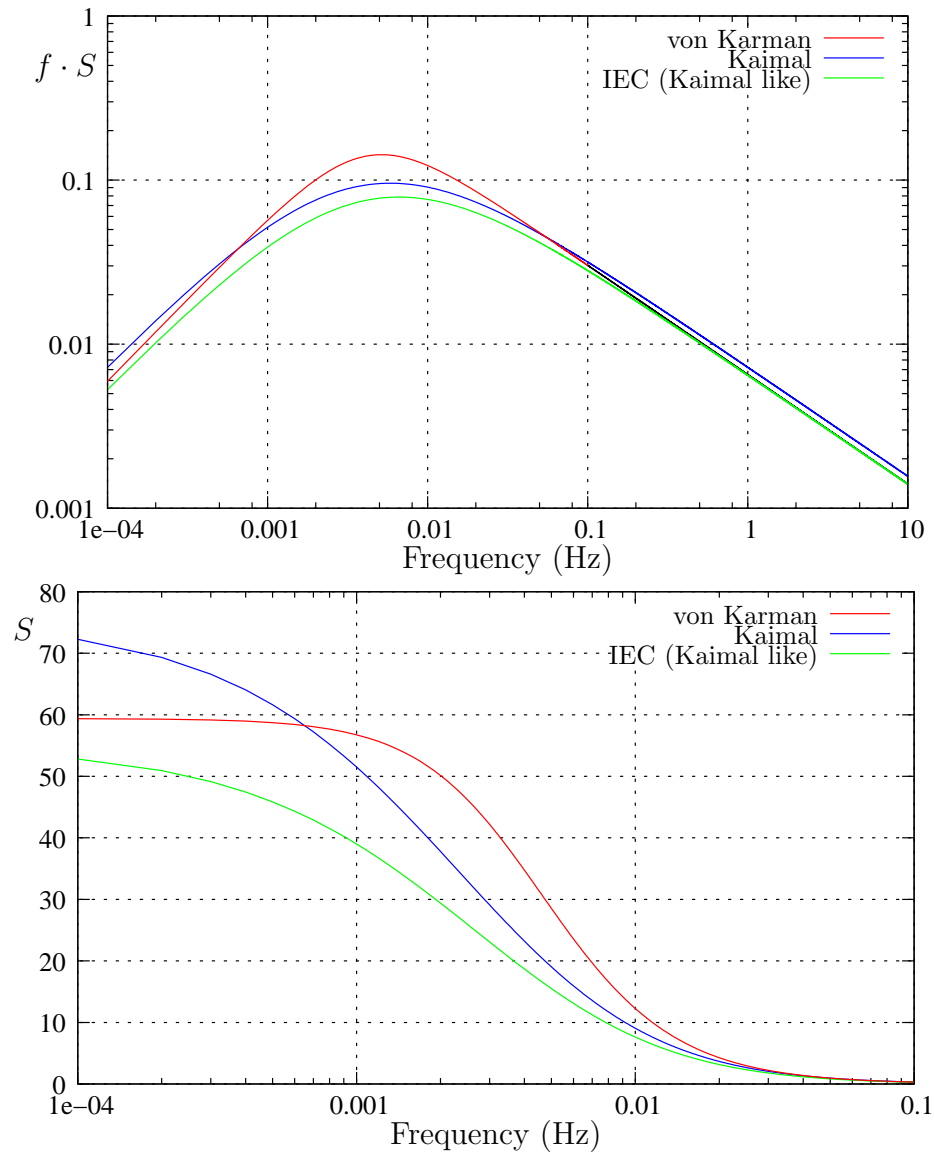


Figure 3.6: Comparison between von Karman, Kaimal and IEC power spectral density functions.

$$\Delta\beta = \begin{cases} 2.5 & z_0 \leq 0.03 \\ 2.0 - 0.143 \log z_0 & 0.03 < z_0 \leq 1.0 \\ 2.0 & z_0 > 1.0 \end{cases}$$

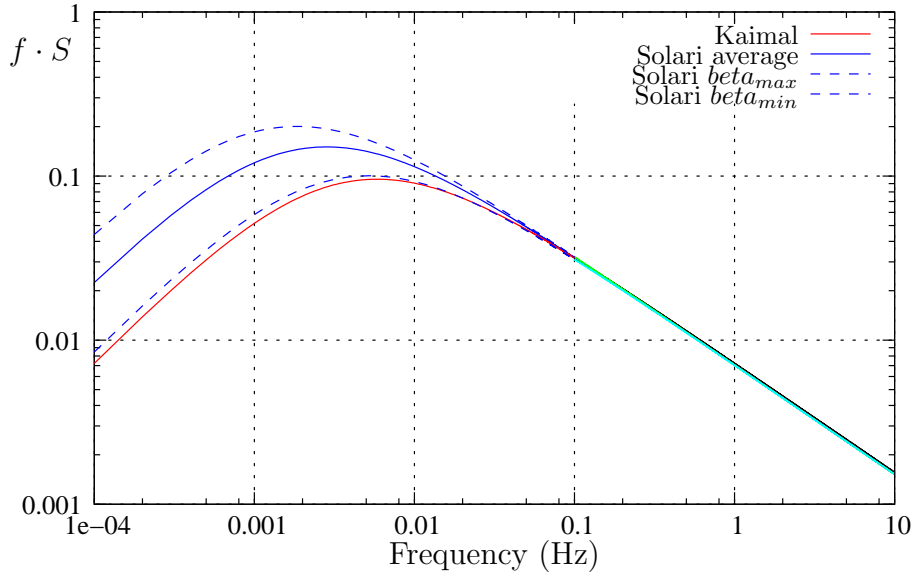


Figure 3.7: Comparisson between Kaimal and Solari power spectral density functions.

being the turbulent intensity $I_V \approx \sqrt{\frac{\beta v_*^2}{V}}$

In this way, the variation of β can explain the differences in the low frequency part of the PSD function, meanwhile in the high frequency part the influence of the variability is reduced, being the function similar to Kaimal and von Karman. This is shown in the figure 3.7, where the Solari average and its variability is compared with a Kaimal spectrum in the conditions previously described.

Low frequency Models

The above kind of spectra were obtained firstly thinking in a mechanical design of wind turbines frame, and so they are valid for shorter time scales like 0.02 s. to 600 s. However, in the lower frequencies there is also a significant variability that is not include in these spectra (Courtney and Troen, 1990). Regarding the simulations of power fluctuation in a wind farm, we have seen that it is needed to analyse a longer scale (up to several hours) and so, it is necessary to extend those spectral function to these scales.

For the lower frequencies scale, inside of the project “Power Fluctuations in Large Offshore Wind Farms” commented in the previous chapter, Sørensen et al. (2008) have proposed a low frequency model for the power spectral

density based on the measurements from the Høvsøre test station and on the power spectral model described in eq. 3.4, that model consists on the following expression

$$S(f) = S_{LF,H\o{v}}(f) + S_{IEC}(f) \quad (3.7)$$

where $S_{LF,H\o{v}}(f)$ represents the low frequency part given by

$$S_{LF,H\o{v}}(f) = (\alpha_{LF} \cdot \bar{V} + \beta_{LF})^2 \frac{\frac{z}{\bar{V}}}{\left(\frac{z \cdot f}{\bar{V}}\right)^{\frac{5}{3}} \cdot \left(1 + 100 \frac{z \cdot f}{\bar{V}}\right)} \quad (3.8)$$

with the parameters α_{LF} and β_{LF} being estimated from the measurements. Concretely, considering $\beta_{LF} \approx 0$ the parameter $\alpha_{LF} \approx 0.0046$ has been estimated based on the measurements carried out in Høvsøre test station (Sørensen et al., 2005).

At the current work the model suggested by Sørensen et al. (2008), described in eq. 3.8, has been used for expressing the low frequency fluctuating energy of the wind.

Fitting the low frequency part

For that purpose in this work, it has been estimated the parameters $\xi_{LF} = \alpha_{LF} \cdot \bar{V} + \beta_{LF}$ parting from the low frequency spectra, calculated through measurements $\hat{S}(f)$, as follows

$$\xi_{LF} = \sqrt{\frac{\sum_{f=f_1}^{f_{NLF}} \left(\hat{S}(f) - S_{IEC}(f) \right)}{\sum_{f=f_1}^{f_{NLF}} \left(\frac{\left(\frac{z \cdot f}{\bar{V}}\right)^{\frac{5}{3}} \cdot \left(1 + 100 \frac{z \cdot f}{\bar{V}}\right)}{z \cdot \bar{V}} \right)}} \quad (3.9)$$

This have been done by using the data of 2 hours series in each wind turbine of Nysted Wind Farm and Horns Rev Wind Farm. Calculating then only the first frequency components (from 2 hours to 15 minutes), where $S_{IEC}(f)$ is relatively quite small. And the experimental values of ξ_{LF} calculated by the previous equation are shown for both wind farms in figure 3.8. In that figure it is shown that the influence of the wind speed in the parameter can be easily neglected in both wind farms, i.e. $\alpha_{LF} \approx 0$ or $\xi_{LF} = \beta_{LF}$, getting the low frequency equation simplified into

$$S_{LF,H\o{v}}(f) = \beta_{LF}^2 \frac{\frac{z}{\bar{V}}}{\left(\frac{z \cdot f}{\bar{V}}\right)^{\frac{5}{3}} \cdot \left(1 + 100 \frac{z \cdot f}{\bar{V}}\right)} \quad (3.10)$$

where the fitted parameter within the wind speed range $V \in [6m/s, 16m/s]$ would be $\beta_{LF} = 0.041m/s$ in Nysted, and $\beta_{LF} = 0.037m/s$ in Horns Rev. Furthermore, the equivalent β_{LF} in Høvsøre test station considering an average wind speed near $9m/s$ and $\alpha_{LF} = 0$ would be $\beta_{LF} \approx 0.041m/s$, so there is an important agreement in the three measurement places, which are around $\beta_{LF} = 0.04m/s$.

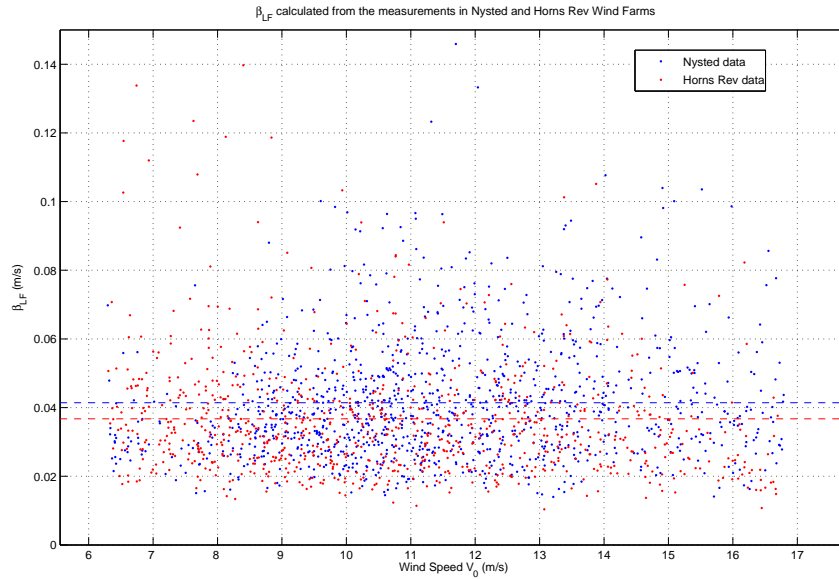


Figure 3.8: ξ_{LF} calculated through the averaged PSD in Nysted and Horns Rev Wind Farms.

Summarising the model, the wind speed fluctuation in a single point is modelled by the following Power Spectral Density function:

$$S(f) = \sigma_v \frac{2 \frac{L_1}{V}}{\left(1 + 6 \frac{L_1}{V} \cdot f\right)^{(5/3)}} + \beta_{LF}^2 \frac{\frac{z}{V}}{\left(\frac{z \cdot f}{V}\right)^{\frac{5}{3}} \cdot \left(1 + 100 \frac{z \cdot f}{V}\right)}$$

where f is the frequency, σ_v is the standard deviation of the wind speed in a 10 minutes interval, β_{LF} is a fitted low frequency speed parameter, z is the height above ground and L_1 is the length scale given by

$$L_1 = \begin{cases} 5.67 \cdot z & z \leq 60m \\ 340.2m & z > 60m \end{cases}$$

3.2.2 Wake effects within an offshore wind farm

Regarding the wind modelling, it is also important to consider the effect of the wake within the wind farm. For the sake of simplicity, that effect is divided into an increased turbulence model and a speed deficit model. Furthermore, in the previous section it has been shown that $S(f)$ depends on the average wind speed, and on the turbulence intensity, therefore the wake modifies also the wind fluctuating energy, as it is shown in the figure 3.9.

Wake Speed deficit model

Taking into account the speed deficit due to the wake generated by upwind wind turbines is important as it has a considerable effect in the power production. The calculation of the wind speed deficit is being modelled by different ways, some authors have implemented them by considering an infinitely large wind farms and viewing the wind turbines as roughness elements (Bossanyi et al., 1980) or by using CFD schemes (Crespo et al., 1999). However, the firsts kind of models did not reach engineering maturity or relevance and the second kind of models currently have a lack of details and/or are computationally uneconomic (Frandsen, 2007), which makes them unsuitable at the frame of this work.

So, it has been chosen for being analysed the model that is being developed by Frandsen et al. (2006), which is based on local “unit-by-unit”

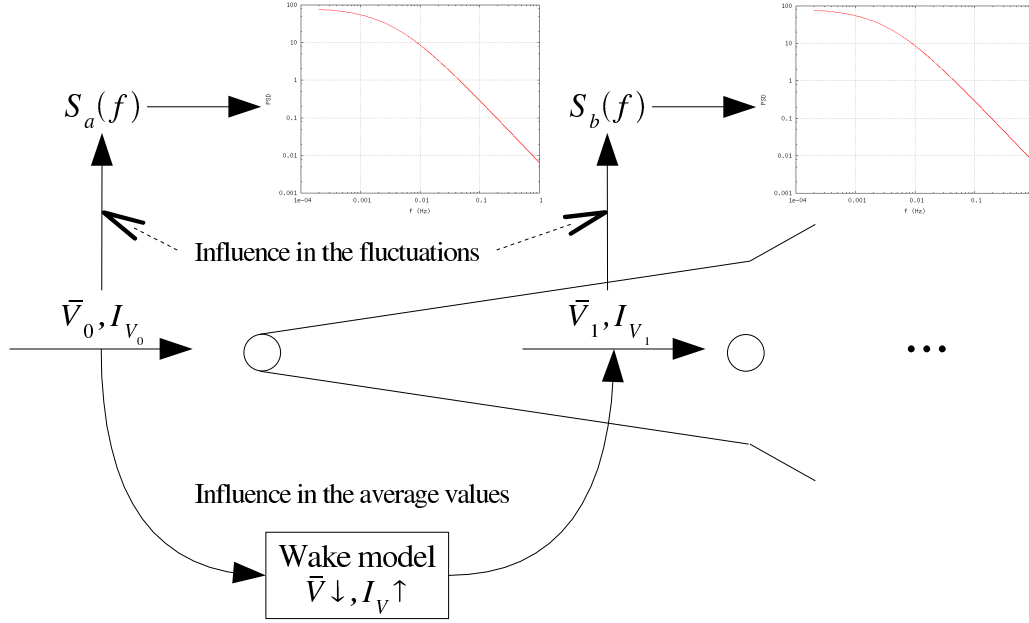


Figure 3.9: Sketch of the model of the wake of a wind turbine.

momentum equations, disregarding the two-way interaction with the atmosphere. That model is up to now based in regular array geometries, which is the usual lay-out in offshore wind farms. And neglects some important effects as the interaction between the wake and the ground, however the last effects can be approximately included into this model as it is described afterwards.

In that model (Frandsen, 2007), the wake shape is represented by a rectangular distribution of the flow speed within a circular area (bell-shape wake). After the wake expansion, i.e. when the pressure in the wake has regained the ambient-flow value, that circular area A_a would be given by

$$A_a = \beta_w \cdot A_R \quad \left(\text{and so, } D_a = \sqrt{\beta_w} \cdot D_R \right) \quad (3.11)$$

where $\beta_w = \frac{1}{2} \cdot \frac{1 + \sqrt{1 - C_T}}{\sqrt{1 - C_T}}$

As well as the wake flow speed is

$$\frac{\overline{V(x)}}{\overline{V_0}} \approx \frac{1}{2} \pm \frac{1}{2} \sqrt{1 - 2 \frac{A_R}{A(x)} C_T} \quad (3.12)$$

That can also be simplified in the far wake into

$$\frac{\overline{V(x)}}{\overline{V_0}} \approx 1 - \frac{C_T}{2} \frac{A_R}{A(x)} = 1 - \frac{C_T}{2} \frac{D_R^2}{D^2(x)} \quad (3.13)$$

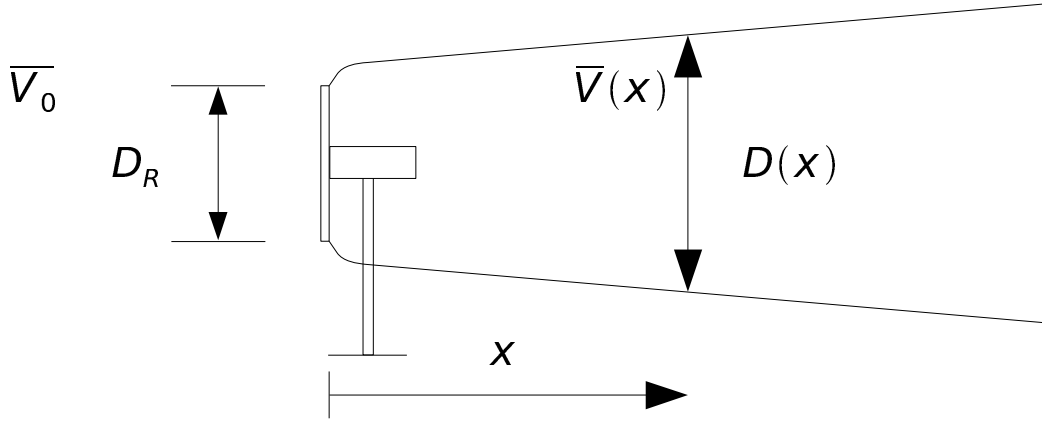


Figure 3.10: Description of parameters of a single wind turbine wake.

That can describe the wake downwind together with a model of the expansion of the wake cross-sectional area, for instance considering that the wake expands immediately, i.e. $D(x = 0) = D_a$, $D(x)$ has the form (Frandsen, 2007)

$$D(x) = \left(\beta_w^{\frac{k}{2}} + \alpha_w \cdot \frac{x}{D_R} \right)^{\frac{1}{k}} D_R \quad (3.14)$$

Considering a single row of wind turbines (*regime 1*), by repeating the momentum equation in each wind turbine and by using the simplification of eq. 3.12 (i.e. the eq. 3.13), the flow speed deficit coefficient c_{n+1} after $n + 1$ wind turbines can be found parting from a wake expansion model

$$c_{n+1} = \frac{\overline{V}_{n+1}}{\overline{V}_n} = 1 - \left[\frac{A_n}{A_{n+1}} (1 - c_n) + \frac{1}{2} \cdot \frac{A_R}{A_{n+1}} C_T \cdot c_n \right] \quad (3.15)$$

Asymptotically, considering a infinite number of wind turbines, the wind speed deficit would remains constant c_w , meanwhile the area would increase linearly with $D \propto x^{1/2}$, then using eq. 3.14 is possible to establish a relation between c_w and α_w

$$c_w = \frac{\alpha_w}{\alpha_w + \frac{C_T}{2 \cdot s_r}} \quad (3.16)$$

where $s_r = d_r/D_R$, being d_r the distance between wind turbines in the row.

However, in a real wind farm the wakes from different rows will meet, merging the wakes, and that is introduced by Frandsen as the *regime 2*,

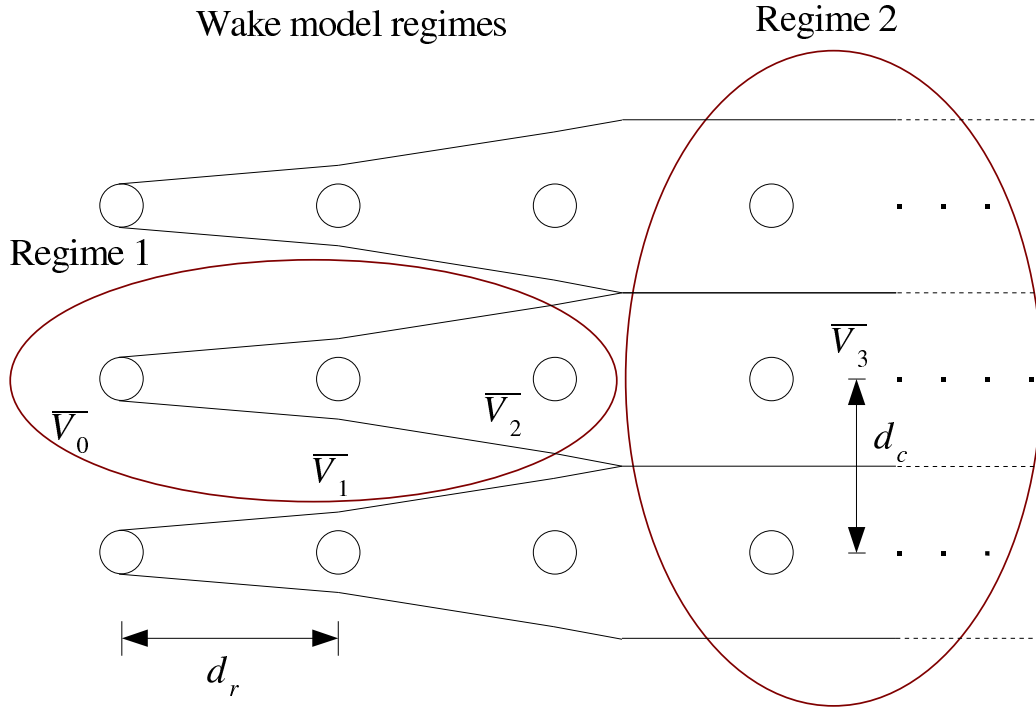


Figure 3.11: Sketch of the wake regimes 1 and 2 of the model developed by Frandsen et al. (2006).

where the lateral expansion stops and the wake area can only expand upward. Asymptotically, as the area would increase linearly as it has been shown previously, $h \propto x$, and the relation with the asymptotically wind speed deficit c_{mw} would be

$$h = \frac{c_{mw}}{1 - c_{mw}} \cdot \frac{\pi C_T}{8s_r s_c} \cdot (x - x_0) + h_0 \quad (3.17)$$

where s_c is the dimensionless distance to the neighbouring rows ($s_c = d_c/D_R$), h_0 is the height of the multiple-wake after merging with neighbouring rows and x_0 is the distance downwind from the edge of the wind farm to where the wakes merge.

For the different wind directions, the wake speed deficit model is divided in those two regimes, with different s_r and s_c for each pattern.

The model can include also the effect of hitting the ground by including it in the area in the first regime, as well as the boundary layer balance, which is introduced by Frandsen et al. (2006) in the *regime 3*.

Speed deficit in Nysted wind farm

The previous model will be calibrated to Nysted and Horns Rev wind farm by Frandsen, so at this work it has only be done a fit of one of the wake patterns, as well as simple approach useful for the fluctuation models used hereinafter.

For that purpose, it has been analysed the wake pattern or mode in which each wind turbine of the row A is projecting its wake in the wind turbine of row B of the same column. As there is only one wind speed measured in each rotor disk, it has been used the power measurement (in the linear wind speed range) as a more reliable measure of the wind speed deficit. In this way, it has been analysed the ratio between the average power produced by a wind turbine in the second and third row relative to the one at the first wind turbine, this has been used by using 600s intervals and 60s intervals, and a simple delay time model, validated by using the cross correlation between the power in each wind turbine. The results were very similar in the 600s and in the 60s interval when comparing the effects in near wind turbines, and they get smoother in the 60s when comparing far away wind turbines, due to rising of the errors when calculating the time delay.

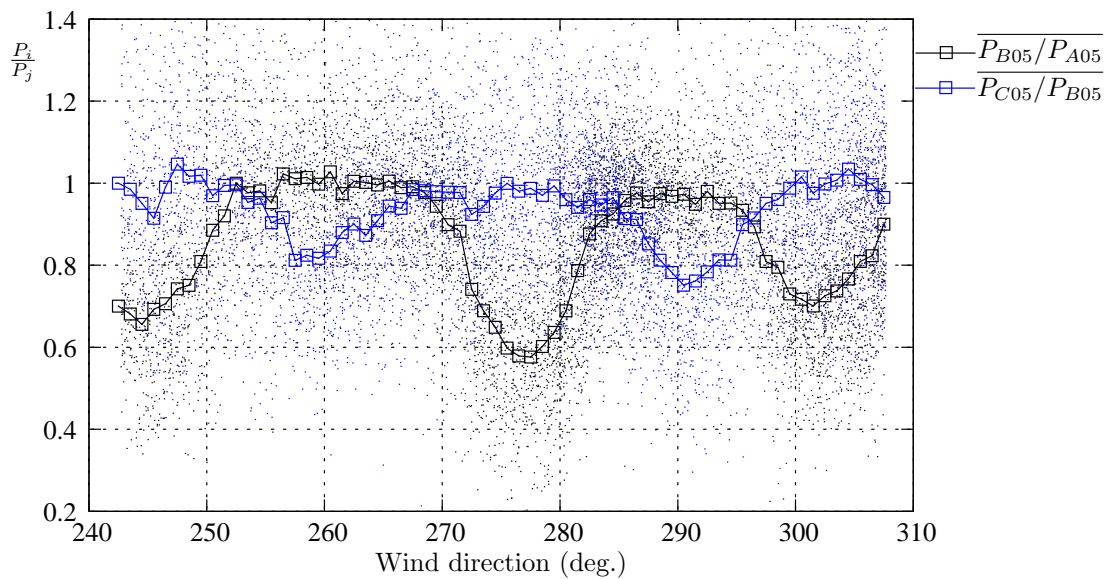


Figure 3.12: Comparison of the power production ratio in pairs of consecutive wind turbines in column 5, specifically $A_{05} - B_{05}$ and $B_{05} - C_{05}$, being the average wind speed at the selected intervals between 8 m/s and 9 m/s .

In figure 3.12, it is shown the relation between the power in the wind turbine C_{05} and B_{05} , and B_{05} and A_{05} . In that figure, where the average

for each 1 deg. has been calculated, it is possible to see in the mode we are looking into (where $\Phi_d \approx 277$ deg.), that the wake reduces the power from row A to row B in more than a 40%, however, from the second row to the third one there is no reduction, that is also shown in figure 3.13, where the power at the second row and in the third row are related directly with the power in the first row. In both figures is also shown a part of the behaviour of other wake modes, like for instance the wake between A_{06} or A_{04} and B_{05} , which are respectively located around 248 deg and 304 deg.

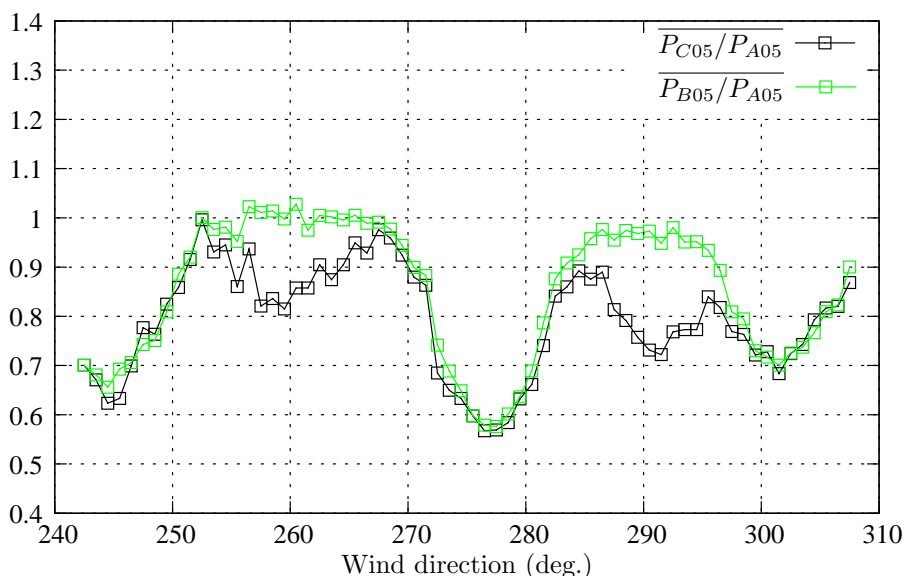


Figure 3.13: Comparison of the power ratio between the firsts wind turbines of column 5 respect the first one (A_{05}) in intervals with an average wind speed between 8 m/s and 9 m/s .

In order to relate this results with the previous model, each power is related with a wind speed by using the concept of equivalent speed developed hereinafter (concretely in section 3.3). For that purpose, it has been used also a 600s period for reducing the time delay errors and the relation between that equivalent wind speed in each wind turbine of the column 5 has been plotted in the figure 3.14.

If we consider $c_w \approx 0.81$, from the equation 3.16 it is possible to calculate α_w as $\alpha_w = 0.13$. However using that parameter into the eq. 3.15, that would give a speed coefficient of $c_1 = 0.83$ in the row B and a coefficient of $c_2 = 0.81$ in the row C. Another approximation could be to fit the α_w which minimises the error in c_1 and c_2 , that leads to $\alpha_w \approx 0.08$, whose speed coefficients would be respectively $c_1 = 0.88$ and $c_2 = 0.85$.

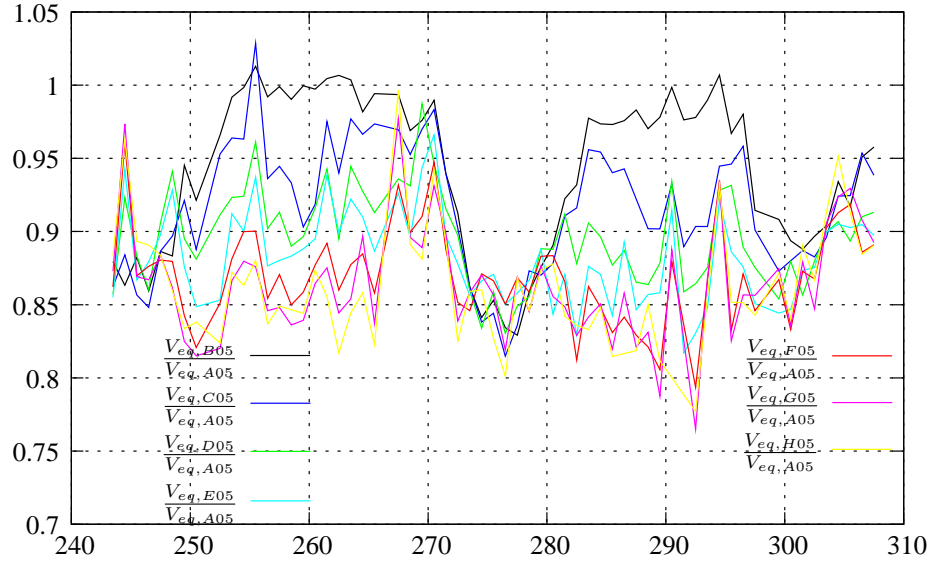


Figure 3.14: Comparison of the equivalent wind speed ratio between the all the wind turbines of column 5 respect the first one (A_{05}) in intervals with an average wind speed between 8 m/s and 9 m/s .

However, by using the equation 3.14, both values of α_w produces a wake growth slow which does not merge with other row wakes, and so the wake at the whole wind farm in this situation would be dominated by the regime 1. As the diameter of the wake at the row H would be $3.7 \cdot D_R$ for the first value of α_w , and $3.0 \cdot D_R$ in the second one, being in both cases less than the separation between columns ($5.8 \cdot D_R$). Then the fit can be redone using all the rows speed coefficients, getting a wake increasing constant $\alpha_w = 0.125$, which used into the model would give

$$c_{n+1} = \frac{\overline{V_{n+1}}}{V_0} = 1 - \left[\frac{(\beta_w + 0.125 \cdot n \cdot s_r)}{(\beta_w + 0.125 \cdot (n+1) \cdot s_r)} (1 - c_n) + \frac{\frac{1}{2} \cdot C_T \cdot c_n}{(\beta_w + 0.125 \cdot (n+1) \cdot s_r)} \right] \quad (3.18)$$

Generating the results plotted in figure 3.15, where there is an good agreement in the numbers, but some difference in the behaviour, concretely, in the model axial speed is all the time decreasing, meanwhile the experimental oscillates. This can be due to two main factors, firstly the time delay error with big distances that can grow as it rises respect the length of the period. But also the inclusion in this coefficients of the smoothing produced by the meandering effect. Medici and Alfredsson (2008) determined experimentally a Strouhal number for that meandering effect, which in this case would lead

into a period between 30s and 100s, which is less than the period and so its effect is included in that coefficient.

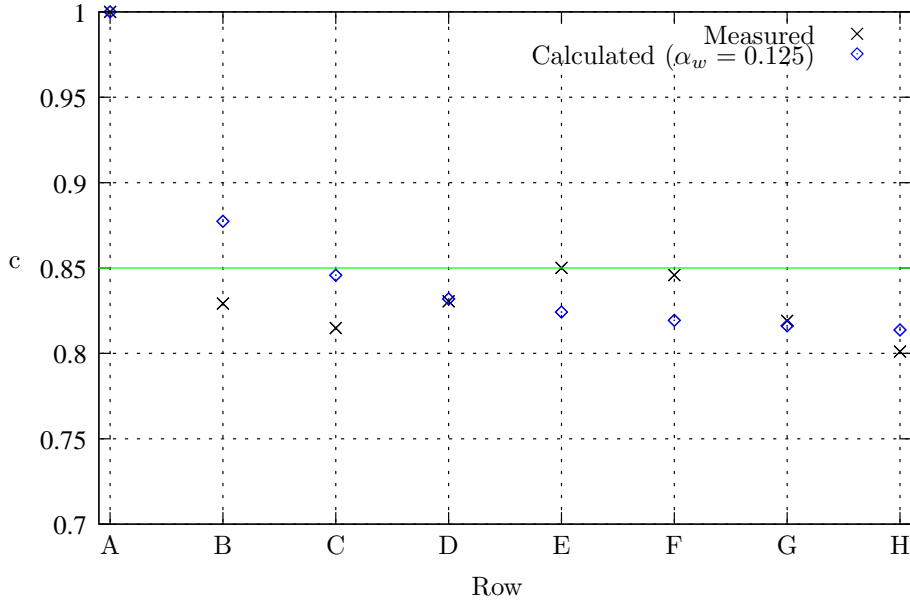


Figure 3.15: Comparison between the fitted speed deficit model (*regime 1*), a constant approximate value for the reduced speed and the measured deficits.

Despite these possible error factors, the agreement of the model with the experimental data is quite significant. For using the model, the rest of wake modes, like for instance $\Phi_d = 248$ deg or $\Phi_d = 304$ deg, should be calculated analogously and it should be determined each α_w , so that knowing the wind direction Φ_d , the more closer patterns are used.

Anyway, at this work it has been simplified considering a constant deficit value in all the wind turbines, that simplification does not add a significant error when the wind speed point in which we are interesting is not near from the cut-in or the cut-out speed of the wind turbines. So later on, it should be complete the model for estimating its influence near these areas.

The constant value fixed to all the data is $c_w = 0.90$, but it also useful to establish a $c_w(\Phi_d)$, for instance in the most common case, that is the mode shown before where $\Phi_d \approx 277$, $c_w(\Phi_d \approx 277) = 0.85$, that approach is also represented by a green line in the previous figure.

Wake Increased Turbulence model

The other important component, in which the wake effects have been divided, is the wake increased turbulence. As it was said before, and represented in the figure 3.9, the wake increases the turbulence intensity. Following the way of implementing the previous wake effect, a simple model has been studied. And for that purpose the “wind farm ambient turbulence intensity” model developed by Frandsen et al. (1996) suits quite well and so, it has been analysed.

In that model, Frandsen decomposed the wind farm wake turbulence ($\sigma_{T,WF}$) in a component from terrain surface roughness (σ_0) and a component stemming from the presence of the wind turbines ($\sigma_{add,WF}$):

$$\sigma_{T,WF}^2 = \sigma_{v_0}^2 + \sigma_{add,WF}^2 \Rightarrow I_{T,WF}^2 = I_{V_0}^2 + I_{add,WF}^2 \quad (3.19)$$

where the turbulence intensity coming from the wind turbine wakes $I_{add,WF}$ depends of the geostrophic wind speed (G), terrain roughness (z_0), hub height (h_H), the distance between rows and columns within the wind farm measured in rotor diameter units (s_r , s_c), the wind turbine Thrust coefficient (C_T) and the Coriolis parameter (f) with the following expression:

$$I_{add,WF} \approx \frac{\log\left(\frac{G}{f \cdot e^4 \cdot z_0}\right)}{\log\left(\frac{h_H}{z_0}\right)} \cdot \frac{1}{\log\left(\frac{G}{f \cdot e^4 \cdot h_H}\right) + 0.64\sqrt{s_r s_c / C_T}} \quad (3.20)$$

However, Frandsen showed that the influence of geostrophic wind speed, terrain roughness and hub height is less than 5%, consequently the eq. 3.20 can be simplified as

$$I_{add,WF} \approx \frac{0.36}{1 + 0.2\sqrt{s_r \cdot s_c / C_T}} \quad (3.21)$$

where C_T can be estimated by the model developed by Frandsen et al. (1996)

$$C_T \approx \frac{3.5(2V_0 - 3.5)}{V_0^2} \quad (3.22)$$

Or in the case of medium or high wind speeds

$$C_T \approx \frac{7m/s}{V_0} \quad (3.23)$$

Then, Frandsen (2007) defined the “wind farm ambient turbulence intensity” as

$$I_{V,WF} = \frac{I_{V_0} + I_{T,WF}}{2} \quad (3.24)$$

This expression for the turbulent intensity at the hub height, that is an average of direct-wake and in-between-wakes contributions has been chosen as a simple model very useful for modelling the increase of the turbulence due to the wake in the whole wind farm.

This approach is also suggested in the IEC above cited (IEC 61400-1) regarding the structural design of wind turbines.

Applying this model to Nysted Wind Farm results in the wind farm ambient turbulent intensity shown in figure 3.16 for each average wind speed (V_0) and ambient turbulence (I_{V_0}). In that figure, is shown also a comparison with the increased turbulence coefficient $\frac{I_{V,WF}}{I_{V_0}}$, which shows that the proportional increase is greater when the initial turbulence is lower, and looking at its numerical values it is possible to see that this wake effect tend to reduce the initial differences between the ambient turbulence intensities shown in figure 2.5.

Increased Turbulence in Nysted

At this work it has been used the experimental data in order to test the suitability of the above described model. For measuring the effect of the wake in the turbulence intensity in Nysted Wind Farm, it has been chosen a simple procedure. The procedure consisted on selecting 1 hour intervals, in which the average wind speed has been calculated.

Afterwards these intervals are divided into 10 minutes intervals in which the turbulence intensity is calculated. And then, an average turbulence intensity is calculated for each hour in each wind turbine, being afterwards averaged for all the wind farm. That proceeding is followed as well for the meteorological masts, choosing afterwards the parameter obtained in MM2, in MM3, or even the average depending on the wind direction, so that the measure is as closer as possible to the free stream wind turbulent intensity.

So, finally there is an approximate measure of the wind farm ambient turbulence for each average wind speed and “free” turbulence. The experimental results are shown in figure 3.17, where is also shown a comparison with the model previously presented. In that comparison, it is possible to see a very good agreement with the model with the only exception that the model predicts more increase of turbulence for higher initial turbulence intensities, however the difference is not considerable and it is probably due

to some “average” effect in the measuring process, due to the large intervals selected (1 hour length). However that length is chosen for removing the time lag errors, so for improving it, it should be developed before a complete wind wave model taking into account on it the influence of the wake speed deficit. At this work, it has been choosing to go on with the previous model, as the influence of so small errors on larger time scales can be neglected. Actually, the model suits quite well, considering that even the model used for the Thrust coefficient (eq. 3.22) is a general approximation. Moreover, the simplicity of the model, together with the agreement to the experimental results, make it very suitable for being used into a power fluctuations overall model.

Summarising, the wake speed deficit coefficient can be calculated by the following expression

$$c_{n+1} = \frac{\overline{V_{n+1}}}{V_0} = 1 - \left[\frac{(\beta_w + 0.125 \cdot n \cdot s_r)}{(\beta_w + 0.125 \cdot (n+1) \cdot s_r)} (1 - c_n) + \frac{\frac{1}{2} \cdot C_T \cdot c_n}{(\beta_w + 0.125 \cdot (n+1) \cdot s_r)} \right]$$

being $\alpha_w = 0.125$ and n the number of upstream wind turbines.

Or by these approximations:

$$c_w = 0.90$$

$$c_w(\Phi_d \approx 277\text{deg.}) = 0.85$$

Concretely, at this thesis the last two models are used.

“Wind farm ambient turbulence intensity” is estimated through:

$$I_{V,WF} = \frac{I_{V_0} + \sqrt{I_{V_0}^2 + \left(\frac{0.36}{1 + 0.2 \sqrt{s_r \cdot s_c / C_T}} \right)^2}}{2}$$

where C_T is estimated by $C_T \approx \frac{3.5(2V_0 - 3.5)}{V_0^2}$

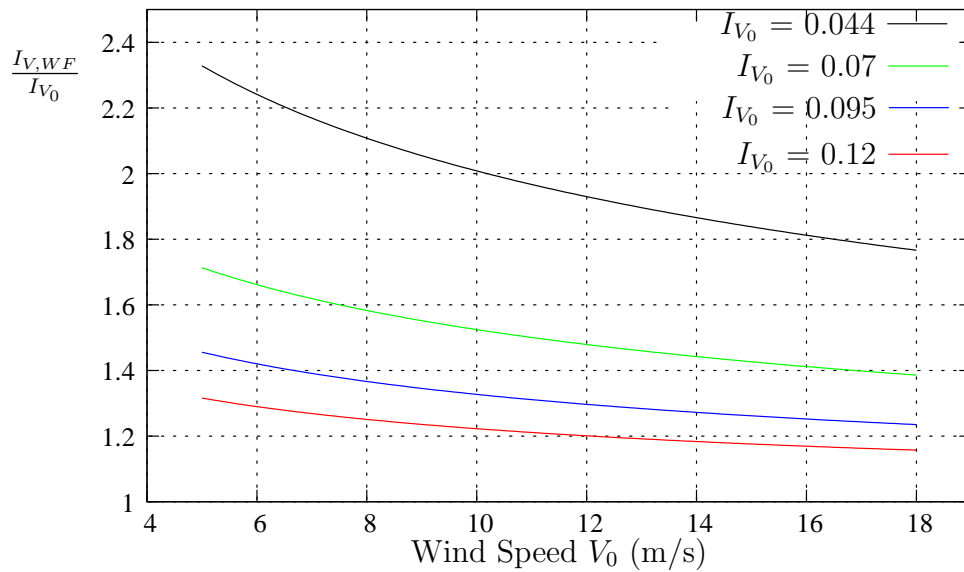
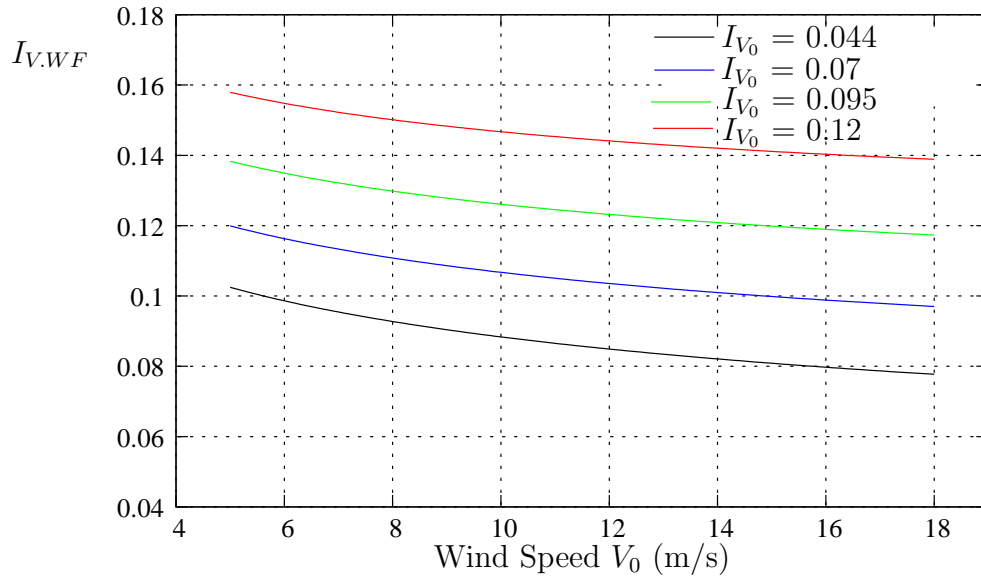


Figure 3.16: Wind Farm ambient turbulence given by the application of Frandsen model to Nysted Wind Farm depending of the free ambient turbulence intensity and the wind speed.

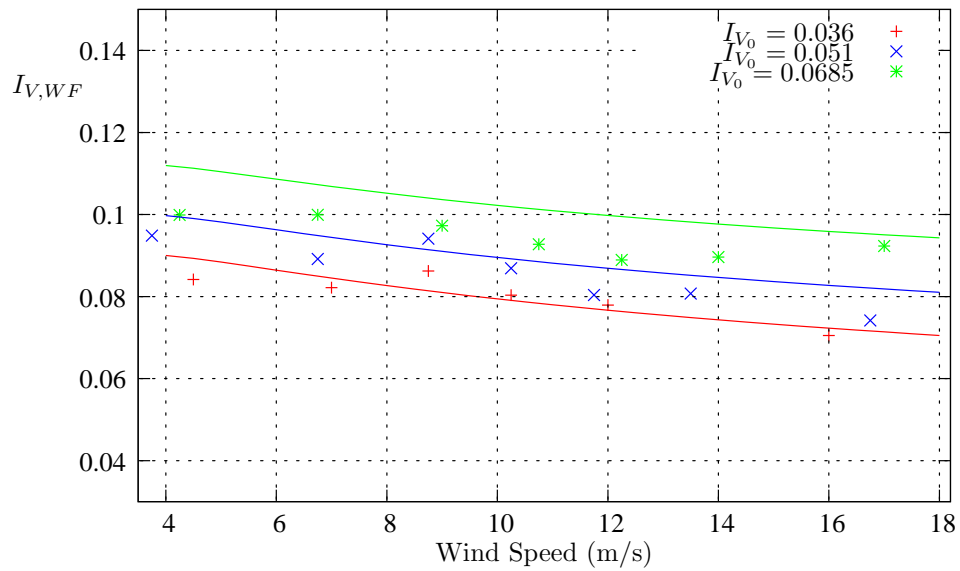


Figure 3.17: Wind Farm increased turbulence measured in Nysted wind farm for different original ambient turbulence I_{V_0} and the increased turbulence given by Frandsen model in such conditions.

3.2.3 Spectral coherence models

When looking into the oscillating part of the wind speed in a grid of N points, the concept of the Power Spectral Density can be expanded, as it is explained in the bibliography [Veers \(1988\)](#); [Sørensen et al. \(2002\)](#), into a Crossed Power Spectral Density matrix $\overline{\overline{S}}(f)$, in which its $N \times N$ components are given by

$$\overline{\overline{S}} = [S_{ab}(f)] = [F(\phi_{v,ab}(\tau))_{(f)}] = \left[\int_{-\infty}^{\infty} \phi_{v,ab}(\tau) e^{-j2\pi f\tau} d\tau \right] \quad (3.25)$$

where $\phi_{v,ab}(\tau)$ is the crossed correlation function between the points a y b : $\phi_{v,ab}(\tau) = \mathbf{E}(v_a(t) \cdot v_b(t - \tau))$, in which the diagonal terms S_{aa} will be the Power Spectral Density above defined.

Then if a coherence function γ is defined as

$$\gamma = \frac{S_{ab}(f)}{\sqrt{S_{aa}(f)S_{bb}(f)}} \quad (3.26)$$

the components of the matrix out of the diagonal ($a \neq b$) can be expressed as

$$S_{ab}(f) = \gamma \sqrt{S_{aa}(f)S_{bb}(f)} \quad (3.27)$$

Usually, the module value of this coherence function has been estimated empirically in diverse frames. Whereas the phase angle part is related with the delay (τ_{ab}) of the wind wave ($S_{ab}(f) = |S_{ab}(f)| \cdot e^{-j2\pi f\tau_{ab}}$) and usually, that delay has been supposed to be null in the frame of the rotor coherence [Veers \(1988\)](#). Nevertheless in the frame of a wind farm, that delay is important and has been estimated by [Sørensen et al. \(2002\)](#) through the averaged speed

$$\tau_{ab} \approx \frac{d_{ab} \cos \alpha_{ab}}{\overline{V}} \quad (3.28)$$

where α_{ab} is the inflow angle shown in figure [3.18](#).

Regarding the current coherence models, most of them are mostly based in modifications to the model developed by [Davenport \(1961\)](#). Who suggested an exponential behaviour explained by the following expression

$$|\gamma(f, d_{ab})| = e^{-a_{df} \frac{d_{ab} \cdot f}{\overline{V}}} \quad (3.29)$$

where a_{df} , usually called decay factor, is a constant being its value 7.7, afterwards [Frost et al. \(1978\)](#) modified that constant value to 7.5.

[Solari \(1987\)](#), after some experiments, realised that the decay factor value was oscillating between 2 and 27, being that oscillation related with d_{ab}/z .

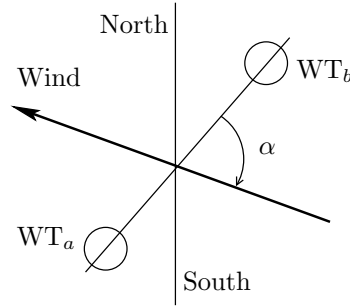


Figure 3.18: Inflow Angle (α) between the Wind Speed V and the points a and b .

In that work, Solari also revised Davenport's model, replacing \bar{U} with $U_{ab} = \left(\frac{\bar{U}_a + \bar{U}_b}{2}\right)$, and the decay factor $a_{df,ab}$ with $a_{df,ab} = b_\mu \left(\frac{d_{ab}}{z_m}\right)^{1/4}$ where z_m is the mean height above ground of both points and $b_\mu = 12 + 5\mu_b$, being μ_b a random variable with uniform density in the interval $[-1, 1]$.

Davenport model and Solari model are shown in the figure 3.19, for the case of two points separated 500 m, an average wind speed of 9 m/s and a height of 70 m. As Solari model predicts variability in the coherence it has been represented the range of variability in which the coherence would be.

However, in the frame of a wind farm simulation, the inflow angle α_{ab} has an important influence in the coherence function. And neither that angle nor any similar concept is taken into account by the above described models [Vigueras-Rodríguez et al. \(2006\)](#).

Nevertheless, the modifications proposed by [Schlez and Infield \(1998\)](#) introduced that dependency. This was done by dividing the decay factor into two different components: a longitudinal decay factor a_{long} and a lateral one a_{lat} ; and the decay factor for an intermediate inflow angle is calculated through

$$a = \sqrt{(a_{long} \cos \alpha_{ab})^2 + (a_{lat} \sin \alpha_{ab})^2} \quad (3.30)$$

suggesting for the longitudinal and lateral factors the following values:

$$a_{long} = (15 \pm 5) \cdot I_V \quad (3.31)$$

$$a_{lat} = (17.5 \pm 5) \cdot I_V \bar{V} \quad (3.32)$$

being I_V the turbulent intensity defined by $I_V = \frac{\sigma_v}{\bar{V}}$

The problem with this model is that it is not suitable for the actual size of wind farms, and specially in the case of offshore wind farms, because the tests were carried out with distances up to 100 m in 18 m height in Rutherford

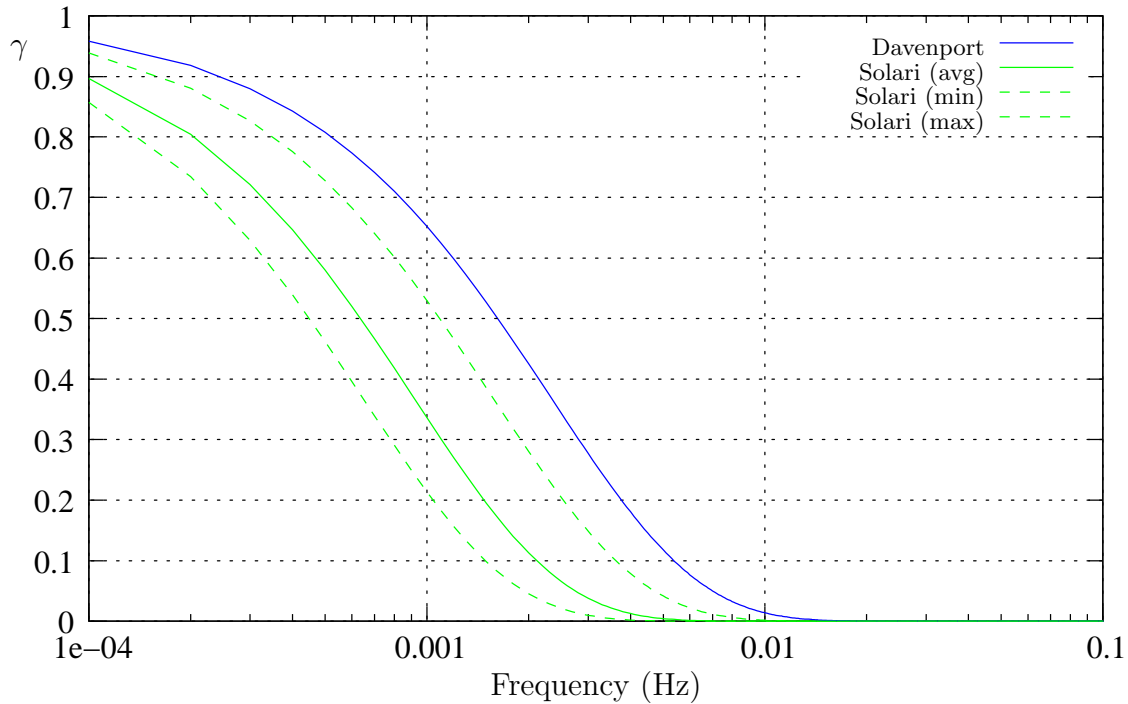


Figure 3.19: Comparison between the wind speed coherence predicted by Davenport model and the range of coherence using Solari’s model, in the case of an average wind speed of 9 m/s, a distance between the two points of 500 m and a height of 70 m.

Appleton Laboratory test site. This is seen clearly in the works developed inside of this PhD thesis shown in (Vigueras-Rodríguez et al., 2006) where coherence was measured with distances up to 1500 m in 70 m above ground in Nysted Wind Farm, and also in Nanahara et al. (2004) with distances up to 1700 m, in two test stations near the “Japan Sea”.

So up to now, there were no suitable models specifying the horizontal coherence between wind speeds over a large distances corresponding to a wind farm . And therefore, the spectral coherence in a large offshore wind farm has been studied and a suitable model has been suggested. However, by its extension it is explained afterwards in chapter 4.

On the other hand, for the models described in the upcoming sections, it is needed a coherence model for the wind speed in the rotor disk of a single wind turbine, in this frame there is an important revision done by

Saranyasoontorn et al. (2004b), in which some models are analysed, at this work it has been decided to use one of them, concretely the one suggested by IEC 61400-21 which specifies the coherence function by

$$|\gamma(f, d_{ab})| = e^{-12 \cdot \sqrt{\left(\frac{d_{ab} \cdot f}{\bar{V}}\right)^2 + \left(0.12 \cdot \frac{d_{ab}}{L_1}\right)^2}} \quad (3.33)$$

In fact, the influence of this coherence is not that important as its effects get quite smoothed by the farm model as it will be shown hereinafter.

Summarising, for the spectral coherence model between points in the wind farm there were no suitable model, and therefore it has been developed here, but because of its extension it is described afterwards in chapter 4.

On the other hand, regarding the spectral coherence inside of the rotor disk, that is used afterwards in the wind turbine model, the following model is used:

$$|\gamma(f, d_{ab})| = e^{-12 \cdot \sqrt{\left(\frac{d_{ab} \cdot f}{\bar{V}}\right)^2 + \left(0.12 \cdot \frac{d_{ab}}{L_1}\right)^2}}$$

where f is the frequency, d_{ab} is the distance between both points, \bar{V} is the average wind speed and L_1 is the length scale, that can be expressed, depending on the height above ground (z), by the following equation:

$$L_1 = \begin{cases} 5.67 \cdot z & z \leq 60m \\ 340.2m & z > 60m \end{cases}$$

3.3 Wind Turbine Model

As it was presented in the introduction of the current chapter the wind turbine model relates the wind speed series on each wind turbine with the power produced by each one (figure 3.5). At this work, it is being considered the wind speed in the hub of the wind turbines as the input of the wind turbine model as represented in figure 3.20.

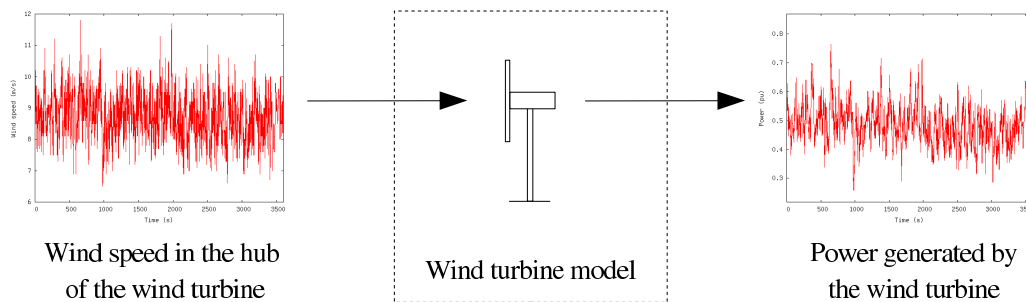


Figure 3.20: Sketch of a wind turbine model as a part of a diversified model.

For that purpose, the rotor is modelled by using the equivalent wind speed model. That model, developed by Sørensen (1994), consists, as shown in figure 3.21, in converting the wind speed distribution over the rotor disk in an equivalent wind speed (V_{eq}) which applied uniformly to the disk produces the same torque, i.e. $T_t(\bar{V} + v(t, r, \varphi)) = T_t(V_{eq}(t))$.

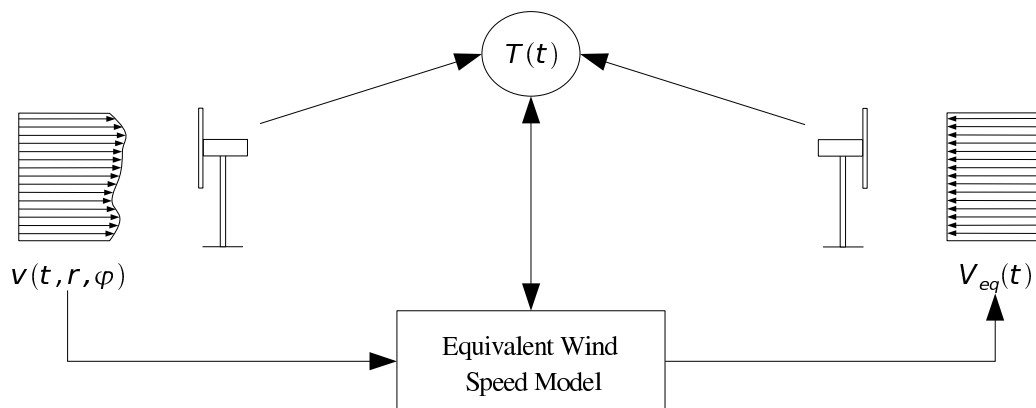


Figure 3.21: Sketch of the equivalent wind speed model.

The procedure for obtaining an equivalent wind speed model is explained by Sørensen et al. (2002), however it is summarised here:

The aerodynamic torque (T_t) is calculated by adding each blade (b) torque (M_b)

$$T_t(t) = \sum M_b(t) \quad (3.34)$$

where each blade torque is calculated by linearising the blade root moment dependence on the wind speed at the average wind speed point (\bar{V})

$$M_b(t) = M(\bar{V}) + \int_{r_0}^R \psi(r) \cdot v(t, r, \varphi_b) dr \quad (3.35)$$

where r_0 is the inner rotor disk radius and ψ is the linearising constant at \bar{V} and at radius r , i.e. $\phi(r) = \frac{\partial^2 M_b}{\partial V \partial r}(\bar{V}, r)$

So the aerodynamic torque of the real wind is

$$T_t(t) = 3 \cdot M(\bar{V}) + \sum_{b=1}^3 \int_{r_0}^R \psi(r) \cdot v(t, r, \varphi_b) dr \quad (3.36)$$

Meanwhile, repeating the above equations in the case of the equivalent wind speed $V_{eq}(t)$

$$T_t(t) = 3 \cdot M(\bar{V}) + (V_{eq}(t) - \bar{V}) \sum_{b=1}^3 \int_{r_0}^R \psi(r) \quad (3.37)$$

And applying the definition of the equivalent wind speed

$$V_{eq}(t) = \bar{V} + \frac{1}{3 \int_{r_0}^R \psi(r) dr} \sum_{b=1}^3 \int_{r_0}^R \psi(r) v(t, r, \varphi_b) \quad (3.38)$$

Defining

$$v_{eq}(t) = V_{eq}(t) - \bar{V} \quad (3.39)$$

and a weighted wind speed $v_\psi(t, \varphi_b) = \frac{\int_{r_0}^R \psi(r) v(t, r, \varphi_b)}{\int_{r_0}^R \psi(r) dr}$

$$v_{eq}(t) = \frac{1}{3} \sum_{b=1}^3 v_\psi(t, \varphi_b) \quad (3.40)$$

Applying a Fourier expansion in the azimuth angle

$$v_\psi(t, \varphi_b) = \sum_{k=-\infty}^{\infty} \tilde{v}_{\psi,k}(t) e^{jk\varphi_b} \quad (3.41)$$

being

$$\tilde{v}_{\psi,k}(t) = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} v_{\psi}(t, \varphi_b) e^{-jn\varphi} d\varphi \quad (3.42)$$

Which can be introduced into eq. 3.40, and remembering that φ_1 , φ_2 and φ_3 are separated $\frac{2\pi}{3}$ between them, and therefore, only coefficients with orders which are multiple of 3 are not null

$$v_{eq}(t) = \sum_{k=-\infty}^{\infty} \tilde{v}_{\psi,k}(t) e^{j3k\varphi_1} \quad (3.43)$$

In the cited work, it is included only the effects of the 0 and 3rd harmonics:

$$v_{eq}(t) \approx \tilde{v}_{\psi,0}(t) + 2 \operatorname{Re}(\tilde{v}_{\psi,3}(t)) \cos(3\varphi_1) + 2 \operatorname{Im}(\tilde{v}_{\psi,3}(t)) \sin(3\varphi_1) \quad (3.44)$$

Nevertheless, regarding the power fluctuation the time frame of the azimuthal 3rd order harmonics is smaller than our interest scale as $\omega_r \approx 16.5 \text{rpm}$, so the 3P component in equation 3.44 would have a period around 1.2s that is just lightly over the period sampling, therefore at this work only the 0 harmonic is used:

$$v_{eq}(t) \approx \tilde{v}_{\psi,0}(t) \quad (3.45)$$

As the wind is modelled by a PSD (section 3.2.1), it is important to calculate the admittance function that relates $S(f)$ with the Power Spectral Density of each of the azimuthal terms of the equivalent wind speed, in this case just the 0P one $S_{\tilde{v}_{\psi,0}}$ that in this case is equivalent to $S_{v_{eq}}$ and also to $S_{V_{eq}}$ as the difference is just a constant term, i.e.

$$\frac{S_{v_{eq}}(f)}{S(f)} = F_{\tilde{v}_{\psi,0}} \quad (3.46)$$

That admittance function was calculated analytically by Sørensen (1994), parting from eq. 3.42, a coherence model for the wind speed within the rotor disk and considering the $S(f)$, and so its related single point wind speed, located at the hub.

Concretely, using as rotor coherence function the one described previously in section 3.2.3 (eq. 3.33). The analytical admittance function can be fitted to the following expression (Sørensen et al., 2008)

$$F_{V_{eq}}(f) = \frac{S_{V_{eq}}(f)}{S(f)} = \frac{1}{\left(1 + \left(\frac{\sqrt{f^2 + f_1^2}}{f_0}\right)^{\frac{4}{3}}\right)^{\frac{3}{2}}} \quad (3.47)$$

being f_0 and f_1 parameters given respectively by $f_0 = \frac{\sqrt{2}}{a_{df}} \cdot \frac{\bar{V}}{R}$ and $f_1 = 0.12 \cdot \frac{\bar{V}}{L_1}$, where R is the radius of the rotor, \bar{V} is the average speed over the rotor and a_{df} is the coherence decay factor of the wind speed within the rotor disk, i.e. $a_{df} \approx 12$ with that coherence function (eq. 3.33).

Therefore, the previous equation relates by an admittance function the wind speed in a single point with the equivalent wind speed that is the one which applied uniformly to the rotor disk produces the same torque. That admittance function can be easily converted into a transfer function, for instance as it was done by Langreder (1996) who established $|H(s = j2\pi f)| = \sqrt{F_{V_{eq}}(f)}$. An example of the application of this equivalent wind speed model using real data corresponding to an hour of wind speed measured in turbine A_{05} (fig. 2.2) is shown in figure 3.22. It could also have been included an

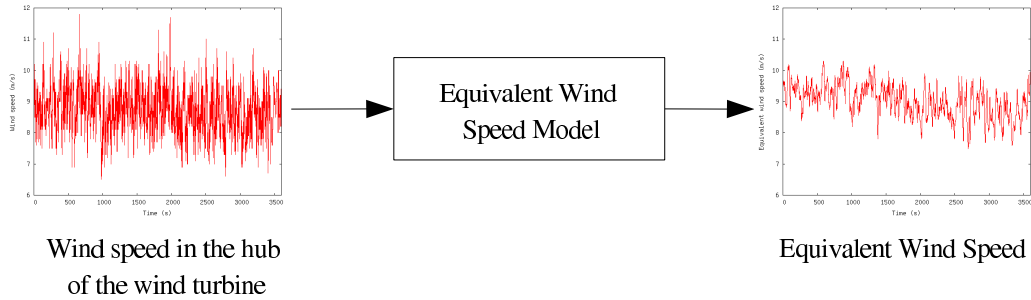


Figure 3.22: Example of calculation of the equivalent wind speed corresponding with a serial of wind speed in a single point.

aerodynamic model, for instance a simplified model like the one used in Rosas (2003), but parting from the experiments carried out by Øye (1991), the time constant of that model can be estimated around $\frac{4}{\bar{V}}$, and so that is quicker than the sampling of the available experimental data, as well as quicker than the time frame of the power fluctuations studied at this work.

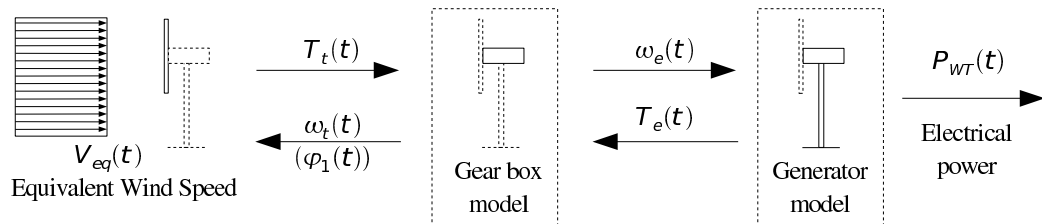


Figure 3.23: Sketch of the model which relates the electrical power generated by the wind turbine with the equivalent wind speed.

As it is shown in figure 3.23, the aerodynamic torque $T_t(t)$ can be related with the generator angular speed $\omega_e(t)$ by the gear box, in that figure it is

possible to find the rest of the models which would compound a wind turbine model. Nevertheless, due to the greater time frame here analysed, and also due to the lack of experimental data inside of the wind turbine, it was decided to establish directly a simple model relating the power production with the equivalent wind speed. Neglecting the dynamic behaviour of such elements (gear box, electrical generator and converters), the model can be approximated by a power curve $P_{WT_i}(V_{eq,i})$. For that purpose, as an approximation the calculated power curve has been obtained from 600s (and 60s) average values of the wind speed ($\bar{V}_{eq} = \bar{V}$), for instance the power curve of A_{05} (see fig. 2.2) calculated with the data from the anemometer on its nacelle is shown in figure 3.24.

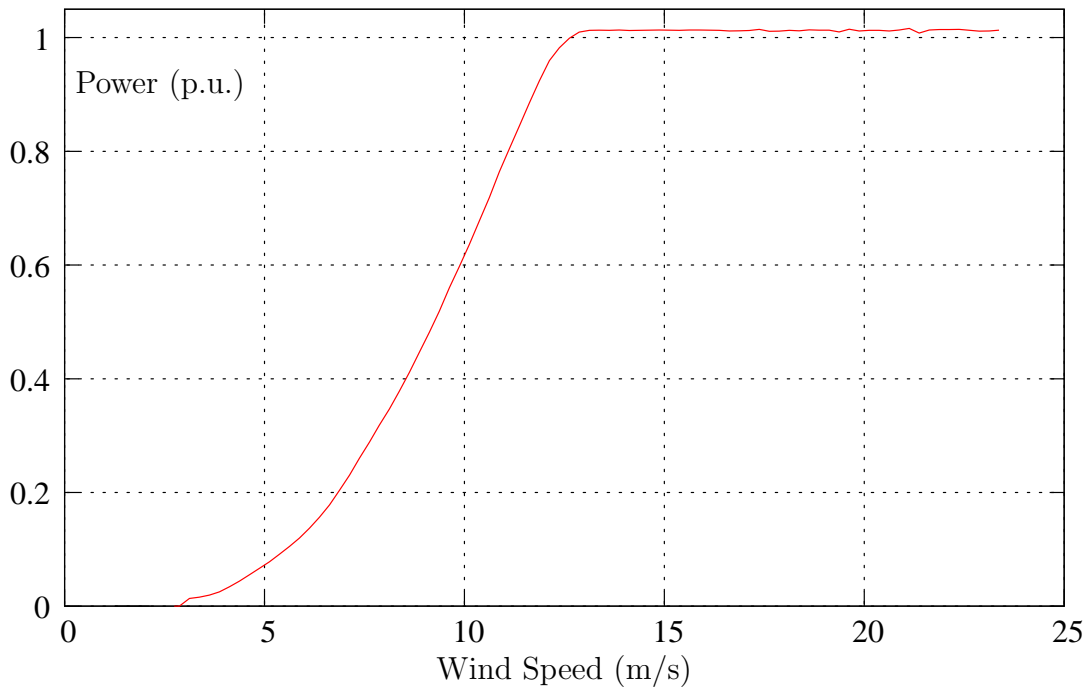


Figure 3.24: Power curve calculated in 1-minute periods for the wind turbine A_{05} , considering the wind speed measured in its nacelle.

So, in this way the wind turbine model would get simplified into the sketch shown in figure 3.25, being compound of a equivalent wind speed model which convert the wind speed in a single point (at hub level) to an equivalent wind speed, which gives the power production of the wind turbine through a power curve calculated from the real data.

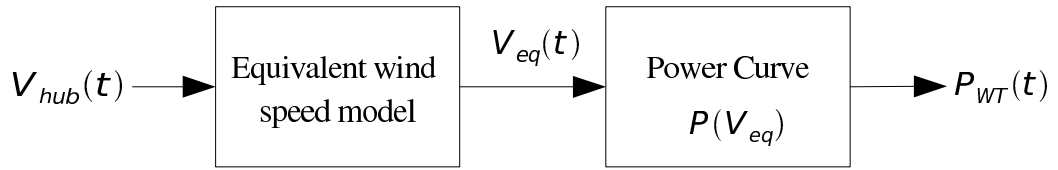


Figure 3.25: Sketch of the simplified model of a wind turbine.

Summarising the wind turbine model used here is compound by an experimental power curve used for modelling $P(V_{eq})$ and an equivalent wind speed model with the following admittance function:

$$F_{V_{eq}}(f) = \frac{S_{V_{eq}}(f)}{S(f)} = \frac{1}{\left(1 + \left(\frac{\sqrt{f^2 + f_1^2}}{f_0}\right)^{\frac{4}{3}}\right)^{\frac{3}{2}}}$$

being f_0 and f_1 parameters given respectively by $f_0 = \frac{\sqrt{2}}{a_{df}} \cdot \frac{\bar{V}}{R}$ and $f_1 = 0.12 \cdot \frac{\bar{V}}{L_1}$, where R is the radius of the rotor, \bar{V} is the average speed over the rotor and a_{df} is the coherence decay factor of the wind speed within the rotor disk.

3.4 Diversified model

In a diversified model, each wind turbine is modelled in a separate way, in figure 3.26 is represented a diversified model of a wind model (Sørensen et al., 2008), where the wind speed in each point is modelled by the power spectral density model above commented (eq. 3.8).

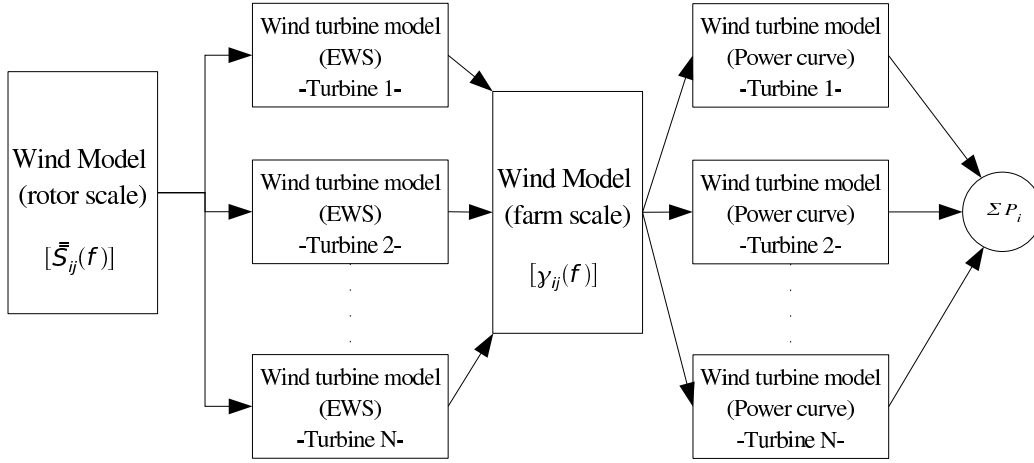


Figure 3.26: Sketch of a diversified model.

The wind turbine is modelled by using the equivalent wind speed model and the power curve above described. Nevertheless, in order to increase the computational efficiency the two blocks of the wind turbine are separated as shown in the figure 3.26.

In this way, from the Power Spectral Density of the wind speed in a single point ($S(f)$) and the equivalent wind speed admittance function ($F_{V_{eq}}(f)$), the power spectral function of the equivalent wind speed in each wind turbine is calculated by applying the equation 3.47, for instance, in the wind turbine i , from the N_{WT} wind turbines, it is $S_{V_{eq,ii}}(f) = F_{V_{eq}}(f) \cdot S_i(f)$.

After that, by using a coherence model, like the models previously mentioned in section 3.2.3, or the one more suitable developed hereinafter (chapter 4), it is possible to get a crossed power spectral density function (eq. 3.25) of the equivalent wind speed at the wind turbines, that function $S_{V_{eq,ij}}(f) : \mathbb{R} \rightarrow \mathbb{R}^{(N_{WT} \times N_{WT})}$ would be given by

$$[S_{V_{eq,ij}}(f)] = \begin{cases} F_{V_{eq,i}}(f) \cdot S_{V_i}(f) & \text{if } i = j \\ \gamma_{ij}(\dots, f) \cdot \sqrt{F_{V_{eq,i}}(f) \cdot S_{V_i}(f) \cdot F_{V_{eq,j}}(f) \cdot S_{V_j}(f)} & \text{if } i \neq j \end{cases} \quad (3.48)$$

Parting from that spectral density matrix, it is possible to simulate realistic time series of equivalent wind speed for each wind turbine as it is shown in (Sørensen et al., 2008).

For this purpose it is necessary to find fluctuating equivalent wind speeds ($v_{eq}(t)$ in eq. 3.39), which being divided into equidistant time segments comply with the following condition

$$[S_{V_{eq,ij}}(f)] \cdot \Delta f = \langle U(f) \cdot U^*(f) \rangle \quad (3.49)$$

where the operator $\langle x \rangle$ denotes the ensemble mean value of the stochastic variable x and $U(f)$ is the Fourier Transform of the vector compound of the fluctuating part of each wind turbine equivalent wind speed ($v_{eq}(t)$), i.e.

$$U(f) = F[v_{eq,1}(t), v_{eq,2}(t), \dots, v_{eq,N_{WT}}(t)] \quad (3.50)$$

This equation has infinity of solutions, for finding one of those solutions, $U(f)$ is separated into a low triangular $N \times N$ deterministic matrix $U_{LT}(f)$ and a stochastic vector $N(f)$ according to

$$U(f) = U_{LT}(f) \cdot N(f) \quad (3.51)$$

The stochastic vector $N(f)$ is compound of uncorrelated complex unity noise elements being

$$\langle N(f) \cdot N^*(f) \rangle = I_{N \times N} \quad (3.52)$$

being $I_{N \times N}$ the unity $N \times N$ matrix.

In this context, $N(f)$ has been usually simulated as a unity length complex number with a uniformly distributed random angle, e.g. in the works about wind modelling done by Veers (1988) and Sørensen et al. (2002). Nevertheless for improving the behaviour, after observing the variability of the realistic data in (Sørensen et al., 2008) and at the present work, it has been assumed that the real and imaginary parts are uncorrelated Gaussian distributed. Being $N(f)$ simulated by using a uniformly distributed random density for the angle and a Rayleigh distribution, in which the probability density function is $pdf(x) = 4xe^{-2x^2}$.

Inserting the equation 3.51 into eq. 3.49 and applying the relation 3.52

$$S_{V_{eq,[i,j]}}(f) \cdot \Delta f = \sum_{r=1}^j U_{LT,[i,r]} \cdot U_{LT,[j,r]}^*, \quad j \leq i \quad (3.53)$$

From where $U_{LT}(f)$ can be calculated through the following algorithm (Cholesky-Crout)

$$U_{LT,[i,j]} = \begin{cases} \frac{S_{V_{eq,[i,j]}} \cdot \Delta f - \sum_{r=1}^{j-1} U_{LT,[i,r]} \cdot U_{LT,[j,r]}^*}{U_{LT,[j,j]}} & j < i \\ \sqrt{S_{V_{eq,[i,i]}} \cdot \Delta f - \sum_{r=1}^{i-1} |U_{LT,[i,r]}|^2} & j = i \end{cases} \quad (3.54)$$

And once calculated $U_{LT}(f)$ and $N(f)$, it is possible to get $v_{eq,i}(t)$ as the Inverse Fourier Transform of each component of $U(f)$ given by eq. 3.51.

Once $V_{eq,i}(t)$ is known in each wind turbine, it can be applied the second block of the wind turbine model, i.e. the power curve model described in the previous section, which estimates the power production of each wind turbine parting from the series of equivalent wind speed previously calculated ($P(V_{eq,i}(t))$).

Therefore, at this point of the simulation procedure, calculating the power in each wind turbine $P_{WT_i}(t)$ is quick and so, the active power in the whole wind farm can be obtained by the sum of each wind turbine power:

$$P_{WF}(t) = \sum_{i=1}^{N_{WT}} P_{WT_i}(t) \quad (3.55)$$

3.5 Aggregated model

As a contribution of this thesis it is introduced an aggregated model. In this aggregated model, the wind farm is simulated within a simplified model in which the wind turbines are not modelled in a separate way but assembled. This is done for the shake of simplicity, concretely the computational costs get significantly smaller, and so it can be more suitable for simulations in a large frame (long in time or with a large number of WTs).

The main difference with the previous model is that the wind turbine power curve is replaced by a wind farm power curve that relates the power production of the wind farm with the average wind speed in the wind farm $V_{ave}(t) = \frac{1}{N_{WT}} \sum_{i=1}^{N_{WT}} V_{eq,i}(t)$, i.e. $P_{WF} = f(V_{ave})$.

Its sketch is shown in figure 3.27, similarly to the diversified model it is compound by a model of the Power spectral density of the wind speed that is translated into a equivalent wind speed PSD model through the admittance model of the wind rotor above described (see eq. 3.47), but instead of generating time series of $V_{eq,i}(t)$, the power spectral function of the averaged wind speed $V_{ave}(t)$ is calculated as it is described hereinafter, and then the averaged wind speed is directly generated, resulting this proceeding in a huge reduction of the computational cost, specially as the number of WTs in the system rises.

Applying the definition of the PSD (eq. 3.1) to V_{ave} where $\phi_{V_{ave}}(\tau)$ would

be

$$\begin{aligned}
\phi_{V_{ave}}(\tau) &= \mathbf{E} \left[\frac{1}{N_{WT}} \sum_{i=1}^{N_{WT}} V_{eq,i}(t) \cdot \frac{1}{N_{WT}} \sum_{i=1}^{N_{WT}} V_{eq,i}(t + \tau) \right] = \\
&= \frac{1}{N_{WT}^2} \mathbf{E} \left[\sum_{i=1}^{N_{WT}} \sum_{j=1}^{N_{WT}} V_{eq,i}(t) \cdot V_{eq,j}(t + \tau) \right] = \\
&= \frac{1}{N_{WT}^2} \sum_{i=1}^{N_{WT}} \sum_{j=1}^{N_{WT}} \mathbf{E} [V_{eq,i}(t) \cdot V_{eq,j}(t + \tau)] = \\
&= \frac{1}{N_{WT}^2} \sum_{i=1}^{N_{WT}} \sum_{j=1}^{N_{WT}} \phi_{V_{eq,ij}}(\tau)
\end{aligned} \tag{3.56}$$

and using afterwards the definition of the crossed PSD (eq. 3.25) its PSD function can be expressed as

$$S_{V_{ave}}(f) = \frac{1}{N_{WT}^2} \cdot \sum_{i=1}^{N_{WT}} \sum_{j=i}^{N_{WT}} S_{V_{eq,[i,j]}}(f) \tag{3.57}$$

remembering that $S_{V_{eq,[j,i]}} = S_{V_{eq,[i,j]}^*}$ and considering the equation 3.25, $S_{V_{ave}}(f)$ can be written in terms of the Power Spectral Density in each WT and the Spectral Coherence between them

$$S_{V_{ave}}(f) = \frac{1}{N_{WT}^2} \cdot \sum_{i=1}^{N_{WT}} \sum_{j=i}^{N_{WT}} 2 \operatorname{Re}(\gamma_{i,j}(f)) \sqrt{S_{V_{eq,i}}(f) \cdot S_{V_{eq,j}}(f)} \tag{3.58}$$

with $\gamma_{i,i} = 1$ and being $\operatorname{Re}(\gamma_{i,j}(f))$ the real part of the coherence between the equivalent wind speed in turbines i and j ($\gamma_{i,j}(f)$).

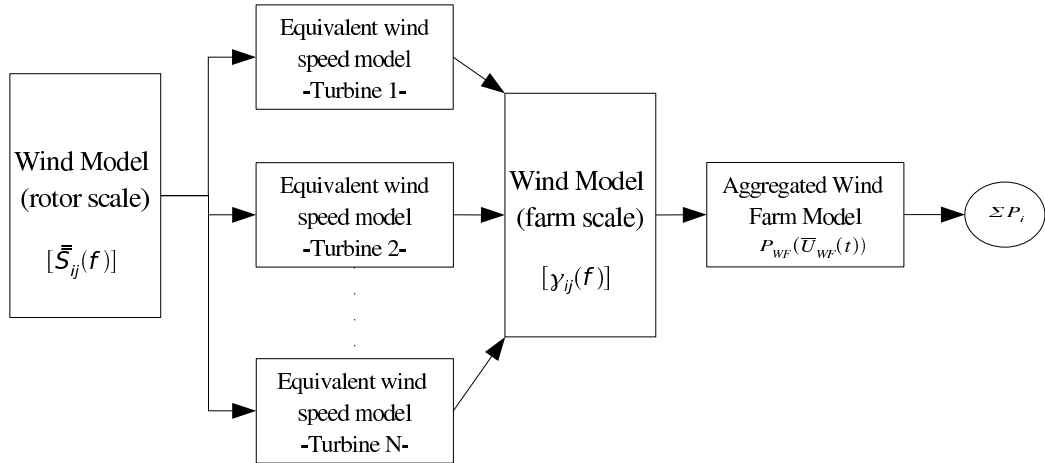


Figure 3.27: Sketch of a aggregated model.

Introducing the equation 3.47, last equation can be expressed in terms of

the Power Spectral Density of the wind speed in each hub

$$S_{V_{ave}}(f) = \frac{1}{N_{WT}^2} \cdot \sum_{i=1}^{N_{WT}} \sum_{j \leq i} 2 \operatorname{Re}(\gamma_{i,j}(f)) \sqrt{F_{V_{eq,i}}(f) \cdot F_{V_{eq,j}}(f) \cdot S_i(f) \cdot S_j(f)} \quad (3.59)$$

Therefore, this equation would represent all the blocks in the model (fig. 3.27), from the model of the wind speed in a point to the model of the averaged wind speed.

That equation can be simplified, for instance in the case of a Wind Farm with similar WTs, it can be considered that $F_{V_{eq}}(f)$ is the same for each WT and then $S_{V_{ave}}(f)$ would be simplified to

$$S_{V_{ave}}(f) = \frac{F_{V_{eq}}(f)}{N_{WT}^2} \cdot \sum_{i=1}^{N_{WT}} \sum_{j \leq i} 2 \operatorname{Re}(\gamma_{i,j}(f)) \sqrt{S_i(f) \cdot S_j(f)} \quad (3.60)$$

Another simplification that can be done is to consider that the spectral function of the wind speed is equal for all the hubs $S(f)$, that can be done by approximating it by the deep wake spectra as proportionally is the predominant, or an intermediate one, in this case the equation can be simplified to

$$S_{V_{ave}}(f) = F_{V_{eq}}(f) \cdot \frac{S(f)}{N_{WT}^2} \cdot \sum_{i=1}^{N_{WT}} \sum_{j \leq i} 2 \operatorname{Re}(\gamma_{i,j}(f)) = F_{WF}(f) \cdot F_{V_{eq}}(f) \cdot S(f) \quad (3.61)$$

where the Wind Farm admittance is defined as

$$F_{WF}(f) = \frac{1}{N_{WT}^2} \cdot \sum_{i=1}^{N_{WT}} \sum_{j \leq i} 2 \operatorname{Re}(\gamma_{i,j}(f)) \quad (3.62)$$

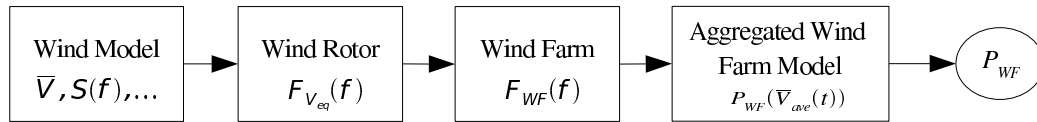


Figure 3.28: Sketch of a simplified aggregated model.

Next, parting from the model of the WF average wind speed given by equation 3.59 or one of its simplifications (eq. 3.60 or 3.61), a realistic time series should be generated for the fluctuating part of the average wind speed,

and this is done by following an analogous proceeding as in the previous section, in this case $U_{ave}(f) = F[v_{ave}(t)]$, which would be divided into a deterministic term $U_{ave,LT}(f)$ and an stochastic term $N_{ave}(f)$, complying the equations 3.51 and 3.52, being in this case $N = 1$. Then the deterministic part would be given in this case by

$$U_{ave,LT}(f) = \sqrt{S_{V_{ave}}(f) \cdot \Delta f} \quad (3.63)$$

And $N_{ave}(f)$ would be an uncorrelated complex unity noise element, that we would generate from a uniformly distributed random density for the angle and a Rayleigh distribution with probability density function given by $pdf(x) = 4xe^{-2x^2}$.

Once calculated $U_{ave}(f)$, $V_{ave}(t)$ can be obtained by using the Inverse Fourier Transform and adding the “non-fluctuating” term, in which it can be also included the wake speed deficit described in section 3.2.2.

Afterwards, the aggregated power curve of the wind farm can be used for estimating the power produced by the wind farm parting from the $V_{ave}(t)$ above generated. For this purpose, it has been developed an experimental power curve for Nysted Wind Farm, following the same proceeding as with the wind turbine power curves calculated in the diversified model. The resulting curve is shown in figure 3.29.

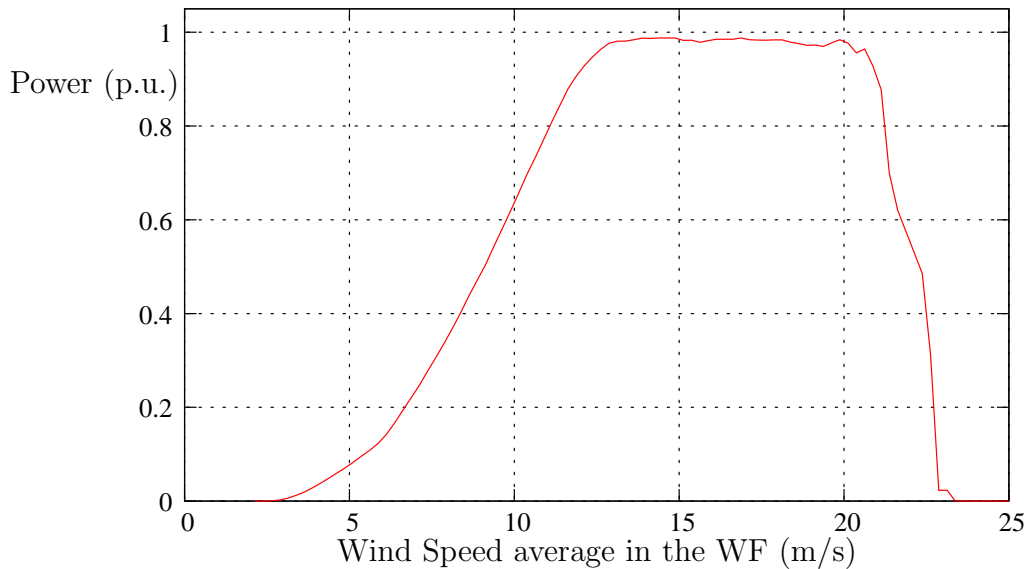


Figure 3.29: Power curve calculated in 1-minute periods for the whole Nysted wind farm using as wind speed the average wind speed of all the wind turbines.

3.6 Summary

The aim of this chapter was to develop a model for the power fluctuations in a large offshore wind farm. For that purpose it has been divided the model in blocks of elements and each one have been reviewed and analysed, in some of them, fitting the models in the bibliography to the available data of Nysted wind farm, and on others developing suitable models or procedures. The model has been divided into two main blocks: the modelling of the wind within the wind farm and the modelling of the wind turbine and two procedures of integrating them: the diversified and the aggregated way.

Regarding the modelling of the wind speed, the fluctuations of the wind speed in a single point, for instance at the hub level, have been modelled by a Power Spectral Density function, concretely the ones suggested by Sørensen et al. (eq. 3.8) and by IEC 61400-1 (eq. 3.4) has been chosen, simplifying it to the expression in eq. 3.10, and fitting its parameters by using the data of Nysted wind farm as well as the data of Hornsrev wind farm.

Furthermore, for modelling the relation between the fluctuation, it is used the concept of a spectral coherence. It has been reviewed the current models, showing that there is no suitable model for power fluctuations in large wind farms, and therefore a new one has been developed, which due to its extension is explained at the chapter 4.

The wake effects have been divided into two different blocks, one of them introducing the speed deficit effect and another taking into account the increasing of the turbulence due to the wake. At the first one, for the shake of simplicity it has been modelled by an average speed deficit in all the wind farm, which is introduced in some simulations depending on the wind direction, or the average of that deficit coefficient for all the wind directions. This approach is good when calculating the power fluctuations of the whole wind farm, with the exceptions of the situations with wind speed near the cut-in or the cut-out, where it is important to know better the “exact” wind on each wind turbine, for that purpose is suggested the Frandsen model, and it is fitted one of the wake modes.

Regarding, the increasing turbulence model analogously, it is used a “wind farm ambient turbulence intensity” as an approach considering an average of the turbulence intensity affected by the wake in the whole wind farm, this model developed by Frandsen has been compared with experimental results in Nysted wind farm, showing a good agreement.

Regarding the wind turbine modelling, considering the time frame and the available data the model is simplified into two blocks. The first block is a simplification (eq. 3.47) of the equivalent wind speed model developed by Sørensen, and a steady power curve fitted with experimental data of Nysted wind farm.

Afterwards, all the blocks are integrated in an overall power fluctuation model simulated from two different approaches the diversified and the aggregated one.

A simulation procedure of the diversified model is explained, that model has been developed within a work (Sørensen et al., 2008) in which this thesis author has collaborated.

At his work in order to reduce significantly the computational time, it has also been developed an aggregated procedure model, in which the previous blocks are used for developing a Power Spectral Density (eq. 3.59) model of the average wind speed in all the wind turbines, and then a simulation procedure of that mean speed is suggested, as well as an aggregated power curve, that has been developed by using the experimental data of Nysted wind farm. It is also explained a simplified model of it, which uses the same simulation procedure with a simplified equation of the PSD of the average wind speed given by eq. 3.61.

The aggregated overall model, and all the submodels described previously have been implemented into functions under *GNU Octave*, keeping as well the compatibility with *MATLAB*.

Chapter 4

Spectral Coherence within an Offshore Wind Farm

4.1 Introduction

In the previous chapter it was shown the importance of developing a wind model suitable for the power fluctuation simulation. Moreover, it was shown the lack of an appropriate model of spectral coherence in the frame of the distances of a large wind farm and the characteristic time frame of the fluctuations.

Therefore, as an important contribution of this thesis, in this chapter it is suggested a model for horizontal spectral coherence between the wind speed in each wind turbine at the hub level. For that purpose, the data available from Nysted wind farm (see section 2.2) has been used.

In this way, firstly in section 4.2 it is explained the procedure for obtaining the coherence based on the wind speed available data, then that calculated coherence is shown and analysed in section 4.3, being fitted into a model in section 4.4. Finally in section 4.5, the new model has been compared with the previous models described in the previous chapter.

4.2 Coherence measuring

4.2.1 Calculus of the spectral coherence

In the section 3.2.3, it was defined the spectral coherence between the wind speed in two different points by

$$\gamma(f) = \frac{S_{ab}(f)}{\sqrt{S_{aa}(f)S_{bb}(f)}} \quad (4.1)$$

84 Chapter 4. Spectral Coherence within an Offshore Wind Farm

where $S_{ab}(f)$ is the crossed power spectral density (CPSD) between the wind speed in points a and b , and $S_{aa}(f)$ and $S_{bb}(f)$ are the power spectral density (PSD) of the wind in each point.

Those spectral functions are given by the following equation:

$$S_{ab}(f) = \left[\mathbf{F}(\phi_{v,ab}(\tau))_{(f)} \right] \quad (4.2)$$

where \mathbf{F} represents the Fourier Transform operator and $\phi_{v,ab}(\tau)$ the cross correlation of the wind speed between the points a and b , defined by $\phi_{v,ab}(\tau) = \frac{1}{T} \int_T v_a(t)v_b(t-\tau)dt = \frac{1}{T}v_a(\tau) \otimes v_b(-\tau)$, where “ \otimes ” is the convolution operator. And regarding the convolution property of the Fourier Transform

$$S_{ab}(f) = \left[\mathbf{F} \left(\frac{1}{T} v_a(\tau) \otimes v_b(-\tau) \right)_{(f)} \right] = \frac{1}{T} \left[\mathbf{F}(v_a(\tau))_{(f)} \right] \cdot \left[\mathbf{F}(v_b(\tau))_{(f)} \right]^* \quad (4.3)$$

where “ $*$ ” represents the complex conjugate, analogously

$$S_{aa}(f) = \frac{1}{T} \left[\mathbf{F}(v_a(\tau))_{(f)} \right] \cdot \left[\mathbf{F}(v_a(\tau))_{(f)} \right]^* \quad (4.4)$$

$$S_{bb}(f) = \frac{1}{T} \left[\mathbf{F}(v_b(\tau))_{(f)} \right] \cdot \left[\mathbf{F}(v_b(\tau))_{(f)} \right]^* \quad (4.5)$$

This simplified expressions are used hereinafter in order to estimate the coherence by using the equation 4.1.

4.2.2 Procedure of the coherence calculation

For obtaining a coherence model in a suitable time frame for this purpose, 2 hour intervals have been considered.

Next, it has been selected only intervals with a 75% of valid data in MM₂ and MM₃. For the single Wind Turbine data a filtering for each Wind Turbine working in a “normal” state has been done by selecting the WTs with at least a 90% of valid data and holes smaller than 3 seconds, so that they can be fulfilled using splines without having any significant influence to the time scale that we are studying.

Then, it has been define similar pairs of WTs with similar distances and angles like A₀₁-A₀₂ and C₀₃-C₀₄, calling them (geometric) segments.

Following this process, as it is shown in figure 4.1, we consider all segments with more than 8 couples, as example some of those segments are shown in the table 4.1.

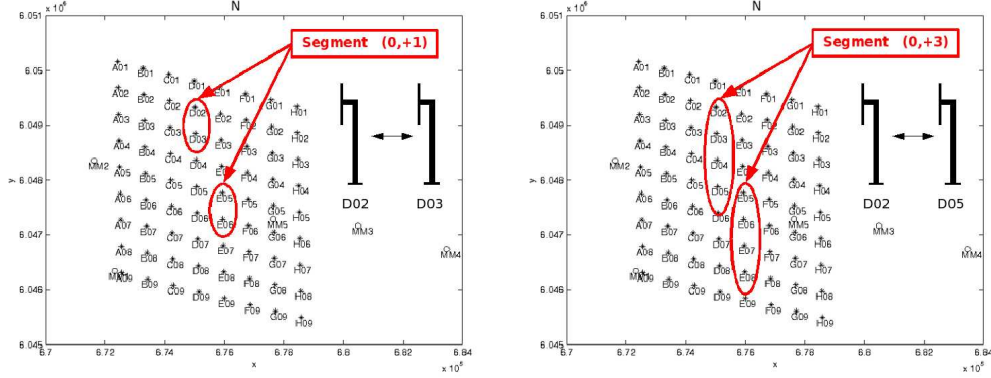


Figure 4.1: Example of how the segments are assembled.

Once having selected the intervals, the data in each time interval are processed, averaging the power spectra of each couple of WTs belonging to the same segment.

For instance, when we consider the segment n compound of M pairs (being $M \geq 8$) of WTs with valid data (a_i, b_i) , the power spectra can be calculated by using the equations 4.4, 4.3 and 4.5, where as the sampling time is not null, the Fast Fourier Transform operator (**FFT**) is used instead of the Fourier Transform

$$S_{aa} = \frac{\sum_{i=1}^M \mathbf{FFT}(V_{a_i}) \cdot \mathbf{FFT}(V_{a_i})^*}{M} \quad (4.6)$$

$$S_{bb} = \frac{\sum_{i=1}^M \mathbf{FFT}(V_{b_i}) \cdot \mathbf{FFT}(V_{b_i})^*}{M} \quad (4.7)$$

$$S_{ab} = \frac{\sum_{i=1}^M \mathbf{FFT}(V_{a_i}) \cdot \mathbf{FFT}(V_{b_i})^*}{M} \quad (4.8)$$

being $S_{aa}(f), S_{bb}(f) \in \mathbb{R}$, as well as $S_{ab}(f) \in \mathbb{C}$.

This is done for each segment with enough valid data in each time interval.

Afterwards, the results of each segment data $(S_{aa}(f), S_{bb}(f), S_{ab}(f))$ can be classified depending on the average wind speed \bar{V} and the inflow angle α calculated through the segment angle β and the wind direction ϕ as shown in figure 4.2.

Next, the data classified for each segment (n) in the same wind speed range (v_m) and inflow angle range (α_k) are used for calculating the coherence $\gamma(n, v_m, \alpha_k, f)$ as follows:

Δi_{row}	Δi_{column}	$d_{xy}(\text{m})$	$\beta_{xy}(\text{deg.})$	Blocks
0	1	482	-2	64
0	2	964	-2	56
0	3	1445	-2	48
0	4	1927	-2	40
0	5	2409	-2	32
0	6	2890	-2	24
0	7	3372	-2	16
0	8	3854	-2	8
1	0	867	-82	63
1	1	1062	-56	56
1	2	1403	-40	49
1	3	1810	-30	42
1	4	2246	-25	35
1	5	2698	-21	28
1	6	3158	-18	21
1	7	3625	-16	14
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots
6	0	5204	-82	18
6	1	5308	-77	16
6	2	5454	-72	14
6	3	5637	-68	12
6	4	5853	-63	10
6	5	6101	-59	8
7	0	6071	-82	9
7	1	6173	-78	8
1	-7	3334	13	14
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots
6	-5	5343	71	8
6	-4	5227	76	10
6	-3	5154	82	12
6	-2	5126	87	14
6	-1	5142	-88	16
7	-1	6007	-87	8

Table 4.1: Example of the 2-point segment characteristics.

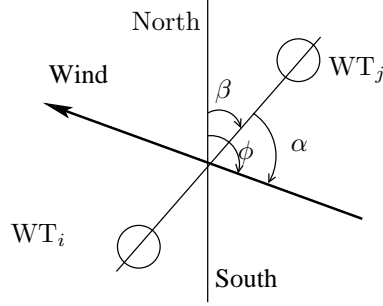


Figure 4.2: Definition of the inflow (α), segment (β) and wind direction angles (ϕ) used.

$$\gamma(n, v_m, \alpha_k, f) = \frac{\sum_{i=1}^{NI_{n,m,k}} S_{ab}(i, f) \cdot M_i}{\sqrt{\sum_{i=1}^{NI_{n,m,k}} S_{aa}(i, f) \cdot M_i \cdot \sum_{i=1}^{NI_{n,m,k}} S_{bb}(i, f) \cdot M_i}} \quad (4.9)$$

where $NI_{n,m,k}$ is the number of intervals classified in the same geometric segment n , wind speed range m and inflow angle range k . Whereas in each of these intervals, $M_{i,n,m,k}$, abbreviated as M_i , is the number of pairs of WT series of data used for calculating the power spectral functions, i.e. the number M in equations 4.6, 4.7 and 4.8.

The following 5 inflow angle bins are used $[0, 6, 25, 65, 84, 90]$ (deg.), whereas the ranges of wind speed are $2 m/s$ intervals from $2 m/s$ to $16 m/s$.

Finally, using the distance of each segment $d(n)$, we get an experimental $\gamma(d, v_m, \alpha_k, f)$.

In this proceeding the wake has been neglected, that is possible because in most of the pairs considered, where both measures are inside of the overall wake, that affects similarly to both series of data and so, it is removed by the definition of the coherence itself (eq. 4.1). On the other hand, in the cases where the influence of having measures out of the wake and measures in the deep wake could be greater, looking at the expression of power spectral density of the wind inside and out of the wake that is shown by Sørensen et al. (2008), we see that it does not affect to the time scale which we are interested in.

In the data considered, the average of the turbulent intensity is $\overline{I_V} = 0.12$ (2h). The turbulent intensity has not been introduced into the general analysis in order to simplify the problem, so that enough number of long distance series are available. However, hereinafter the influence of I_V is

analysed using the following I_V ranges: $[0.04, 0.10]$ with an average $\overline{I_V} = 0.09$, $[0.08, 0.16]$ with $\overline{I_V} = 0.12$ and finally $[0.12, 0.20]$ with $\overline{I_V} = 0.15$.

4.3 Results

As it has been explained previously, we have a package of coherence data ($|\gamma(d, v_m, \alpha_k, f)|$) and its argument $\angle\gamma(d, v_m, \alpha_k, f)$, from which we focus mainly in the module part.

Looking into the data, it is found a clear exponential dependence between the coherence and either the frequency f or the dimensionless frequency $\frac{d \cdot f}{V}$, as it is shown in figure 4.3. Although looking at the exponential dependence in different cases, as different distances, wind speeds or inflow angles, it is also shown that its decay factors are quite different on each case, and therefore it is not convenient to fit it to a single decay factor.

Then, taking into account the inflow angle, we can focus firstly in the data corresponding to the longitudinal case ($\alpha_1 \Rightarrow \alpha \in [0, 6 \text{ deg}]$) plotted in figure 4.4, where the decay factor a (see 3.29) is plotted for different wind speed ranges against the distance. In that figure, it is possible to see that there is not any significant tendency in the variation of that parameter with the distance or the wind speed ($a_{long} \neq f(d, V)$). Therefore, it is possible to assume that a constant value for the longitudinal inflow angle case a_{long} would be suitable in this distance and time frame.

However, in the lateral inflow angle case ($\alpha_5 \Rightarrow \alpha \in [84, 90 \text{ deg}]$), the decay factor parameter depends significantly on the distance and the wind speed ($a_{lat} = f(d, V)$), as it is shown in figure 4.5.

Looking into the figure, it is possible to see that a_{lat} gets lower when the distance rises, a_{lat} rises when wind speed gets greater, and those changes of a_{lat} get less significant as the distance gets greater.

Looking at the intermediate inflow angle cases ($\alpha_2, \alpha_3, \alpha_4$), like the one shown in figure 4.10 ($\alpha_4 \Rightarrow \alpha \in [65, 84 \text{ deg}]$), it is possible to see an intermediate behaviour between the longitudinal and the lateral cases, thus working with a model based on inflow angle dependency introduced by Schlez & Infield (i.e. eq. 3.29 and 3.30) seems convenient.

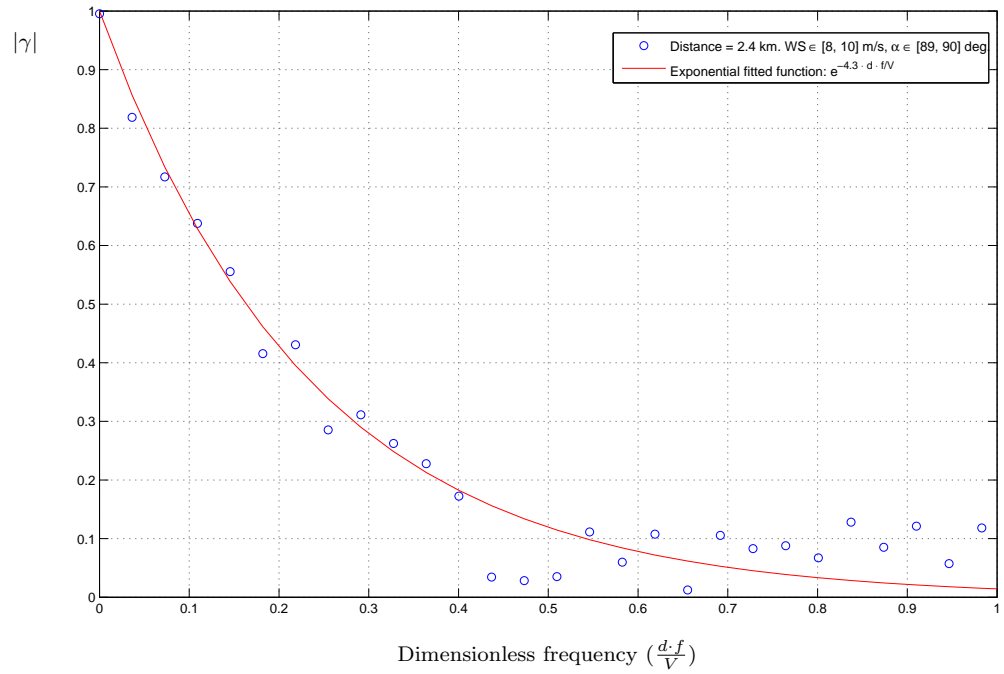


Figure 4.3: Coherence measured in Nysted Wind Farm in the longitudinal inflow angle case and an exponential curve fitted to the data.

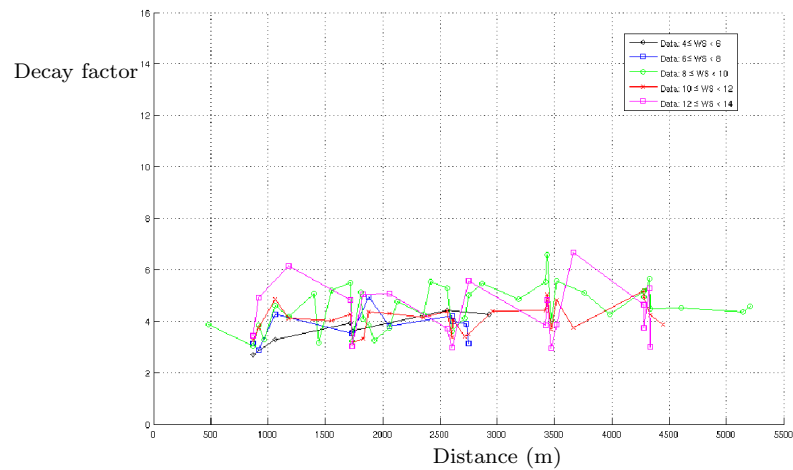


Figure 4.4: Decay factor of the coherence in the longitudinal inflow angle case.

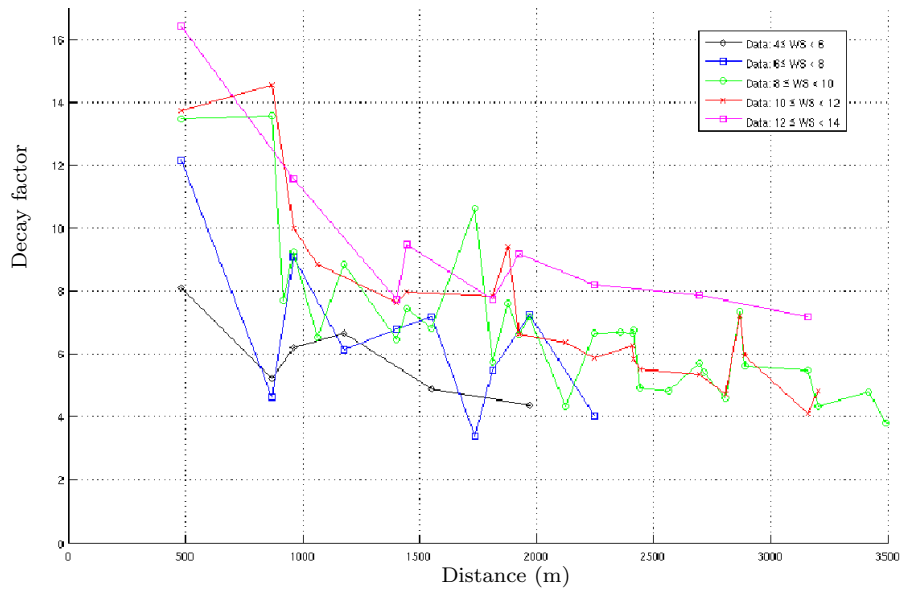


Figure 4.5: Decay factor of the coherence in the lateral case.

4.4 Fitting of the model

Firstly, after looking the longitudinal figures shown previously in section 4.3, a constant value for the longitudinal decay factor (a_{long}) is introduced into the model.

The angular part of the coherence ($\angle\gamma(d, V, \alpha, f)$) is estimated through a delay time model $\tau_d = \frac{\cos(\alpha) \cdot d}{W}$, where W would be the convective velocity of the “wind wave”, which in this frequency scale can be estimated by the average wind speed measured out of the wind farm $V_\infty \approx \frac{V}{c_w}$. By using the Fourier transform properties, that delay is translated into

$$\angle\gamma(d, V_\infty, \alpha, f) = e^{-2\pi f \tau_d} = e^{-2\pi f \frac{\cos(\alpha) d}{V_\infty}} \quad (4.10)$$

An example of comparison between above model and the experimental data can be found in figure 4.6.

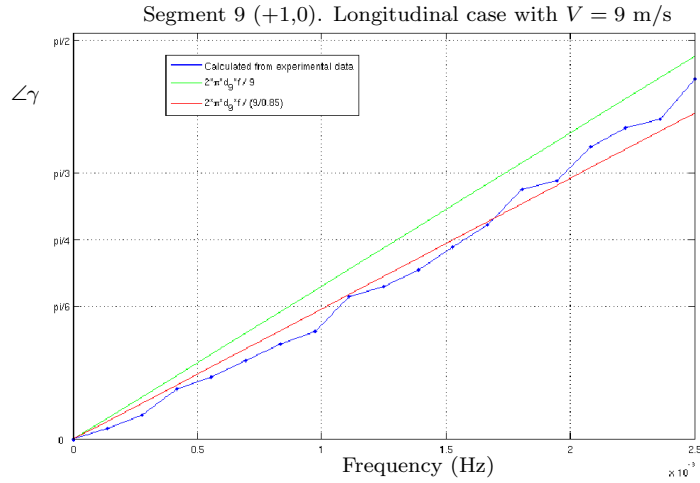


Figure 4.6: Comparison between the angular part of the coherence obtained from Nysted data and the delay model introduced by eq. 4.10.

Then, considering the results in the lateral case shown in the previous section, the lateral decay factor should be modelled as a function with the following behaviour:

$$d \uparrow \Rightarrow a_{lat} \downarrow \quad (4.11)$$

$$V \uparrow \Rightarrow a_{lat} \uparrow \quad (4.12)$$

$$d \uparrow \uparrow \Rightarrow \Delta a_{lat}(\Delta d, \Delta V) \downarrow \quad (4.13)$$

After studying different models for the lateral decay factor, the following function is suggested

$$a_{lat}(d, V) \approx C_1 \frac{V}{d} + C_2 \quad (4.14)$$

92 Chapter 4. Spectral Coherence within an Offshore Wind Farm

Next, the parameters of those decay factors (a_{long}, C_1, C_2) were fitted using only the data from the longitudinal and the lateral case respectively (α_1 and α_5), this was done by minimising the error of the model when trying to estimate $\log(\gamma)$, reducing it to a linear optimisation process, in which each segment data is weighted by $NT_{n,m,k} = \sum_{i=1}^{NI_{n,m,k}} M_i$ (see equation 4.9).

Afterwards, using those values as initial point of a simplex method the model is fitted to the overall data $|\gamma(d, V, \alpha, f)|$ in all the inflow angle ranges. Arriving to the following model, which has been denominated *UPCT-A*, for the absolute value of the coherence:

$$|\gamma(d, V, \alpha, f)| = e^{\sqrt{(a_{long} \cdot \cos \alpha)^2 + (a_{lat}(d,V) \cdot \sin \alpha)^2} \frac{d \cdot f}{V}} \quad (4.15)$$

$$a_{long} \approx 4.5 \quad (4.16)$$

$$a_{lat}(d, V) \approx 466(s) \frac{V}{d} + 4.2 \quad (4.17)$$

This model fits quite well to the original data, having a standard deviation for the coherence data previously calculated $|\gamma(d, V, \alpha, f)|$ in each segment n smaller than 0.06, i.e.:

$$\sigma_\gamma = \sqrt{\frac{\sum_{n,m,k} NT_{n,m,k} \cdot \sum_q (|\gamma(d(n), V_m, \alpha_k, f_q)| - |\hat{\gamma}(d(n), V_m, \alpha_k, f_q)|)^2}{\sum_{n,m,k,q} NT_{n,m,k}}} < 0.06 \quad (4.18)$$

A comparison with the original coherence data in four different cases can be found in figure 4.7. Regarding the decay factors, some comparisons for different wind speeds, distances and inflow angles are provided in figures 4.8, 4.9 and 4.10, showing all of them a good agreement between the experimental data and the model.

Furthermore, as the non-dimensional constant values of the model (Eq. 4.15) are very closed, it is possible to simplify the model considering them equal without increasing significantly the error, so in this way we can express the coherence as follows

$$|\gamma(d, V, \alpha, f)| = e^{\sqrt{(a_{long} \cdot \cos \alpha)^2 + (a_{lat}(d,V) \cdot \sin \alpha)^2} \frac{d \cdot f}{V}} \quad (4.19)$$

$$a_{long} \approx 4.4 \quad (4.20)$$

$$a_{lat}(d, V) \approx 436(s) \frac{V}{d} + a_{long} \quad (4.21)$$

This model has been called *UPCT-B*.

On the other hand, regarding the influence of the I_V , neglected in the general proceeding as explained in section 4.2.2, in the equation 4.15 it does

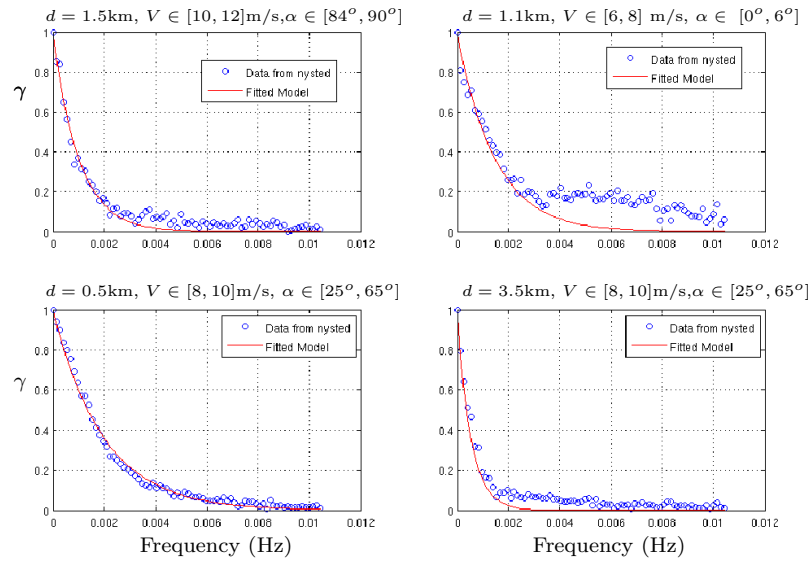


Figure 4.7: Comparison between the “measured” coherence and the fitted model in 4 different cases.

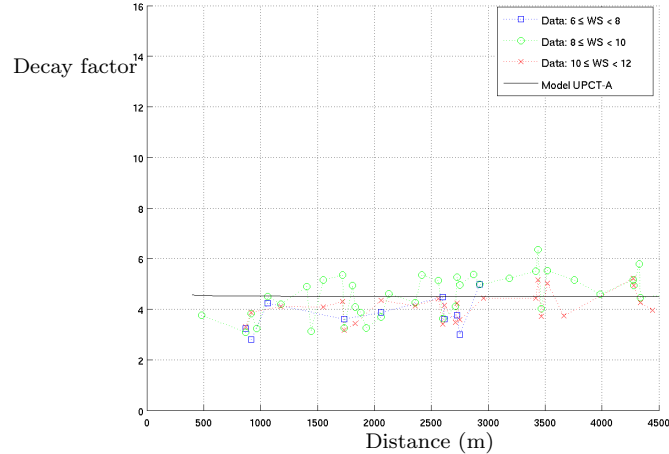


Figure 4.8: Comparison between the “measured” decay factors and the model proposed here (UPCT-A) in the longitudinal cases.

not have a considerable influence in the longitudinal term, meanwhile when I_V rises the non-dimensional term rises and the other term gets reduced proportionally to the square root of that increase. So, the influence I_V could

be introduced in the model (this one called *UPCT-C*), in this way:

$$|\gamma(d, V, \alpha, f)| = e^{\sqrt{(a_{long} \cdot \cos \alpha)^2 + (a_{lat}(d, V) \cdot \sin \alpha)^2} \frac{d \cdot f}{V}} \quad (4.22)$$

$$a_{long} \approx 4.5 \quad (4.23)$$

$$a_{lat}(d, V) \approx \frac{56(s)}{\sqrt{I_V}} \cdot \frac{V}{d} + 35 \cdot \sqrt{I_V} \quad (4.24)$$

Nevertheless, its influence is not that significant and it can be neglected increasing the simplicity and not affecting to the reliability of the model. Moreover, in the simplified model (*UPCT-B*, eq. 4.19), the influence of I_V in the lateral “time constant” is quite small.

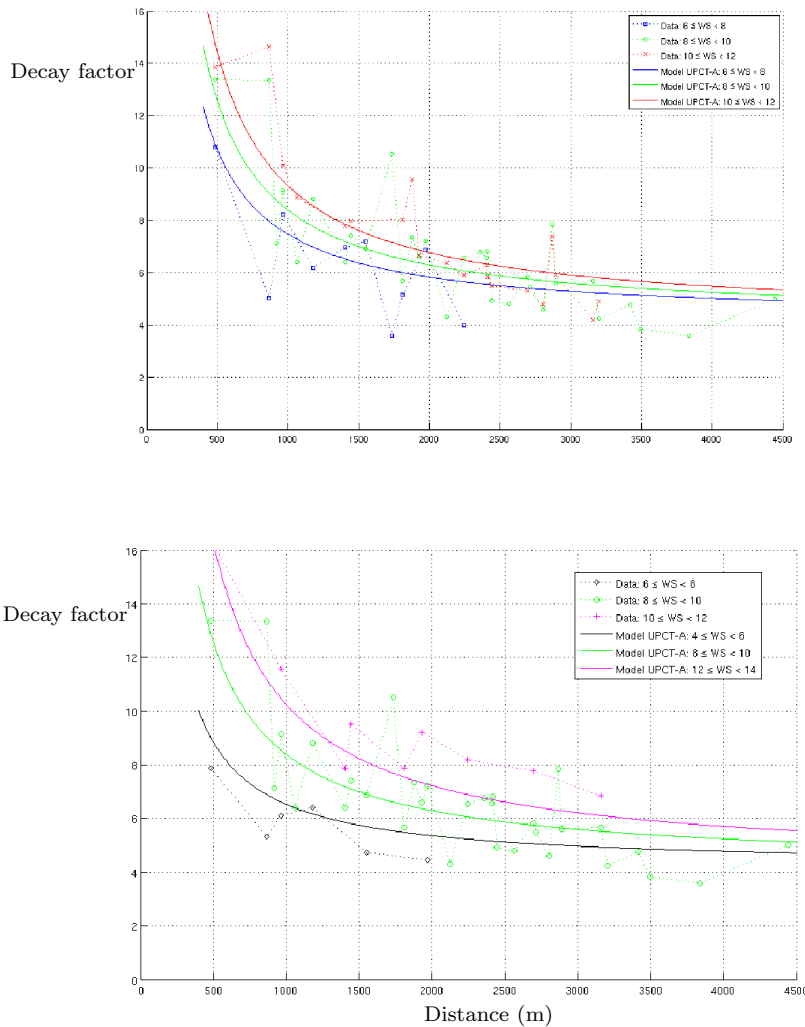


Figure 4.9: Comparison between the “measured” decay factors and the model UPCT-A in the lateral case.

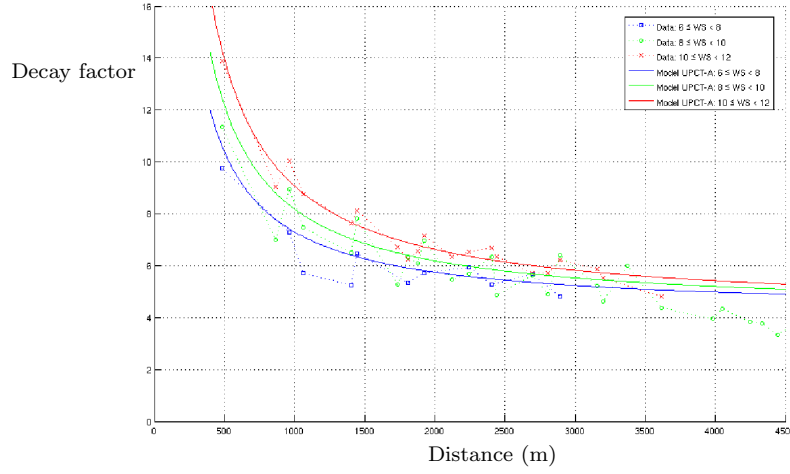


Figure 4.10: Comparison between the “measured” decay factors and the model UPCT-A for inflow angles between 65 deg. and 84 deg.

Therefore in this section there has been developed the following spectral coherence models:

- *UPCT-A*

$$|\gamma(d, V, \alpha, f)| = e^{\sqrt{(a_{long} \cdot \cos \alpha)^2 + (a_{lat}(d, V) \cdot \sin \alpha)^2} \frac{d \cdot f}{V}}$$

$$a_{long} = 4.5$$

$$a_{lat}(d, V) = 466(s) \frac{V}{d} + 4.2$$

- *UPCT-B*

$$|\gamma(d, V, \alpha, f)| = e^{\sqrt{(a_{long} \cdot \cos \alpha)^2 + (a_{lat}(d, V) \cdot \sin \alpha)^2} \frac{d \cdot f}{V}}$$

$$a_{long} \approx 4.4$$

$$a_{lat}(d, V) \approx 436(s) \frac{V}{d} + a_{long}$$

- *UPCT-C*

$$|\gamma(d, V, \alpha, f)| = e^{\sqrt{(a_{long} \cdot \cos \alpha)^2 + (a_{lat}(d, V) \cdot \sin \alpha)^2} \frac{d \cdot f}{V}}$$

$$a_{long} \approx 4.5$$

$$a_{lat}(d, V) \approx \frac{56(s)}{\sqrt{I_V}} \cdot \frac{V}{d} + 35 \cdot \sqrt{I_V}$$

where d is the distance between both wind turbines, V is the mean wind speed in both wind turbines, f is the frequency, and finally I_V is defined by $I_V = \sigma_V/V$, being σ_V the standard deviation of the wind speed.

With the following approximation for the angular part of the coherence:

$$\angle\gamma(d, V_\infty, \alpha, f) \approx e^{-2\pi f \frac{\cos(\alpha)d}{V_\infty}}$$

4.5 Comparison to other models

The model proposed here (UPCT-A) is compared in this section with Schlez & Infield model, which is described above (section 3.2.3, equations. 3.30, 3.31 and 3.32). Furthermore, it is also compared with the model based on the data of the Høvsøre test station (Sørensen et al., 2008).

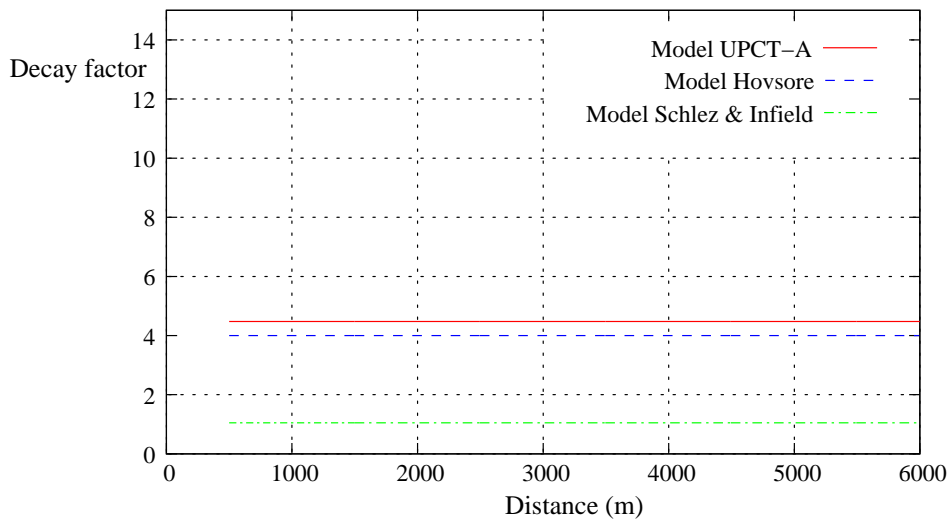


Figure 4.11: Comparison between the model UPCT-A, Høvsøre model and the Schlez& Infield model in the longitudinal case.

As we have seen the model UPCT-A as well as Høvsøre model agrees with the inflow angle dependence introduced by Schlez & Infield. And so, the longitudinal and lateral decay factors can be compared in a separate way.

The longitudinal decay factor predicted by the three models can be seen in figure 4.11, in which it is shown that the three models agree in suggesting a constant value for the decay factor. However, the value suggested by the Schlez & Infield is significantly different from the values proposed here and

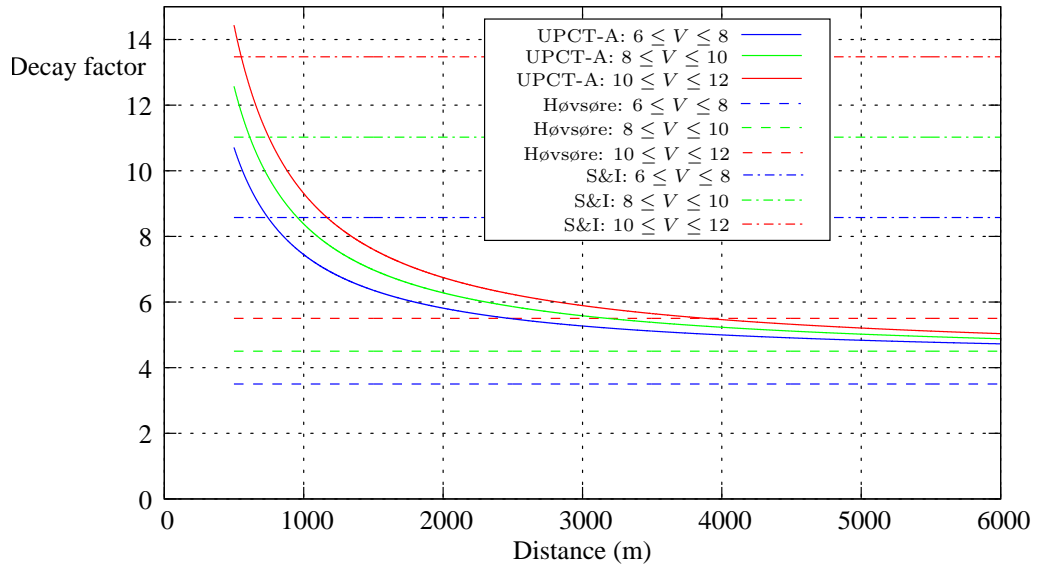


Figure 4.12: Comparison between the model UPCT-A, Høvsøre model and the Schlez & Infield model in the lateral case.

by Høvsøre model. This can be due to the different time and length scale of the Schlez & Infield model, because its experiments were carried out using a distance between the points up to 100 m and a height above ground of 18 m.

Regarding the lateral decay factor, the comparison between the three models can be found in figure 4.12. Schlez & Infield and Høvsøre model do not predict the distance dependence shown above. However, meanwhile Høvsøre predicts decay factors that are close to the model here presented for medium-high wind speeds and distances greater than 3 km., Schlez & Infield overestimates clearly the decay parameters in all the investigated distances, specially when rising the wind speed, which makes the predicted decay factor really huge. This overestimation would lead to an underestimation of the power fluctuations, if that model is used in this frame. Nevertheless, as it was expected if we consider a constant small distance, there is a qualitative agreement between the three models considering $a_{lat} \sim V$.

4.6 Summary

As it was introduced in chapter 3, the purpose of this chapter was to develop a spectral coherence model between the wind speed in different wind turbines, concretely in the hub of different wind turbines. That model should be suitable for the length, height and time scale interesting for studying the

98 Chapter 4. Spectral Coherence within an Offshore Wind Farm

power fluctuations of Large Wind Farms.

In that way, the experimental data from the Nysted wind farm described in sec. 2.2 has been used in order to estimate series of spectral coherence measures, for that purpose all possible combinations between pairs of wind turbines have been considered in the calculation procedure.

The behaviour of the modulus of the spectral coherence and its dependencies with different variables as the distance, the average wind speed or the inflow angle have been described. It is shown that there is a significant dependence between the coherence and the inflow angle, as in the model suggested by Schlez & Infield. However, it was also shown that in the length, height and time scale interesting for studying the power fluctuations of Large Wind Farms, the Schlez & Infield model predicts coherence values that are far from the experimental data shown here.

In those experimental data it is shown that whereas the longitudinal situation can be modelled by means of a constant decay factor, there is a strong dependency between the decay factor in the lateral situation and the distance and wind speed.

Moreover, regarding the argument part of the coherence, it has been shown the measured values, and a simple model based on the delay time have been suggested.

Afterwards, parting from the analysis of the experimental coherence calculated, it has been developed a complete model for estimating the absolute value of the spectral coherence between wind speeds located in a horizontal plane corresponding to hub height of wind turbines in a large wind farm (model *UPCT-A*). The model which has three parameters, have been compared with the experimental data, showing a quite good agreement. That empirical model has been fitted in a time scale up to 2 hours and with distances from near 500 m to 6 km. The election of the scale, based in the bibliography above cited, makes this model suitable in the frame of Power Fluctuation.

Furthermore, a reduced model has been provided by simplifying the parameters into 2 constant, as two of the previous three parameters were not very different (model *UPCT-B*).

The influence of the turbulent intensity (including also into that variable the low frequency variability) has been analysed, suggesting a model that includes that parameter (model *UPCT-C*), however it is shown that its

influence is not that important.

Despite of the simplicity of *UPCT-B* it does not improve the computational time comparing with model *UPCT-A*. Therefore, *UPCT-A* model have been chosen for being used at this work. Nevertheless the other two models can result quite interesting for comparing with different fitting of this models in different offshore wind farms.

This coherence model can be used for improving power fluctuation simulations in offshore wind farms and even for evaluating the shape of large wind farms from this point of view.

Chapter 5

Correlation between the frequency components of the wind oscillating energy

5.1 Introduction

While fitting the low frequency parameters as described before (sec. 3.2.1), it was found another effect, which consists in the existence of a significant correlation between the module of the wind speed Fourier coefficients, specially with low frequencies. This effect, that is described in the section 5.2 is related with the atmospheric stability and with non-sinusoidal wind waves, as these phenomena can affect to the fluctuating energy at different frequencies at the same time.

However, that correlation was previously considered to be null in the wind simulation procedure described in sections 3.4 and 3.5, therefore the procedure is modified in section 5.3 in order to include this correlation.

5.2 Correlation in a Wind Turbine

In order to simulate realistic wind speed series suitable for power fluctuation assessment modelling the average low frequency part of the wind speed PSD, as well as the low frequency wind speed components for single time series, is quite important.

Usually, this is done by means of a statistical probability distribution for each frequency component, as explained previously in sections 3.4 and 3.5.

That is equivalent to considering that there is no correlation between the fluctuations in each frequency, i.e. the fluctuations for each frequency are

considered uncorrelated. However, in the present work that hypothesis has been studied by calculating the correlation between the module part for each component of the Fast Fourier Transform of the measured wind speed in a single wind turbine. Concretely, the study has focused in the correlation $\rho_{n,n+1}$ between one component $U(f_n)$ and the following one $U(f_{n+1})$ given by

$$\rho_{n,n+1} = \frac{\langle (|U(f_n)| - \langle |U(f_n)| \rangle) \cdot (|U(f_{n+1})| - \langle |U(f_{n+1})| \rangle) \rangle}{\sqrt{\langle (|U(f_n)| - \langle |U(f_n)| \rangle)^2 \rangle \cdot \langle (|U(f_{n+1})| - \langle |U(f_{n+1})| \rangle)^2 \rangle}} \quad (5.1)$$

where the operator “ $\langle \rangle$ ” is the expected value, calculated by using the mean average with a large number of series, and $U(f_n)$ is the component n of the Fast Fourier Transform of the wind speed in the time scale above described, whose frequency is $f_n = \frac{n}{7200}$.

In the figure 5.1, the correlation $\rho_{n,n+1}$ calculated for 2-hours segments with $8\text{m/s} \leq V_0 \leq 11\text{m/s}$ in Nysted Wind Farm is shown. It can be seen that in the low and middle frequency parts, the correlation between contiguous components is very significant.

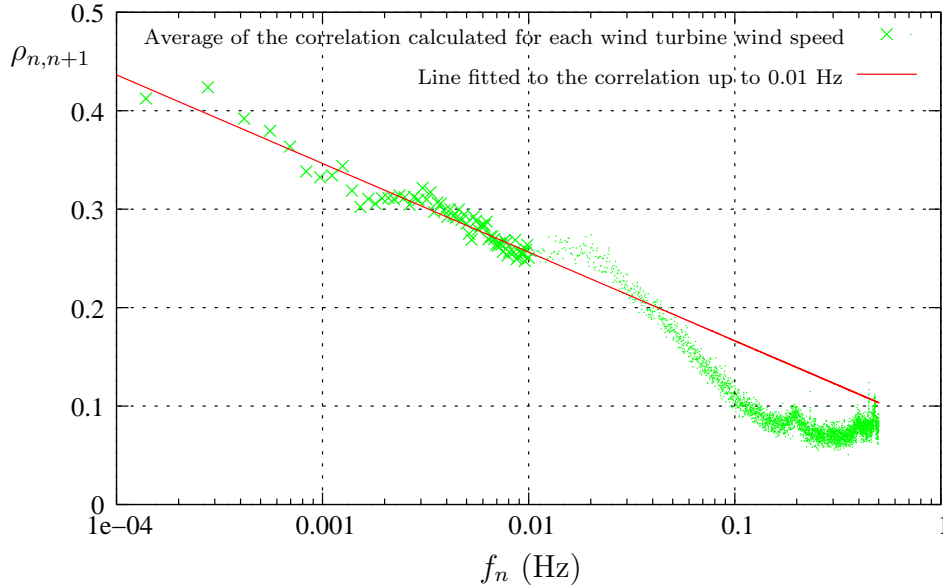


Figure 5.1: Correlation between the module part of the Fourier Transform for frequency f_n and f_{n+1} calculated in Nysted wind farm with wind speed between 8 m/s and 11 m/s.

The physical explanation of this phenomenon can be partially found in the atmospheric stability, which can cause a rise or a descend in the fluctuations in different frequency components at the same time, as well as low

frequency non-sinusoidal wind waves which can affect to the fluctuating energy at different scales at the same time.

This correlation variation has been modelled as a simple logarithmic line shown in figure 5.1 and given by the following expression

$$\rho_{n,n+1} = 0.42 - 0.09 \log_{10} \frac{f_n}{f_1} \quad (5.2)$$

in which the parameters have been fitted to the correlation with frequency values up to 0.01 Hz. The selection of the frequency range for that fitting has been done considering the time frame interesting for power fluctuations and the reliability of the Fourier transform terms.

5.3 Extending the wind speed time series simulator

Regarding the simulation of power fluctuations, if the previously commented correlation is not included, it can result in an underestimation of the fluctuations, therefore it is important to take it into account for generating simulated time series of realistic wind speed.

In the third chapter, it was described detailed simulation procedures for a diversified and an aggregated model, respectively in section 3.4 and 3.5.

Basically, in both models the Fourier coefficients ($U(f)$) of the simulated wind speed are divided by the eq. 3.51 into a deterministic part ($U_{LT}(f)$), and a stochastic part ($N(f)$). Where for each frequency component the deterministic part is given respectively by eq. 3.54 or eq. 3.63, and the random part is given respectively by a vector of uncorrelated complex unity noise elements or by a single complex unity noise element that complies with equation 3.52 ($\langle N(f) \cdot N^*(f) \rangle = I_{N \times N}$). Being simulated these noise elements by means of a uniformly distributed random density for the angle and a Rayleigh distribution, with probability density function given by $pdf(x) = 4xe^{-2x^2}$, for the module part.

And once the Fourier coefficients are calculated, the simulated time serial can be generated by using the Inverse Fourier Transform.

However, in this procedure the crossed correlation $\rho_{n,n+1}$ between $|N(f_n)|$ and $|N(f_{n+1})|$, and so the correlation between $|U(f_n)|$ and $|U(f_{n+1})|$, is null.

Therefore, in order to extend it for including that correlation, it is necessary to change the generation of $N(f)$. Concretely the generation of its

module part, which was done previously by the Rayleigh probability distribution for each frequency component is replaced by the following algorithm for calculating each WT (i) $|N_i(f_n)|$ based in the correlation matrix $[\phi_{n,n+1}]$ which is defined as

$$\begin{bmatrix} 1 & \rho_{n,n+1} \\ \rho_{n,n+1} & 1 \end{bmatrix} = \frac{\left\langle \begin{bmatrix} |r_i(f_n)| \\ |r_i(f_{n+1})| \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} |r_i(f_n)| & |r_i(f_{n+1})| \end{bmatrix} \right\rangle}{\sqrt{\langle r_i(f_n)^2 \rangle \cdot \langle r_i(f_{n+1})^2 \rangle}} \quad (5.3)$$

where $r_i(f_n) = |N_i(f_n)| - \langle |N_i(f_n)| \rangle$.

Remembering that $N_i(f_n)$ has to comply eq. 3.52, i.e. $\langle |N_i(f_n)|^2 \rangle = 1$, by the Rayleigh distribution properties, it is known that $|N_i(f_n)|^2$ is a Gamma Distribution $\Gamma(1, 2\sigma_N^2)$, being the average of this distribution given by $2\sigma_N^2$, so the original normal distribution variance (σ_N^2) would be $\sigma_N^2 = \frac{1}{2}$. And therefore $\langle |N_i(f_n)| \rangle = \frac{\sqrt{\pi}}{2}$, whereas $\langle r_i(f_n)^2 \rangle = \left(1 - \frac{\pi}{4}\right)$

Analogously to the procedure described in Sørensen et al. (2008), the 2×1 $r_{i,1,2}$ vector is divided into a deterministic low triangular 2×2 matrix L_1 and a “frequency-uncorrelated” vector ($r_{i,1,2}^u = [r_i^u(f_1) \ r_i^u(f_2)]^*$), i.e. $r_{i,1,2} = L_1 \cdot r_{i,1,2}^u$, being $r_i^u(f_n) = |N_i^u(f_n)| - \langle |N_i^u(f_n)| \rangle$, with $|N_i^u(f_n)|$ Rayleigh distributed. Then, the previous equation would be written as

$$\left(1 - \frac{\pi}{4}\right) \cdot \begin{bmatrix} 1 & \rho_{1,2} \\ \rho_{1,2} & 1 \end{bmatrix} = L_1 \langle [r_{i,1,2}^u] \cdot [r_{i,1,2}^u]^* \rangle \cdot L_1^* \quad (5.4)$$

in which $\langle [r_{i,1,2}^u] \cdot [r_{i,1,2}^u]^* \rangle = \mathbf{I}_{2 \times 2}$, when choosing as Rayleigh parameter (σ_N^u) of $|N_i^u(f_n)|$ the value $\sqrt{\frac{2}{4-\pi}}$. Getting the previous equation reduced into

$$\left(1 - \frac{\pi}{4}\right) \begin{bmatrix} 1 & \rho_{1,2} \\ \rho_{1,2} & 1 \end{bmatrix} = [L_1] \cdot [L_1]^* \quad (5.5)$$

from where

$$L_1 = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ \rho_{1,2} & \sqrt{1 - \rho_{1,2}^2} \end{bmatrix} \cdot \sqrt{1 - \frac{\pi}{4}} \quad (5.6)$$

And then

$$\begin{aligned} r_i(f_1) &= \sqrt{1 - \frac{\pi}{4}} \cdot r_i^u(f_1) \\ r_i(f_2) &= \sqrt{1 - \frac{\pi}{4}} \cdot \left(\rho_{1,2} \cdot r_i^u(f_1) + \sqrt{1 - \rho_{1,2}^2} \cdot r_i^u(f_2) \right) \end{aligned} \quad (5.7)$$

next, repeating the relation for each n, $|r_i(f_{n+1})|$ can be calculated iteratively with the following expression

$$r_i(f_{n+1}) = \rho_{n,n+1} \cdot r_i(f_n) + \sqrt{1 - \frac{\pi}{4}} \cdot \sqrt{1 - \rho_{n,n+1}^2} \cdot r_i^u(f_{n+1}) \quad (5.8)$$

Summarising the overall wind speed simulation procedure would be:

- Parting from a PSD model, a spectral coherence model and a increasing turbulence wake model, the layout of the wind farm and the average wind speed and direction, the crossed power spectral density matrix is calculated $[S_{i,j}(f_n)] \cdot \Delta f_n$ for each frequency component (f_n)
- For each frequency, the correlation $\rho_{n,n+1}$ is calculated by using the equation 5.2
- Applying Cholesky-Crout algorithm $U_{LT}(f_n)$ is calculated
- For each wind turbine (i) and each frequency component (f_n) is generated a random $|N_i^u(f_n)|$ and $\angle(N_i(f_n))$ following respectively a Rayleigh and a uniform probability distribution, then $r_i^u(f_n)$ is calculated by $r_i^u(f_n) = |N_i^u(f_n)| - \sqrt{\frac{\pi}{4-\pi}}$
- For each wind turbine, the first frequency component $r_i(f_1)$ is equal to the directly generated $r_i^u(f_1)$
- The rest of these terms ($r_i(f_{n+1})$) are calculated iteratively by the equation 5.8
- Parting from $r_i(f_n)$ and $\angle(N_i(f_n))$, $N_i(f_n)$ is obtained by $N_i(f_n) = \left(r_i(f_n) + \frac{\sqrt{\pi}}{2}\right) \cdot e^{\angle(N_i(f_n))j}$
- Then $N(f_n)$, that is $N(f_n) = [N_1(f_n) \cdots N_{N_{WT}}(f_n)]^*$, is calculated for each frequency component
- $U(f_n)$ is obtained by $U(f_n) = U_{LT}(f_n) \cdot N(f_n)$
- And finally the vector $U(t)$ with the oscillatory wind speed in each wind turbine is obtained by applying the Inverse Fourier Transform $U(t) = \mathcal{F}^{(-1)}(U(f))_{(t)}$

By following this procedure, it can be simulated random wind speed series for a wind farm complying with a power spectral density and a spectral coherence model, having a correlation between the different components described by the parameter $\rho_{n,n+1}$. Then, the correlation between non consecutive frequency components would be given by $\rho_{n,n+1+j} = (\rho_{n,n+1})^j$. In the experimental data, the falling of this parameter is initially slower than that expression. Therefore, for having a globally more realistic wind simulated with only one parameter $\rho_{n,n+1}$, that parameter is fitted to a pack of data

$\rho_{n,n+1+j}$, concretely 7 values ($j = 0, j = 1$ and $j = 6$) have been used here, obtaining the following equivalent correlation

$$\hat{\rho}_{n,n+1} = 0.71 - 0.05 \log_{10} \frac{f_n}{f_1} \quad (5.9)$$

5.4 Summary

It is found that there exists a correlation between the module part of the fourier components of the wind oscillation, that correlation effect means that the fluctuating energy at low frequencies oscillates mainly together.

Next, parting from experimental data that correlation has been modelled, for that purpose and for simplicity, the model has been reduced to a correlation between contiguous terms. Moreover, the existing algorithm for simulating wind series has been extended for including this correlation effect, so that this model can be used inside of either a diversified or an aggregated model for simulating power fluctuations of large offshore wind farms.

Finally, the models have been integrated into the wind farm aggregated model described before.

Chapter 6

Validation and application

6.1 Introduction

In the previous chapters a power fluctuation model has been developed from two approaches, using a diversified model and an aggregated one, some of the components are already validated at this work by its comparison with experimental data, for instance the coherence model, or by other authors' works. Nonetheless, it has been decided to verify some results obtained from the overall model, in order to validate the general simulator, as well as for evaluating the influence of taking into account the correlation effect found in the previous chapter.

Concretely, some variables related with the integration of the wind energy into the electrical system are evaluated.

Furthermore, as an example of its application, the model is used within a power control context. It has been chosen this kind of application because as the use of wind energy is rising, there is an increasing tendency in including the wind farms into the power system regulation. In principle, because having a greater proportion of wind energy creates the necessity to contribute to the network stability and equilibrium.

Concretely, in Denmark as there has been a generation system transition from one power system based on concentrated energy plants, which were undertaking the tasks relating to regulation and stabilisation of the power system, to other where distributed combined heat and power production (CHP) and wind energy are main components. Consequently, in this one all production units have to contribute to solve these tasks. And that contribution has been regulated initially by a grid code registered by the Danish Energy Authority ([Elfrakt System and Eltra, 2004](#)).

This technical Regulation lays down the requirements for connecting new wind turbines to grids with voltages over 100 kV. Ensuring that the wind farms has the regulation and dynamic properties essential for being able to carry power system operations.

Within that grid code, there are several conditions regarding the interaction between wind turbines and the remaining power system at grid faults, the Start-up and the Stop of a wind turbine, the voltage quality, the dimensioning voltages and frequencies, the reactive power regulation and finally the active power regulation.

In Spain, some of these characteristics are included into the grid codes, nevertheless the regulation has not been yet included, however it is expected that it will be regulated soon, probably before the first offshore wind farms are projected.

As it was mentioned in the literature review, [Parson et al. \(1993\)](#) carried out an economical and technical analysis about wind energy grid integration regarding the characteristics needed by the power system, for instance the regulation, load following, unit commitment, etc. In this analysis, they quantified the slow variability of the wind farm power as load following and the fast as regulation, and used the one year of actual wind and load data to study the impact of the installed wind capacity on the power system in Iowa. Here it is being studied the behaviour of a large wind farm regarding the system regulation, concretely ramp rates and reserve requirements, which are needed because of its fluctuations. And how these needs could be reduced by using, within the wind farm, regulation strategies defined by the previously mentioned grid code.

6.1.1 Integrating Wind Energy: ramp rates and reserve requirements

The needs of regulation in the electrical system, in order to compensate the fluctuations of large wind farms, is being considered by using the definition of ramp rates and reserve requirements found in ([Sørensen et al., 2007](#)). These definitions are based on the load following and regulation definitions found in ([Parson et al., 1993](#)), which can be applied to different time scales (T), here the focus is fixed mainly in 30 minutes periods, and whenever it is not specified the period it means that the 30 minutes period is being used. Anyway, some calculations have been done with 10 minutes periods.

Dividing the series of simulated or measured power generated in the wind farm ($P(t)$) into smaller series of length T ($P_n(t)$), the ramping rate ($P_{\text{ramp},T}$) between each two small series would be given by

$$P_{\text{ramp},T} = \frac{\overline{P_{n+1}(t)} - \overline{P_n(t)}}{T} \quad (6.1)$$

where $\overline{P_n(t)}$ is the average of the power production of the wind farm in the n time period of size T .

Therefore these power ramp rates are the ramp requirements the electrical system would have to compensate these fluctuations, keeping constant the production. For instance, this can be done by regulating the other power plants with an opposite ramp. At this thesis, the ramp rates are using

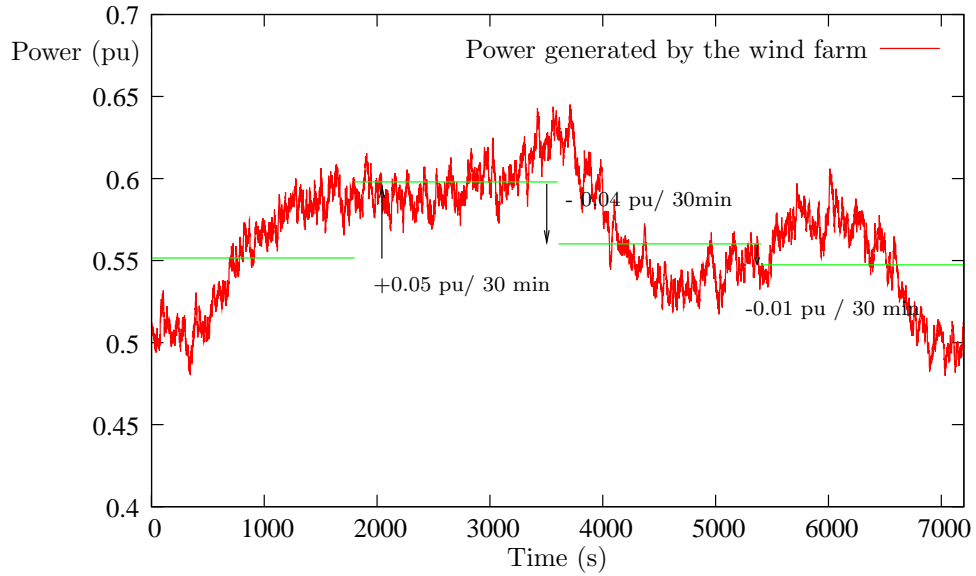


Figure 6.1: Example of ramping rates of the fluctuations in the power produced by a wind farm.

$pu/30min$ as unit, so that in the case where the selected period is 30 minutes ($T = 30min$), the value of the power step between the contiguous averaged powers ($\overline{P_{n+1}(t)} - \overline{P_n(t)}$) and the ramp rate would be the same. This is done for the sake of simplicity, so that the numbers are easy to compare and at the same time they are the steps that should be compensate in the these periods. On the other hand, the same unit ($pu/30min$) is used also when the period is $T = 10min$, in spite that the time unit chosen is in this case greater than the length of the period, in this way, both parameters (when $T = 30min$

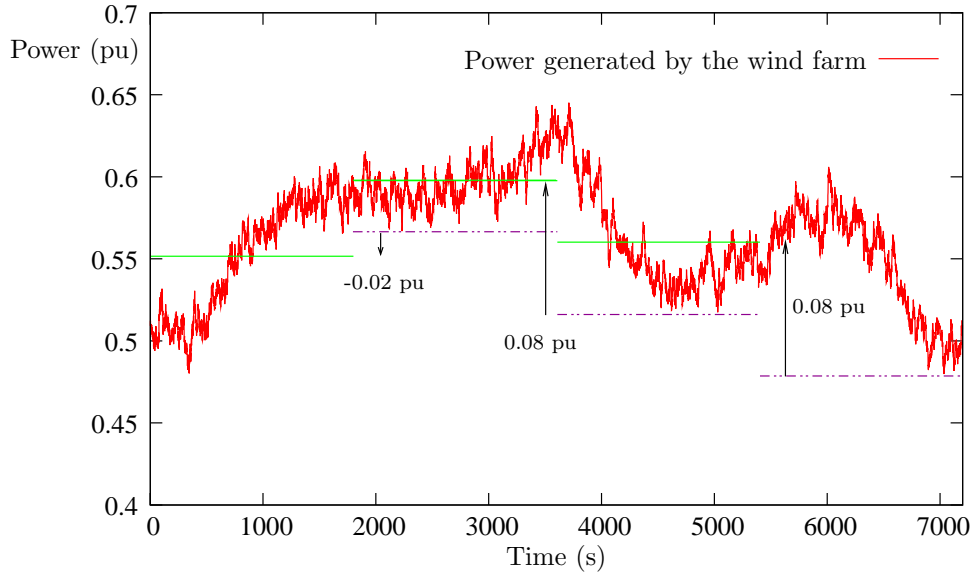


Figure 6.2: Example of reserves requirement due to the fluctuations in the power produced by a wind farm.

and when $T = 10 \text{ min}$) can be compared.

Another interesting parameter regarding the high penetration wind energy integration is the reserve requirement ($P_{\text{res},T}$). This parameter deals with the energy reserves that have to be allocated in advance, and so it quantifies the difference between the instantaneous power in the following period and the averaged power at the current period, i.e.

$$P_{\text{res},T} = \overline{P_n(t)} - \min(P_{n+1}(t)) \quad (6.2)$$

where $\min(P_{n+1}(t))$ is the instantaneous minimum of the power production of the wind farm during the $n + 1$ time period.

In this case, the stronger requirements correspond to the greater $P_{\text{res},T}$, as that fall of energy in the wind farm would be covered by the energy reserves of the grid. For instance, such reserves requirements can be accomplished by using energy storage systems in that time frame and rotational energy depending on the limits of the frequency oscillation fixed by grid codes.

Therefore, in both parameters, the greater requirements are related with the most negative ramp rates or the greatest reserves requirements. Analogously to the way of analysing the electrical loads in power generation, the duration curves are used as a suitable tool for evaluating these extreme conditions. These duration curves are built by ordering in descending order

the ramp rates and the reserves requirements. In this way, such curves can be used for calculating percentiles for the most negative ramps and greatest reserves, which is a good way to estimate the general grid requirements for compensating the power fluctuations. In this way, at this work it has been calculated the 1% percentile in the worst case, i.e. the 1%-percentile of greater reserves, or the 1% of more negative ramp rates, which will be called hereinafter the 99% percentile as ramp and reserves are being ordered descending.

6.1.2 Active Power Regulation

The Danish code, previously mentioned, fixes some conditions about regulation of active power within a wind farm, however these conditions do not cover the deviations from the desired power production caused by lack of wind resources.

The first condition of the regulation rules is that it should be possible to limit the production of a wind farm to any set-point value in the range of 20% of the rated power. The deviation between the set-point value and a metered 5-minute mean in the connection point should not exceed a 5% of the rated power of the wind farm. Furthermore, it should be possible to set the regulation speed at upward and downward regulation in the interval up to 10% of rated power per minute.

That regulation abilities are integrated in a wind farm joint function which can ensure its remote control, this controller enables various types of regulation which can be given locally or by the operator system. Moreover, the grid code defines different types of regulation that can be done by using these controllers.

From those available types of regulations there are two, which can be also useful for reducing the effects of the fluctuations, concretely the the ramp limitation (positive and/or negative) and the delta production constraint.

Ramp limiting strategies

The ramp limiting strategy consist in a limitation of the maximum increasing gradient of the current production, i.e. it prevents the farm production from increasing too fast when the wind speed is rising or when the farm is to be started in high wind. If the wind speed is decreasing, then the constraint does not have any function. An example of this kind of regulation is shown in figure 6.3.

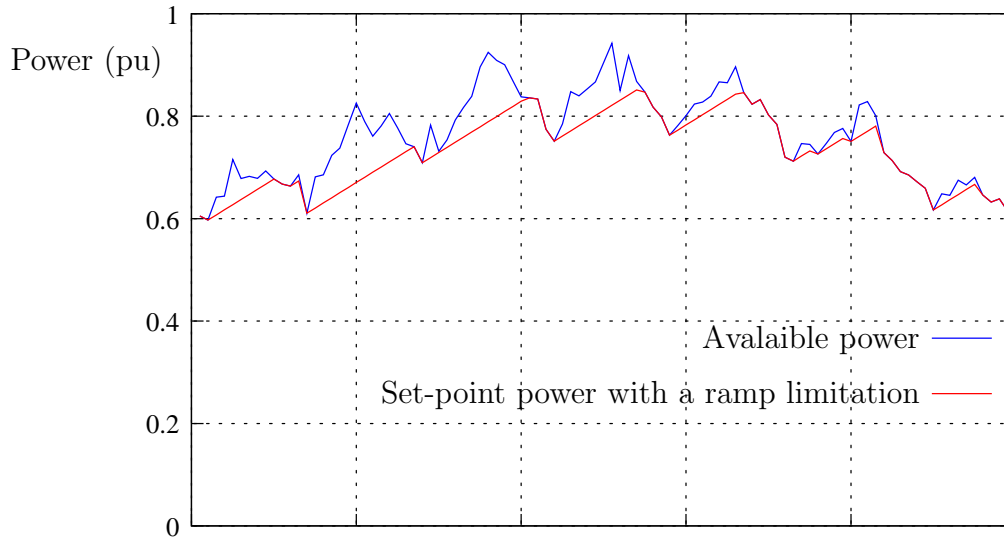


Figure 6.3: Example of the Ramp limitation applied to the available power of a wind energy system.

Delta production constraint

The Delta production constraint consist on limiting the current production to a fix delta power value below the possible production. This type of regulation is shown in figure 6.4.

This constraint is usually used for increasing the regulation capabilities in the wind farm.

The Delta constraint can also be used jointly with the ramp limiting strategy, allowing then also to fix a maximum negative gradient for the cases in which the wind speed is decreasing and it is possible to limit that descend by reducing the delta value, an example of this mixed constraint is shown in figure 6.5.

6.2 Validation

In order to validate the aggregated model and the diversified model, the results produced by simulations carried out through these models are compared with the results of the analysis of the experimental data. For that purpose, the measured and the simulated data are used hereinafter for calculating the ramp rates and the reserve requirement parameters.

After doing that calculation in each package of real or simulated data,

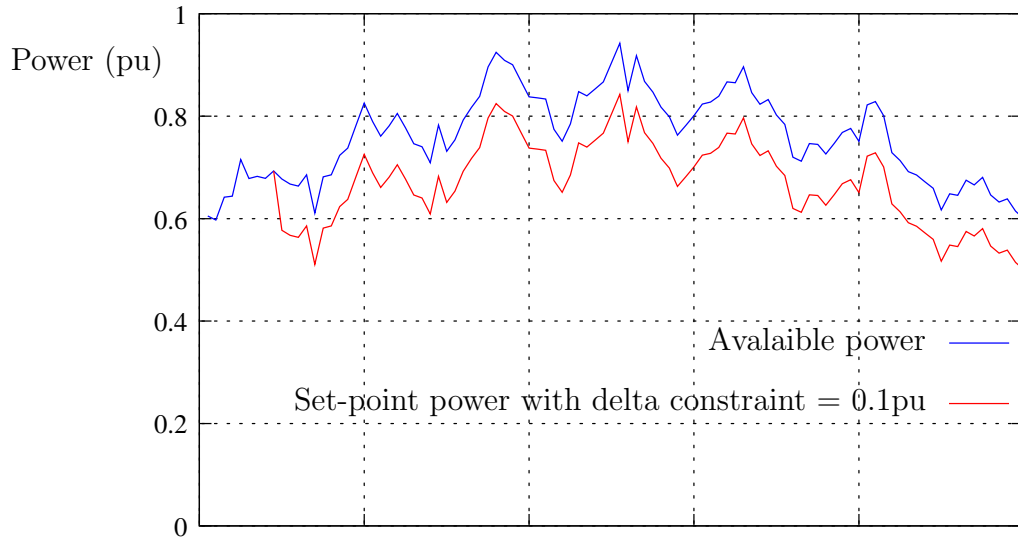


Figure 6.4: Example of the Delta constraint regulation applied to the available power of a generation system.

they have to be classified by their power average or their average wind speed, because the statistics of the ramping will depend strongly on these variables due to the different behaviours in the power curves. For instance, the power is not likely to increase very much when it is already close to rated.

In this case, the wind speed has been chosen as the better parameter to separate the intervals, in this way the 2-hour series of data have been classified attending to their average wind speed, this is done to separate the zone when the power is getting close to the nominal power, from the zone where the power is on its nominal value, but the wind is increasing, which can reduce the power because of crossing the cut-out point at some wind turbines.

6.2.1 Aggregated model

It has been used the aggregated model developed and implemented in the previous chapters, initially without using the correlation model of chapter 5. For being able to estimate properly the percentile parameters, there has been simulated 80000 series of 2 hours for each mean wind speed analysed. In each of these simulations, the wind direction has been determined randomly following the distribution of the experimental 2-hour average.

In order to calculate the percentile and to compare the simulated data with the real one, the ramp rates are classified in a duration curve in which

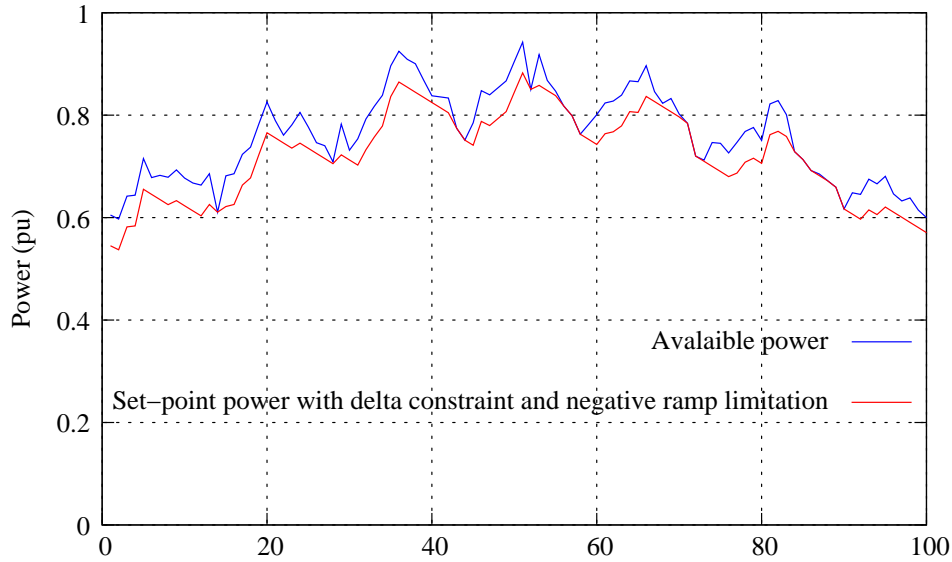


Figure 6.5: Example of the Delta constraint regulation, together with a negative ramp limitation, applied to the available power of a generation system.

the rates are ordered from the greatest to the smallest. An sketch of this procedure is shown in figure 6.6

Concretely, in the figure 6.7, the duration curve of 30-minute ramp rates corresponding to series simulated by the aggregated model with an average wind speed within the wind farm of 8.7 m/s is represented and compared with the calculated from the measured data. Where it has been selected intervals with a length of average wind speed of 2 m/s , being its overall average (from all series) the same as in the simulated data. For this wind speed value and for others which are very often in the experimental data, it has been also used intervals of 1 m/s leading to similar results.

Analogously, the duration curve of the energy reserves requirement has been build with the simulated data and with the measured data in the same conditions, being compared in the figure 6.8.

In both figures, it is shown a quite good agreement in the behaviour of the wind farm when using the aggregated model compared with the real data.

Focusing in the percentile data described before, which are significant parameters for evaluating the needs of the grid in order to compensate the fluctuations, it can be compared easily the ramping and the reserves requirements for different wind speeds. In this way, in the figure 6.9 the 99%-percentile of ramp rates for different wind speeds are plotted, showing a

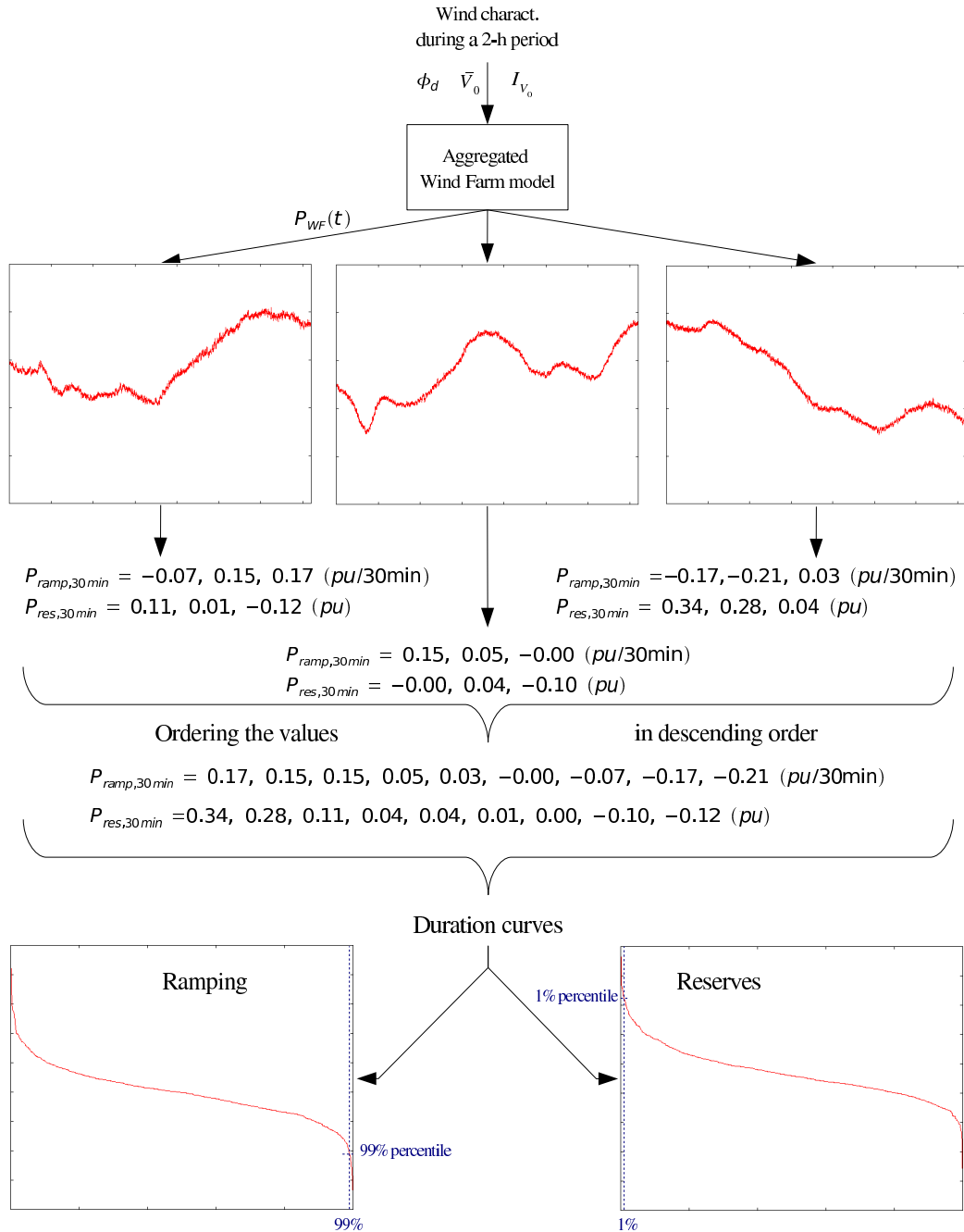


Figure 6.6: Sketch of the calculation of the ramp and reserve duration curves within the aggregated model.

significant agreement with the measured data. In such data, it is also shown that the ramp rates increases with the wind speed, but when the wind speed

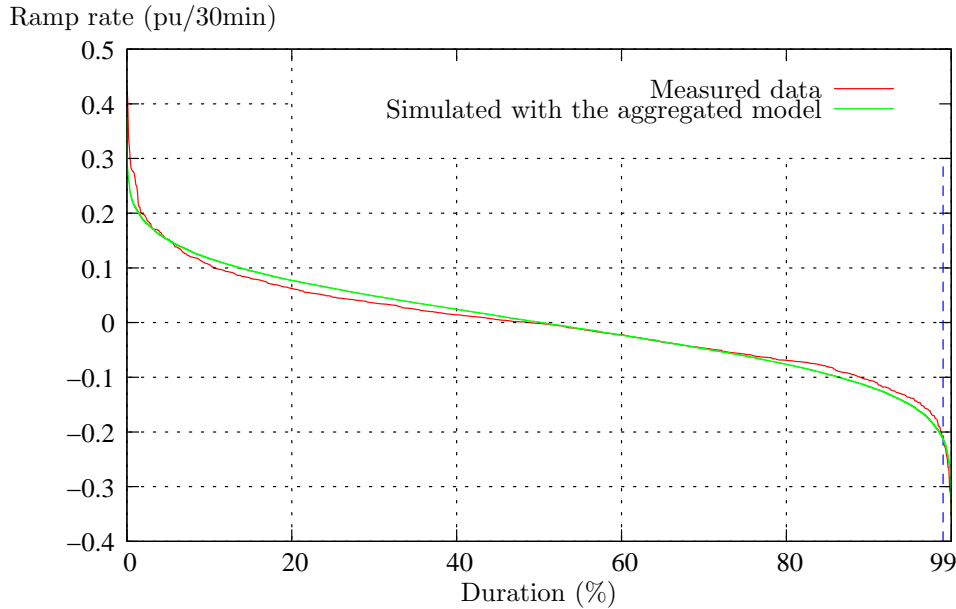


Figure 6.7: Duration curves of the 30-minutes ramping rates corresponding with 2-hours series, whose average wind speed is around 8.7 m/s .

is high, and therefore, the flat part of the power curve is getting nearer, then the ramping tends to reduce when the wind speed rises. Similar results are found when comparing the 1% percentile of the reserves requirements. In the simulated data, it is shown that the reserves requirements descend when the wind speed is high, and so when the power average is getting near to the rated power. However, in this case the measured data goes on rising instead of descending and so there is a small difference of behaviour at the point around $\bar{V} = 12.5\text{ m/s}$.

In order to analyse this in a deeper way, the comparison has been extended, including a point with higher wind speed, concretely $\bar{V} \approx 14.4\text{ m/s}$. Unfortunately, the amount of real data which pass the filtering at that wind speed is considerably less and so the reliability of these data decreases. Anyway, the comparison calculated for the ramp rates and for the reserves requirements is shown respectively in figures 6.11 and 6.12.

Looking at the measured points, it is possible to see that the ramp rates and the reserves requirements descend when rising from $\bar{V} = 12.5\text{ m/s}$ to $\bar{V} = 14.4\text{ m/s}$, so this confirms the behaviour expected previously, especially in the case of the reserves requirements, where it was not shown at the previous wind speed. However at this point the difference between the simulated values and the measured values rises considerably. This is explained because in this

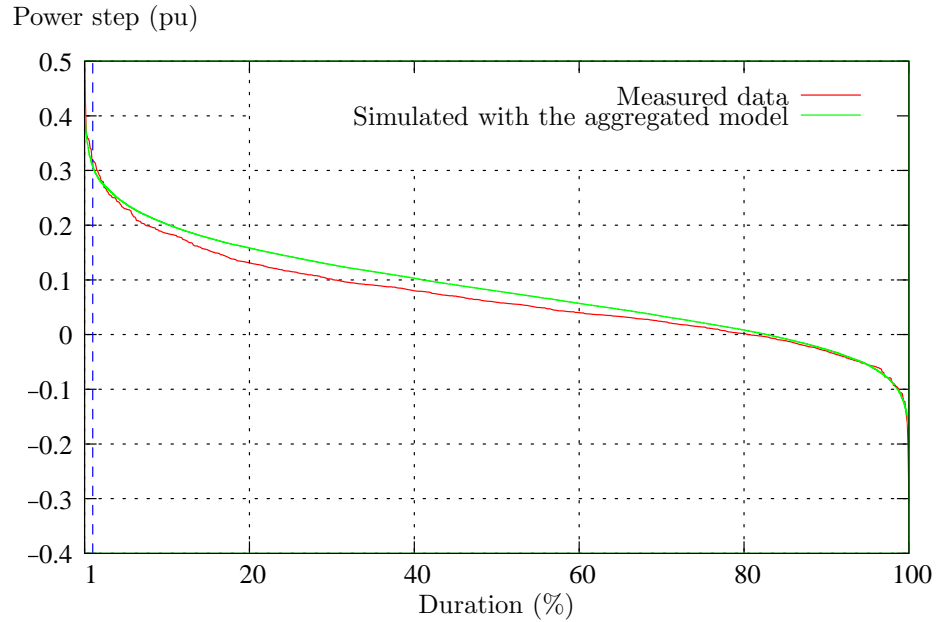


Figure 6.8: Duration curves of the 30-minutes reserve requirements corresponding with 2-hours series, whose average wind speed is around 8.7 m/s .

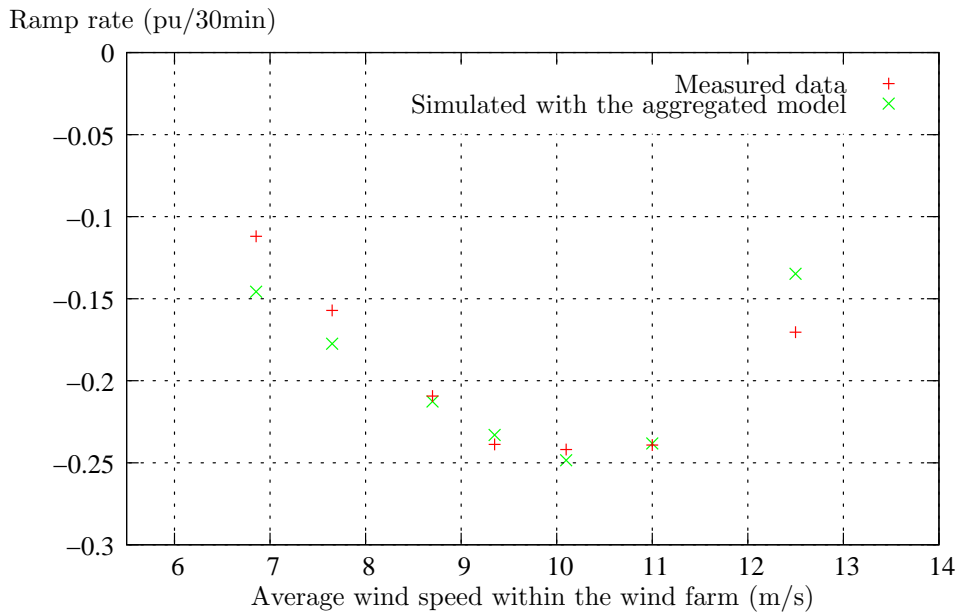


Figure 6.9: Comparison of the 99% percentile of the 30-minutes ramping rates in different average wind speeds between the measured data and the simulated data through the aggregated model.

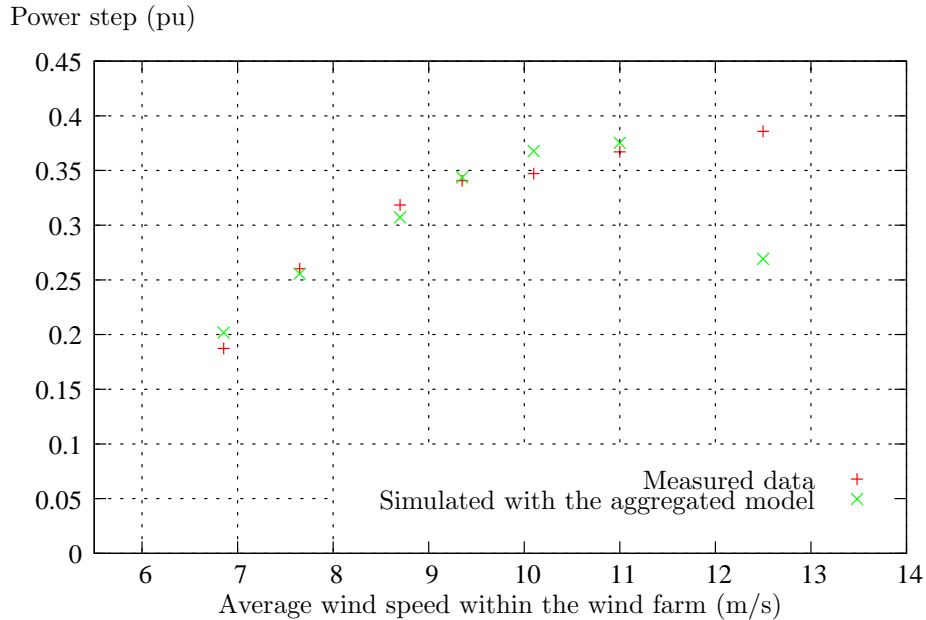


Figure 6.10: Comparison of the 1% percentile of the 30-minutes reserve requirements in different average wind speeds between the measured data and the simulated data through the aggregated model.

case, and partially in the previous wind speed one, the size of the interval considered when calculating the measured data has an important influence. In fact, it is the difference of staying all the time around the flat part of the power curve or being in some series near the “linear part” or, on the other hand, near the cut-out wind speed. This has been proved, by carrying out simulations with the average wind speed generated randomly in the same speed interval. In this case, which has been represented in the previous figures by a green asterisk (instead of a cross), we see that the simulated behaviour, regarding the percentiles, gets very close to the measured data. Therefore, it would be interesting to reduced the speed bins in the points out of the linear part of the power curve, however for that purpose it would be needed more data. Moreover, the ramping and the reserves requirement for that wind speed have been plotted in the figures 6.13 and 6.14, considering the two options of simulating it. There it is shown that at the “normal behaviour” the simulation of the average wind speed is closer to the real data, but when regarding the percentiles, as it has been said before the important data are the series where the wind speed are farer (and so closer to “the linear part” or to the “cut-out”), being consequently closer the simulations done with a range of wind speed.

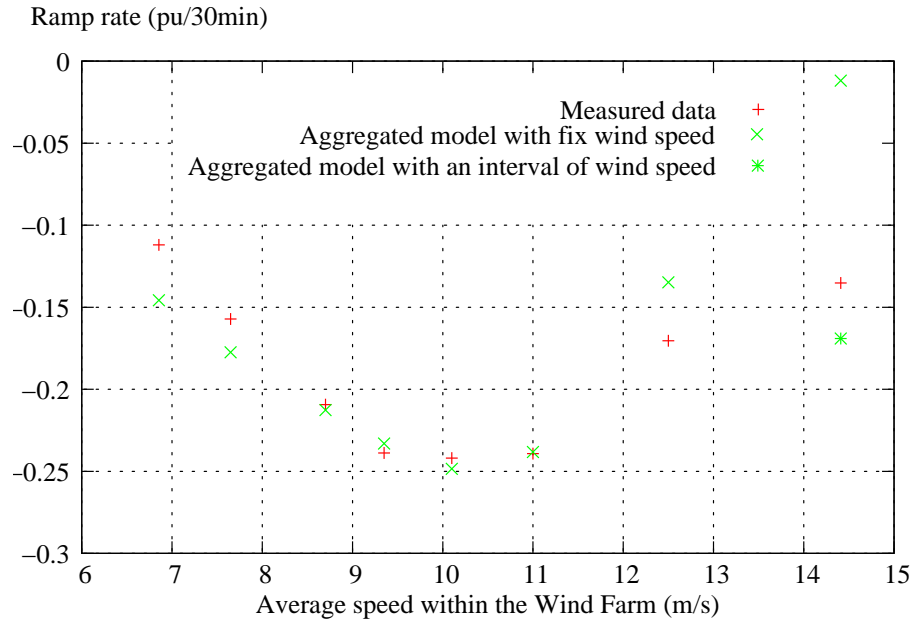


Figure 6.11: Comparison of the 99% percentile of the 30-minutes ramping rates in different average wind speeds between the measured data and the simulated data through the aggregated model.

Therefore, the model is working fine even in the non-linear area and in the “transition part”, even though that for comparison purposes with the real data, it should be needed more series of real data, for reducing the bins. On the other hand, there has not been done a comparison located closer to the “cut-out” point or to the “cut-in” point. In these points it is expected that the error of an aggregated model as this one, which is based on an aggregated power curve, would rise comparing it with a diversified model. In the case of the “cut-in” situation, there is not an important interest in studying it deeper from the point of view of ramping and reserves, as its influence is small. But the “cut-out” point is also an important point for fluctuations impact, even though that it does not happen so often as the points here shown.

Furthermore, the correlation effect described in the previous chapter has been included for checking its effects and some packages of 80000 series have been simulated. Afterwards, the percentile of the ramping rates and the reserves requirements have been compared with the previous results in the figures 6.15 and 6.16, where it is shown that, regarding these parameters, the results, specifically the duration curves, are very similar to the previous simulations, being just a little more conservative. However the computational

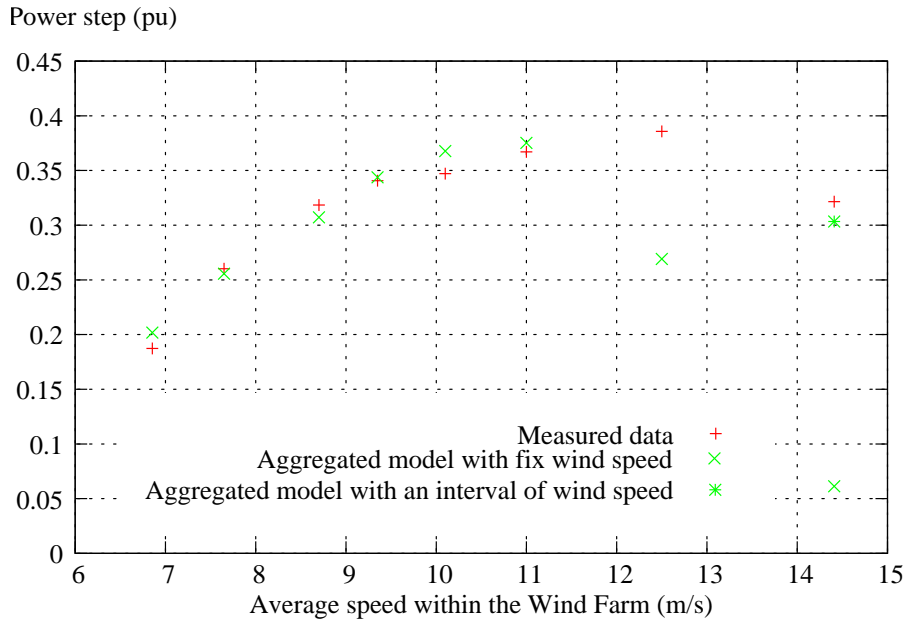


Figure 6.12: Comparison of the 1% percentile of the 30-minutes reserve requirements in different average wind speeds between the measured data and the simulated data through the aggregated model.

cost rises significantly, so when calculating ramp rates or reserve requirements, it has been decided not to include this effect.

Next, the ramp rates and the reserve requirements have been calculated within 10-minutes periods, these results are showed respectively in figure 6.17 and 6.18, where they are also compared with the same parameters calculated from measured data. The figures show a good agreement between the simulated and the measured data, and a qualitatively similar behaviour than when analysing the 30-minutes period.

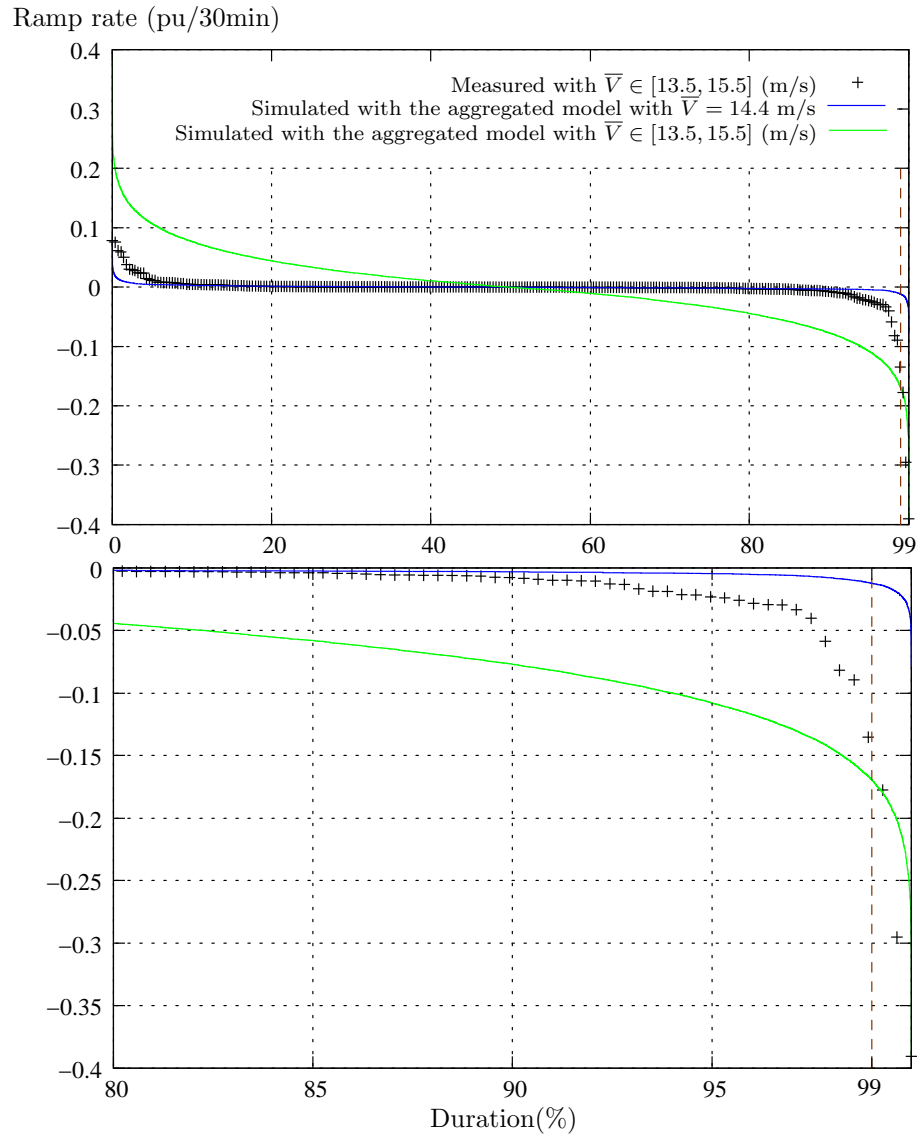


Figure 6.13: Comparison between the duration curves of the 30-minutes ramping rates corresponding with 2-hours series, whose average wind speed is around 14.4 m/s , for the measured and the simulated data through the aggregated model, defining in the last case, the wind speed ranges in two different ways.

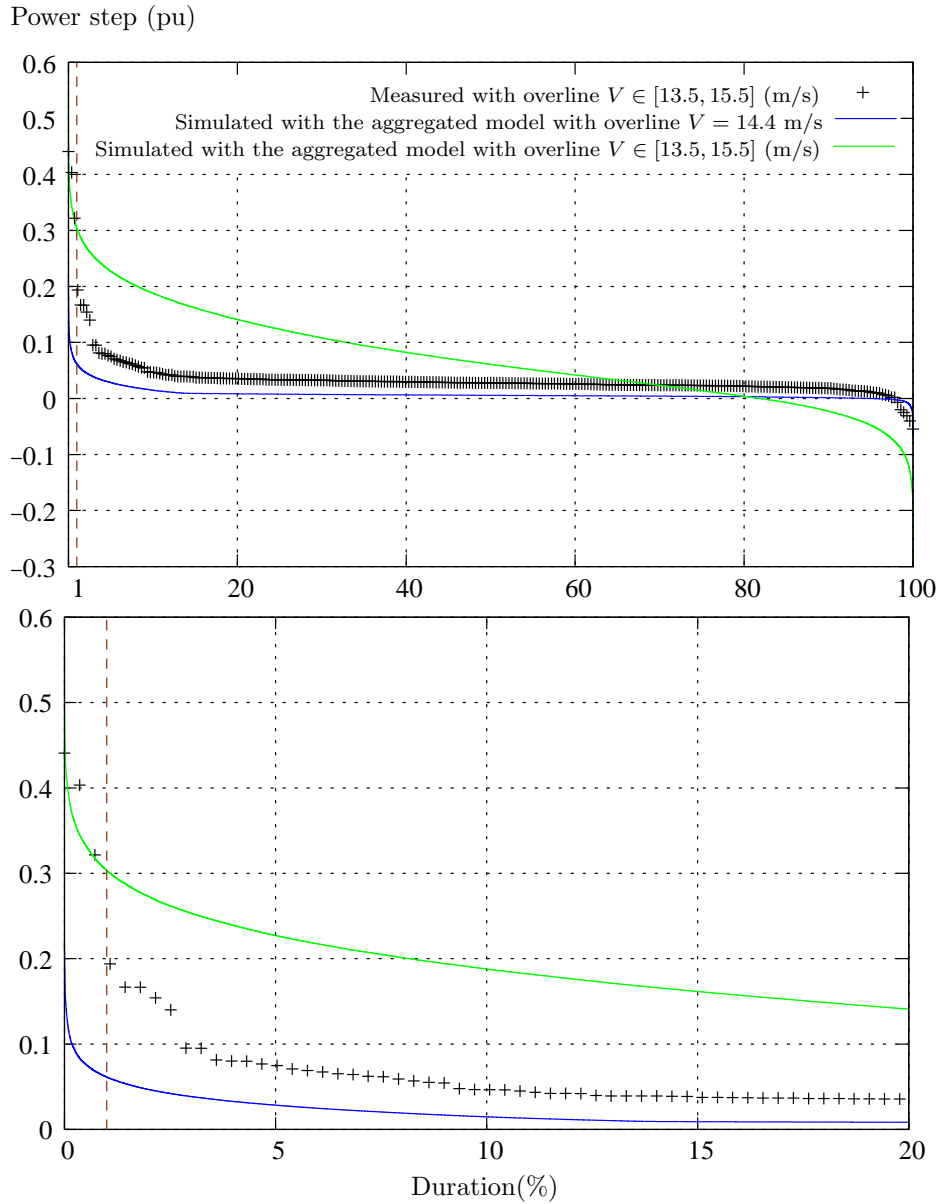


Figure 6.14: Comparison between the duration curves of the 30-minutes reserve requirements corresponding with 2-hours series, whose average wind speed is around 14.4 m/s, for the measured and the simulated data through the aggregated model, defining in the last case, the wind speed ranges in two different ways.

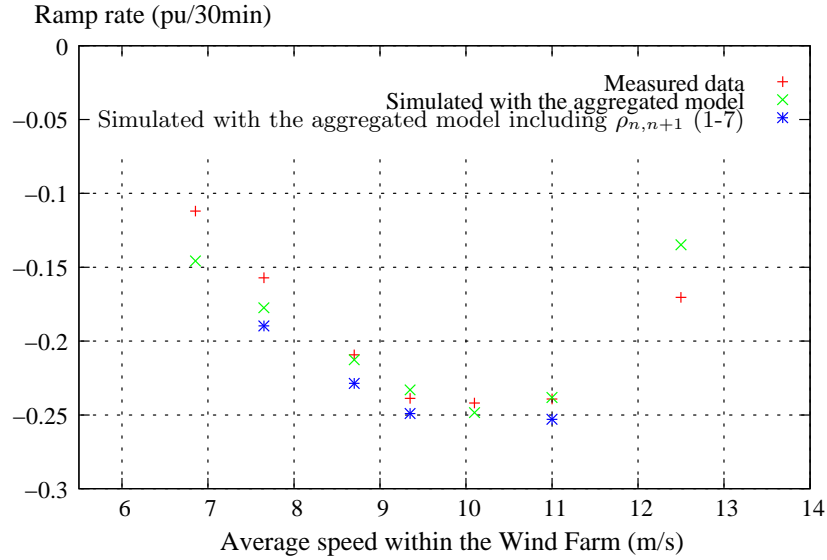


Figure 6.15: Comparison of the 99% percentile of the 30-minutes ramping rates in different average wind speeds between the measured data and the simulated data through the aggregated model, including also the effects of the fluctuating energy correlation.

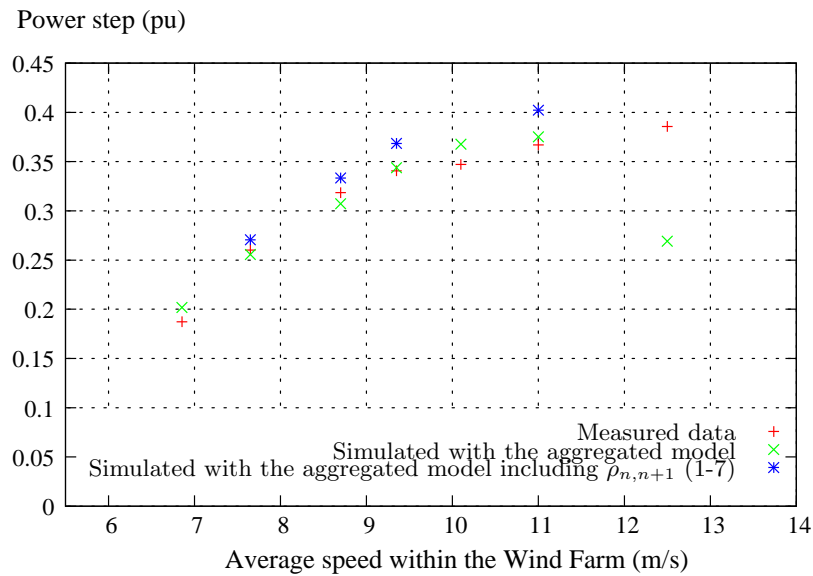


Figure 6.16: Comparison of the 1% percentile of the 30-minutes reserve requirements in different average wind speeds between the measured data and the simulated data through the aggregated model, including also the effects of the fluctuating energy correlation.

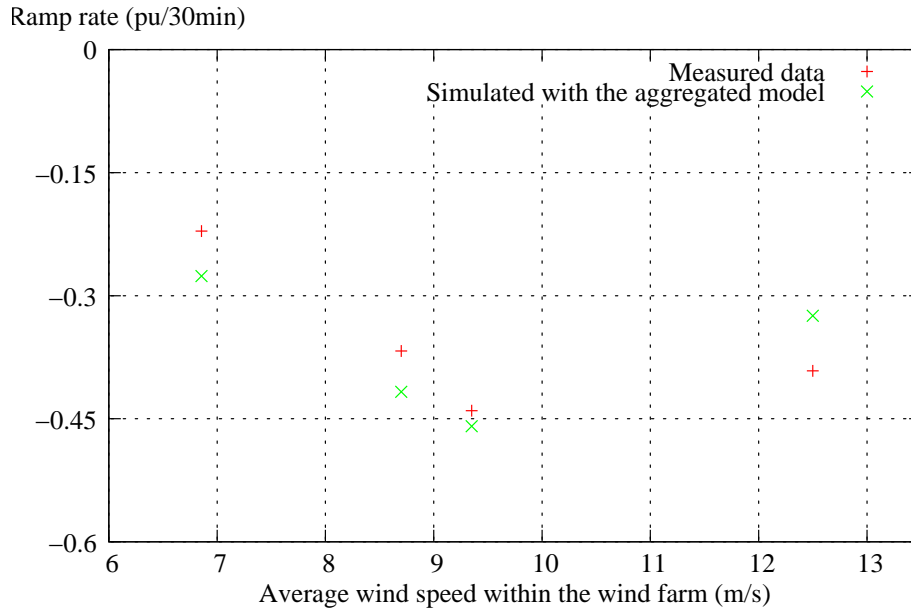


Figure 6.17: Comparison of the 99% percentile of the 10-minutes ramping rates in different average wind speeds between the measured data and the simulated data through the aggregated model.

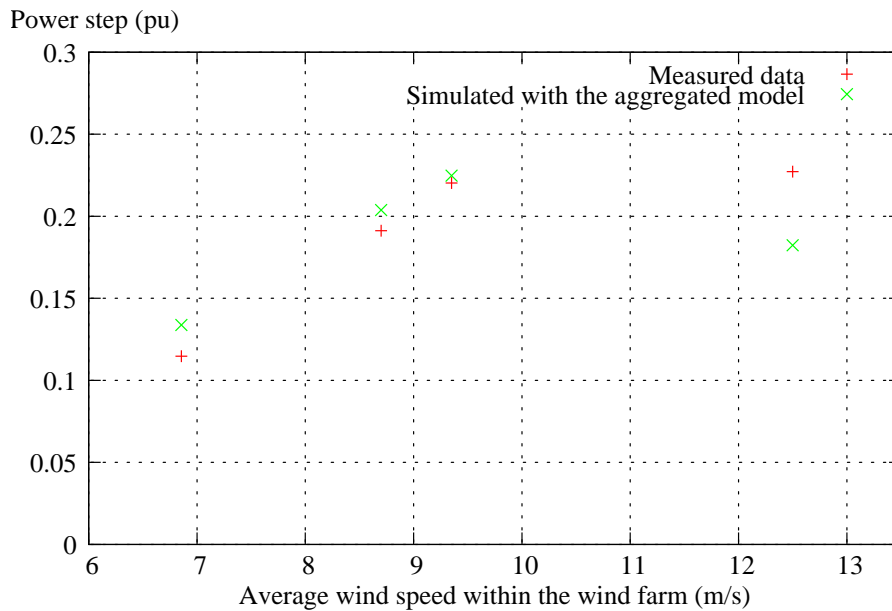


Figure 6.18: Comparison of the 1% percentile of the 10-minutes reserve requirements in different average wind speeds between the measured data and the simulated data through the aggregated model.

6.2.2 Diversified model

Similarly, it has been simulated series of 2 hours using the diversified model described in section 3.4. For that purpose, the program *WindPowerFluctuationSimulator*, developed by P. Sørensen, has been used. In that program the models described in that section can be easily included, but the coherence one, which had to be simplified into a Schlez & Infield like, at least at current version.

In this case, 15000 series have been simulated for each wind speed data. Even though that there could be some small errors in the scale shown, this reduction is done because of the computational cost, which rises enormously comparing with the previous model.

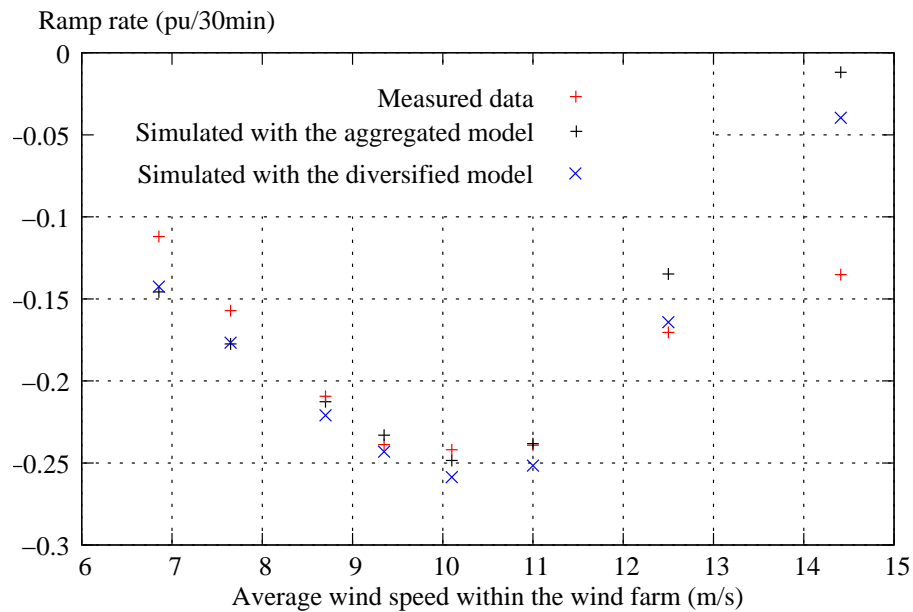


Figure 6.19: Comparison of the 99% percentile of the 30-minutes ramping rates in different average wind speeds between the measured data, the simulated data through the aggregated model and through the diversified model.

The 99% percentile of the 30-minutes ramping rates for the diversified model is plotted in the figure 6.19, being compared there with the results of the aggregated model and the measured data. The same comparison is done for the 30-minutes reserve requirements in the figure 6.20.

Regarding the ramping, when the wind speed is around the linear part

of the power curve, there is a very good agreement. On the other hand, when getting closer to the flat part of the power curve, concretely at the point calculated for $\bar{V} = 12.5$ m/s, despite that the difference is small, the diversified model is giving results, in principle, closer to the measured data. Afterwards, in the “deep flat part” of the power curve, there are also small differences between both ways of simulating, however both are far from the measured data. These differences between both ways of simulating and the measured data was explained in the previous section, where it was show that when the wind is on the flat part of the power curve, and lightly when getting close, there is an important influence of the selection procedure of the measured interval, which create these considerable differences. In principle,

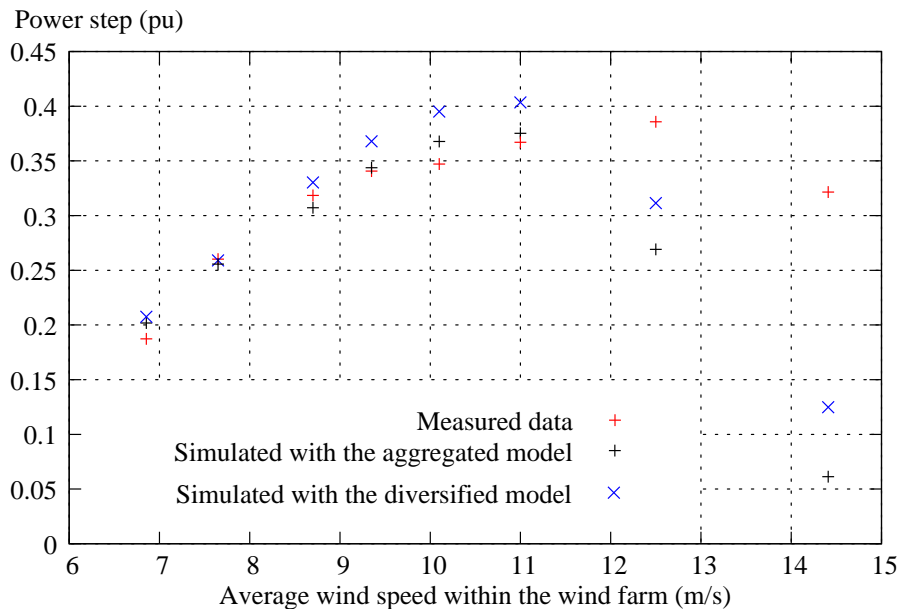


Figure 6.20: Comparison of the 1% percentile of the 30-minutes reserve requirements in different average wind speeds between the measured data, the simulated data through the aggregated model and through the diversified model.

it seems logic to assume that the diversified model should be more reliable in this part due to its non linearity, nevertheless it would be needed more measured data for evaluating it, removing firstly the “interval size” error. Anyway, even in this zone the differences are not that important.

Looking into the 30-minutes reserves percentile, it is shown a similar behaviour as in the ramping rates. In this case, with some small differences for medium-low wind speed, where the aggregated is even closer to the measured data, due to the approximation done with the coherence model in the

diversified one.

These percentiles have been also calculated for 10-minutes ramp rates and reserve requirements, being plotted in the figures 6.21 and 6.22 respectively. In such comparisons, there is a total agreement even for the part where the

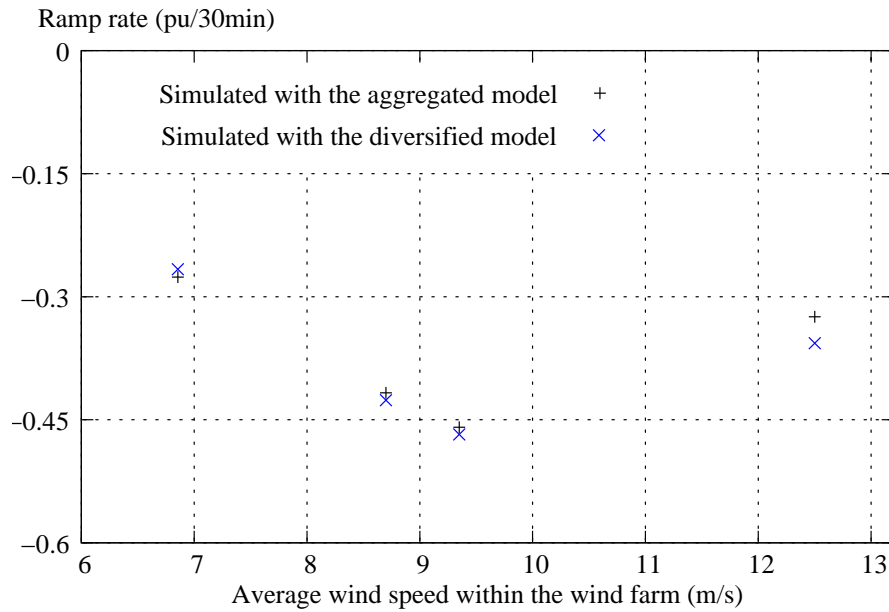


Figure 6.21: Comparison of the 99% percentile of the 10-minutes ramping rates in different average wind speeds between the simulated data through the aggregated model and through the diversified model.

turbines are getting into the flat part of the power curve.

Therefore, the aggregated model is estimating very similar results to the diversified model results, reducing impressively its computational cost.

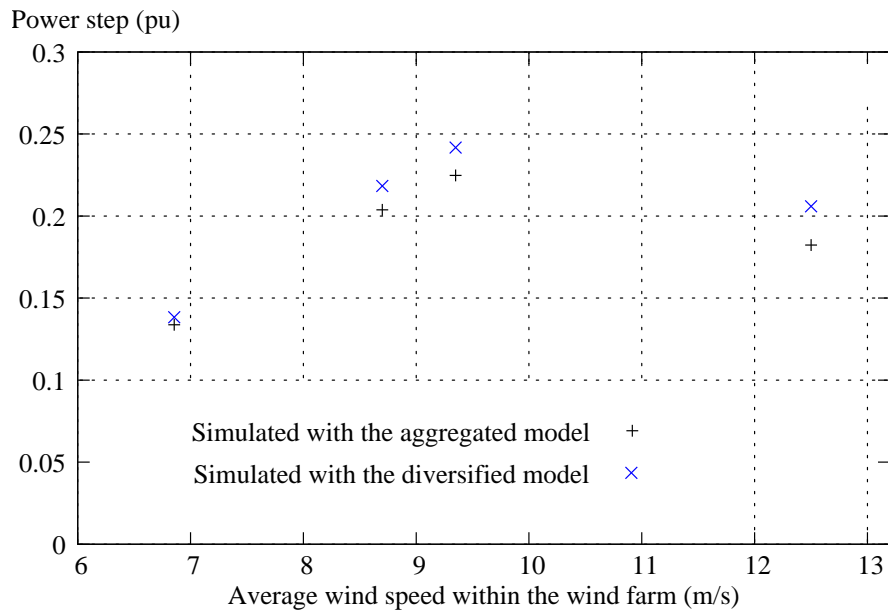


Figure 6.22: Comparison of the 1% percentile of the 10-minutes reserve requirements in different average wind speeds between the simulated data through the aggregated model and through the diversified model.

6.3 Power control

6.3.1 Introduction

As an application of the model developed at this thesis, the aggregated model is used for checking different strategies for reducing the effects of the power fluctuations.

Previously, in the section 6.1.2, different regulation strategies were introduced. These strategies can be used for different purposes. Nonetheless, at this thesis only the strategies which can be useful for smoothing the fluctuations are being studied. For instance, in this way there is no sense in using a delta production constraint, if the delta is not associated with any ramping limitation.

In this way, the following above described strategies are compared:

- Positive ramp limitation
- Delta constraint + negative ramp limitation

As it was shown previously in the section 6.1.2, when one of those strategies is applied, the resulting power output ($P_{curt}(t)$), which has been curtailed, is less (or equal) than the original available power ($P_{aval}(t)$). Being that difference the power losses $P_{leak}(t)$ caused by these regulation strategies.

$$P_{aval}(t) = P_{curt}(t) + P_{leak}(t) \quad (6.3)$$

Both strategies are compared by choosing its parameters so that they have a similar cost, in this case an energy cost, i.e. the considered parameters are selected for each strategy, so that they produce similar energy leakages (E_{leak}). Being given the energy leakages in a serial of length T_s (here 2h.) by the integral of the power losses in such period.

$$E_{leak} = \int_{T_s} P_{leak}(t) dt \quad (6.4)$$

For instance, when calculating the leakage in N_s series, they are calculated by summing the leakage in each serial ($E_{leak} = \sum_{n=1}^{N_s} \int_{T_s} P_{n,leak}(t) dt$).

Then, its smoothing effect is studied by comparing the change in the percentiles corresponding to the ramp rates and reserve requirements for the curtailed power in each case with regard to the ramp rates and reserves requirements of the available power which were shown in the previous section.

Concretely, it has been chosen an energy leakage of 5% and of 10% of the available energy for selecting the parameters.

These parameters are estimated approximately by simulating different parameters in series, whose free stream average wind speed follows a Weibull distribution fitted to the “free stream” wind measured in the meteorological masts MM2 and MM3. And calculating afterwards their energy losses relative to the available energy.

6.3.2 Delta constraint and negative ramp limitation

Firstly, the energy leakage produced by the use of this kind of control is analysed depending on the parameters.

Specifically, when using a delta constraint associated with a negative ramp limiting, there are two parameters: the value of the delta constraint (δ_P) and the negative ramp limit ($\lambda_{R,-}$). So that, a relation between the energy leakages and those parameters can be established: $E_{leak} = f(\delta_P, \lambda_{R,-})$.

In this way, the figure 6.23 shows the energy losses corresponding to different values of the negative ramp limit ($\lambda_{R,-}$), when choosing $\delta_P = 0.025 pu$ and $\delta_P = 0.05 pu$.

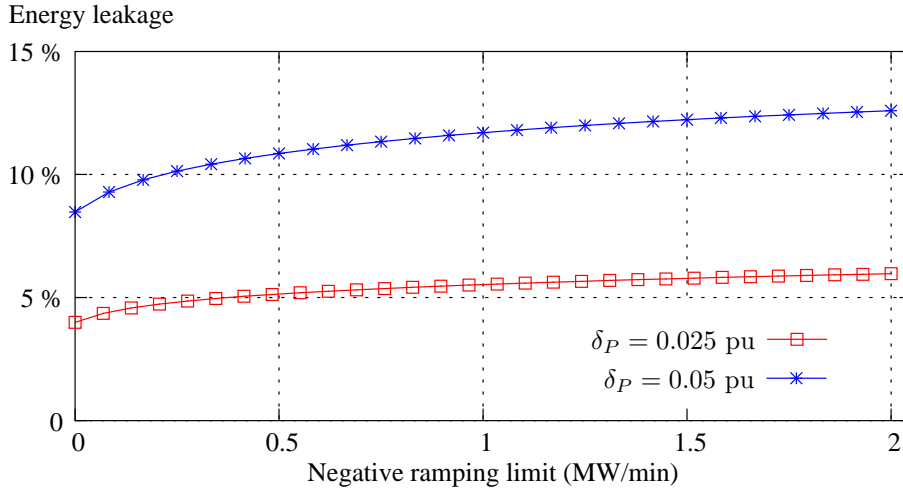


Figure 6.23: Energy leakage produce by the application of delta constraint linked with a negative-ramp limitation.

On the other hand, the figure 6.24 represents the energy losses in the extreme case in which $\lambda_{R,-} = 0$, i.e. the delta constraint is used always to limit any drop.

So, corresponding with a 5% of energy leakages in the wind farm it is being tested $\lambda_{R,-} = 0.37 MW/min$ ($0.07 pu/30min$), $\delta_P = 0.025 pu$; and $\lambda_{R,-} = 0$ with $\delta_P = 0.031 pu$.

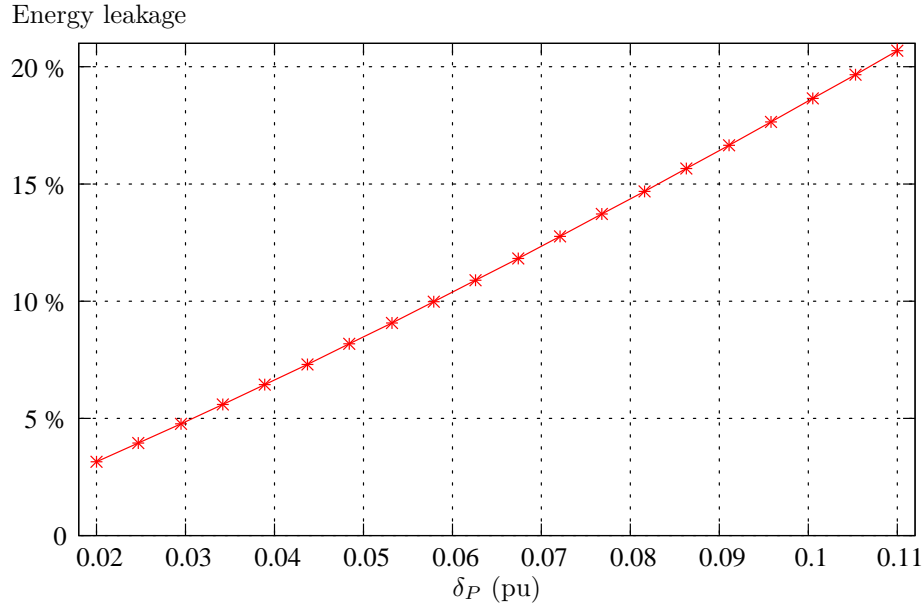


Figure 6.24: Energy leakage produce by the application of delta constraint linked with a all-negative-ramp limitation ($\lambda_{R,-} = 0$).

And when allowing a 10% of energy losses, it is chosen the following cases $\lambda_{R,-} = 0.215 \text{ MW/min}$ ($0.04 \text{ pu}/30\text{min}$) with $\delta_P = 0.05 \text{ pu}$; and $\lambda_{R,-} = 0$ with $\delta_P = 0.058 \text{ pu}$. An examples of application of each of this pair of parameters with a leakage of 10% is shown respectively in the figures 6.25 and 6.26.

Next, as it has been determined two strategies for each leakage level, in order to simplify, they are initially compared for selecting the parameters for each energy leakage that lead to a greater smoothing of the fluctuations.

For that purpose, the strategies are applied to all the series of available power, which have been obtained by using the aggregated model. Being afterwards calculated the corresponding ramp rates and reserve requirements by using the curtailed power series. In this way, in the figure 6.27 the 1% percentile of the reserve requirements is compared for the two suggested strategies with a 5% of energy losses.

Analogously, the same comparison is done for the case with 10% of leakages in the figure 6.28. In both situations, the regulations in which $\lambda_{R,-} = 0$ reduce more the reserve needs than the other combinations. Whereas regarding the ramping rates, the differences are not noticeable. Therefore the two strategies with $\lambda_{R,-} \neq 0$ are rejected.

So, finally the following parameters are selected

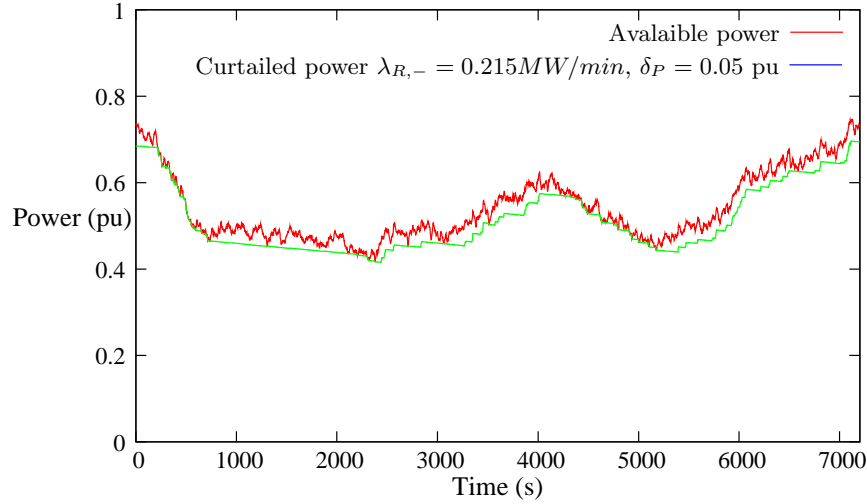


Figure 6.25: Example of the application of a delta constraint linked with a negative ramp limitation ($\lambda_{R,-} = 0.215 \text{ MW/min}$, $\delta_P = 0.05 \text{ pu}$) to 2 hours of simulated available power.

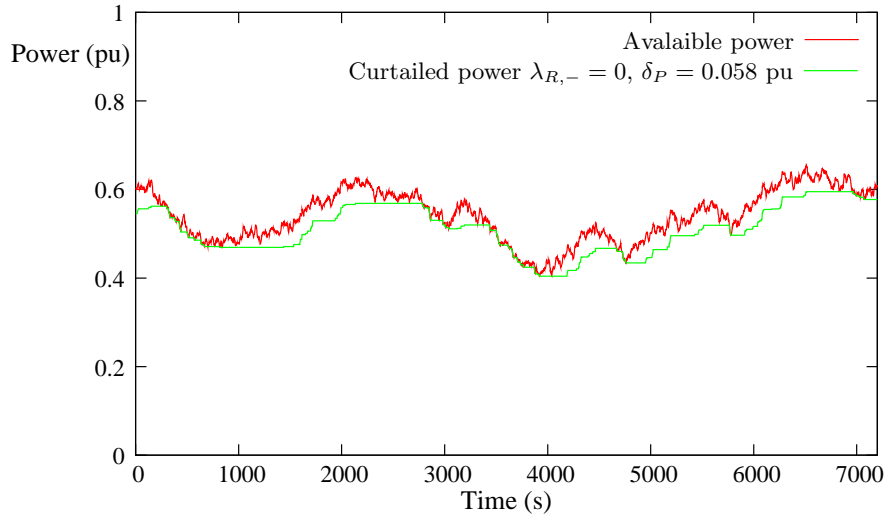


Figure 6.26: Example of the application of a delta constraint linked with all negative ramp limitation ($\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0.058 \text{ pu}$) to 2 hours of simulated available power.

- $\lambda_{R,-} = 0$ and $\delta_P = 0.031 \text{ pu}$ in the case with $E_{leak} \approx 5\% \cdot E_{aval}$
- $\lambda_{R,-} = 0$ and $\delta_P = 0.058 \text{ pu}$ in the case with $E_{leak} \approx 10\% \cdot E_{aval}$

Then, the 30-minutes ramping rates and the reserve requirements per-

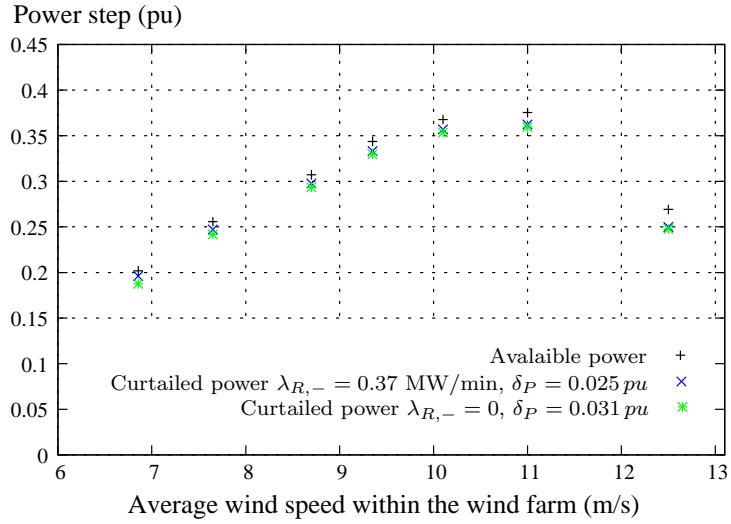


Figure 6.27: Comparison of the 1%-percentile of the reserves requirements for the available power and the curtailed power with delta+negative ramp limitation characterised by $\lambda_{R,-} = 0.37$ MW/min, $\delta_P = 0.025$ pu; and by $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0.031$ pu.

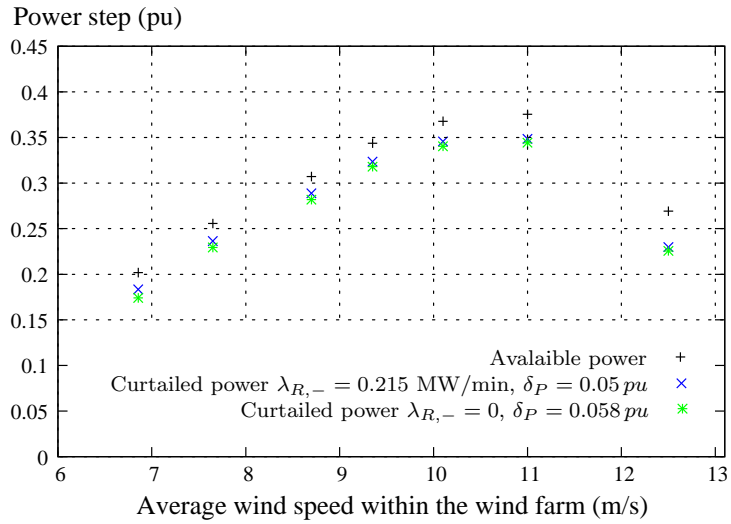


Figure 6.28: Comparison of the 1%-percentile of the reserves requirements for the available power and the curtailed power with delta+negative ramp limitation characterised by $\lambda_{R,-} = 0.215$ MW/min, $\delta_P = 0.05$ pu; and by $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0.058$ pu.

centiles are compared for the curtailed power with a regulation characterised

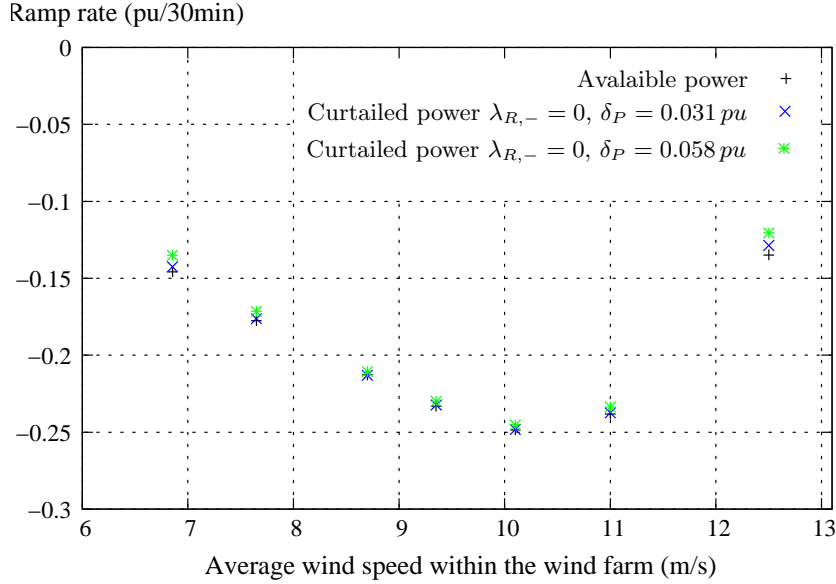


Figure 6.29: Comparison of the 99%-percentile of the ramp rates for the available power and the curtailed power with delta+negative ramp limitation characterised by $\lambda_{R,-} = 0, \delta_P = 0.031 pu$; and by $\lambda_{R,-} = 0, \delta_P = 0.058 pu$.

by those parameters and for the available power. This comparison is shown in figures 6.29 and 6.30.

In such figures, it is shown that the delta constraint plus the all negative-ramp limitation does not reduce appreciably the 99% percentile of the ramp rates whereas it reduces the reserves requirements percentile.

Concretely, the reserve requirements get reduced in near a 5% with regard to their original value when the control strategy is producing the loss of a 5% of the available energy and a bit less than a 10% when the losses of the control strategy are a 10% as it is shown in the figure 6.31.

However, the reduction in the reserves is proportionally greater for the average wind speeds whose reserve needs are smaller.

The 10-minutes percentiles of the ramping rates and the reserve requirements have also been calculated (see figure 6.32 and 6.33), showing a similar behaviour than the 30-minutes parameters, proportionally with greater reductions for the reserve needs, as shown in figure 6.34.

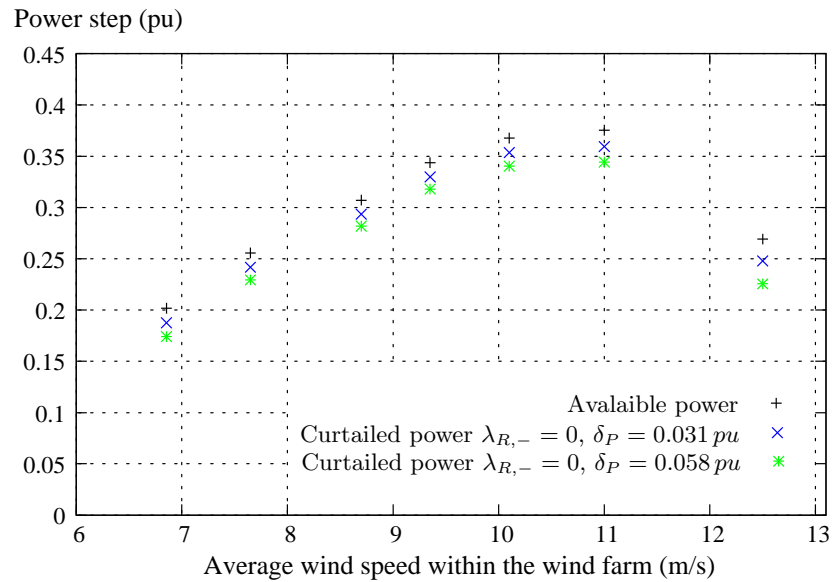


Figure 6.30: Comparison of the 1%-percentile of the reserve requirements for the available power and the curtailed power with delta+negative ramp limitation characterised by $\lambda_{R,-} = 0, \delta_P = 0.031 pu$; and by $\lambda_{R,-} = 0, \delta_P = 0.058 pu$.

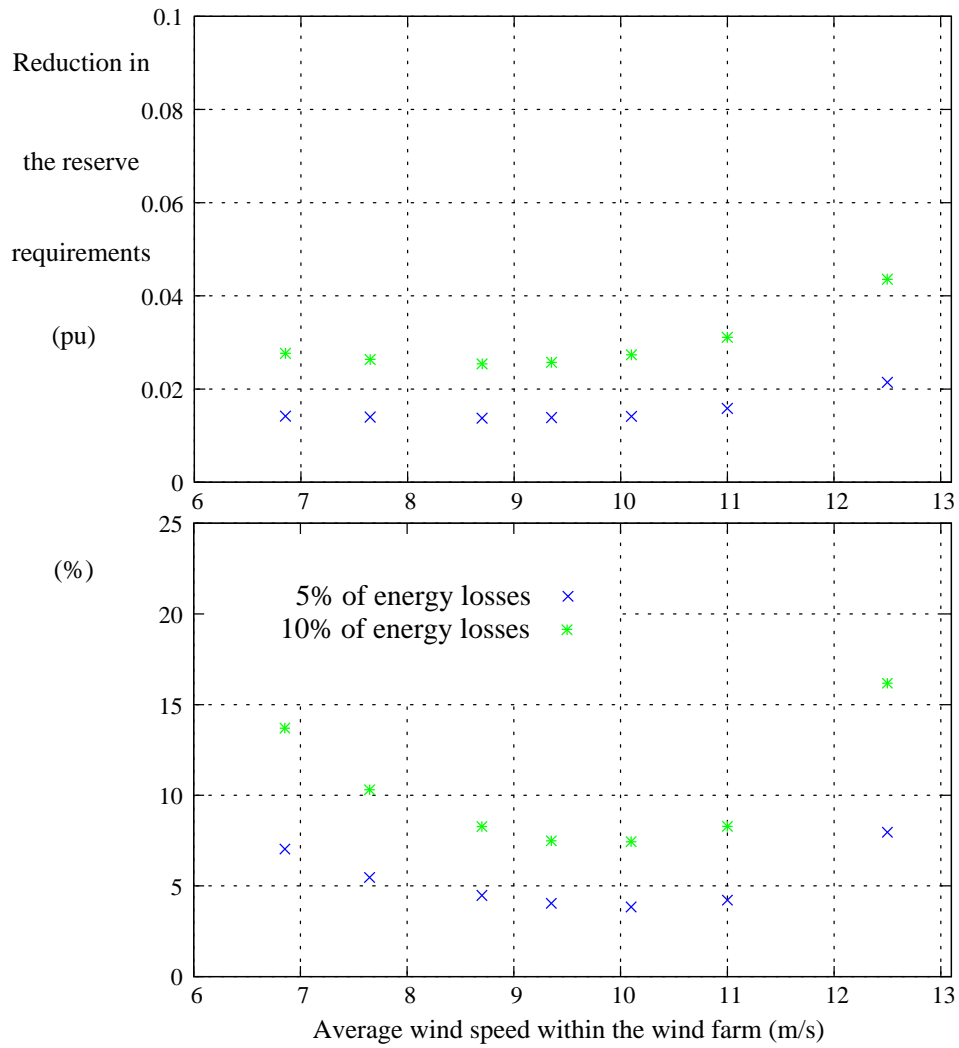


Figure 6.31: Comparison of the reduction of the reserve requirements (1%-percentile) for the curtailed power with delta+negative ramp limitation characterised by $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0.031 pu$; and by $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0.058 pu$ with regard to the available power.

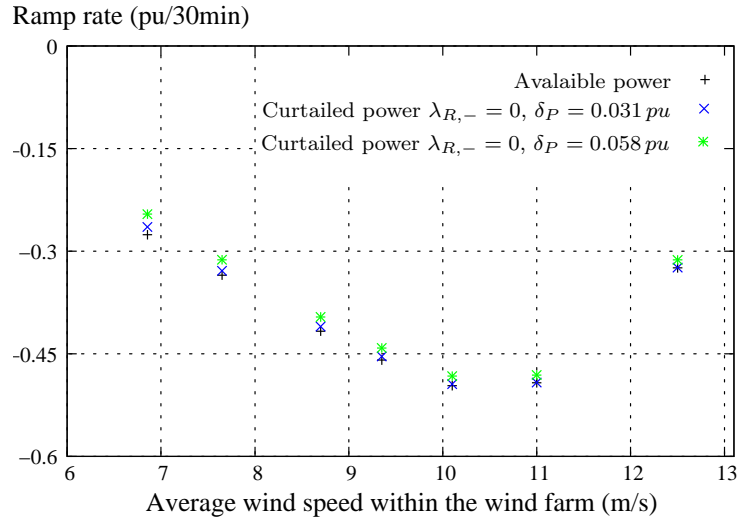


Figure 6.32: Comparison of the 10-minutes 99%-percentile of the ramp rates for the available power and the curtailed power with delta+negative ramp limitation characterised by $\lambda_{R,-} = 0, \delta_P = 0.031 pu$; and by $\lambda_{R,-} = 0, \delta_P = 0.058 pu$.

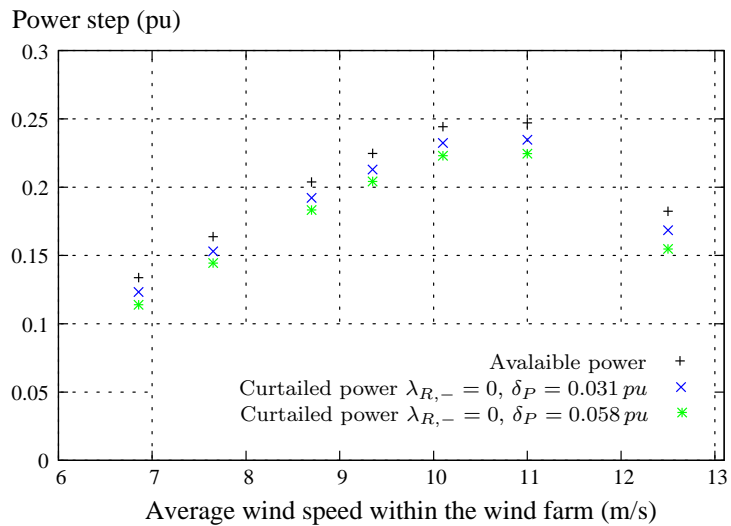


Figure 6.33: Comparison of the 10-minutes 1%-percentile of the reserve requirements for the available power and the curtailed power with delta+negative ramp limitation characterised by $\lambda_{R,-} = 0, \delta_P = 0.031 pu$; and by $\lambda_{R,-} = 0, \delta_P = 0.058 pu$.

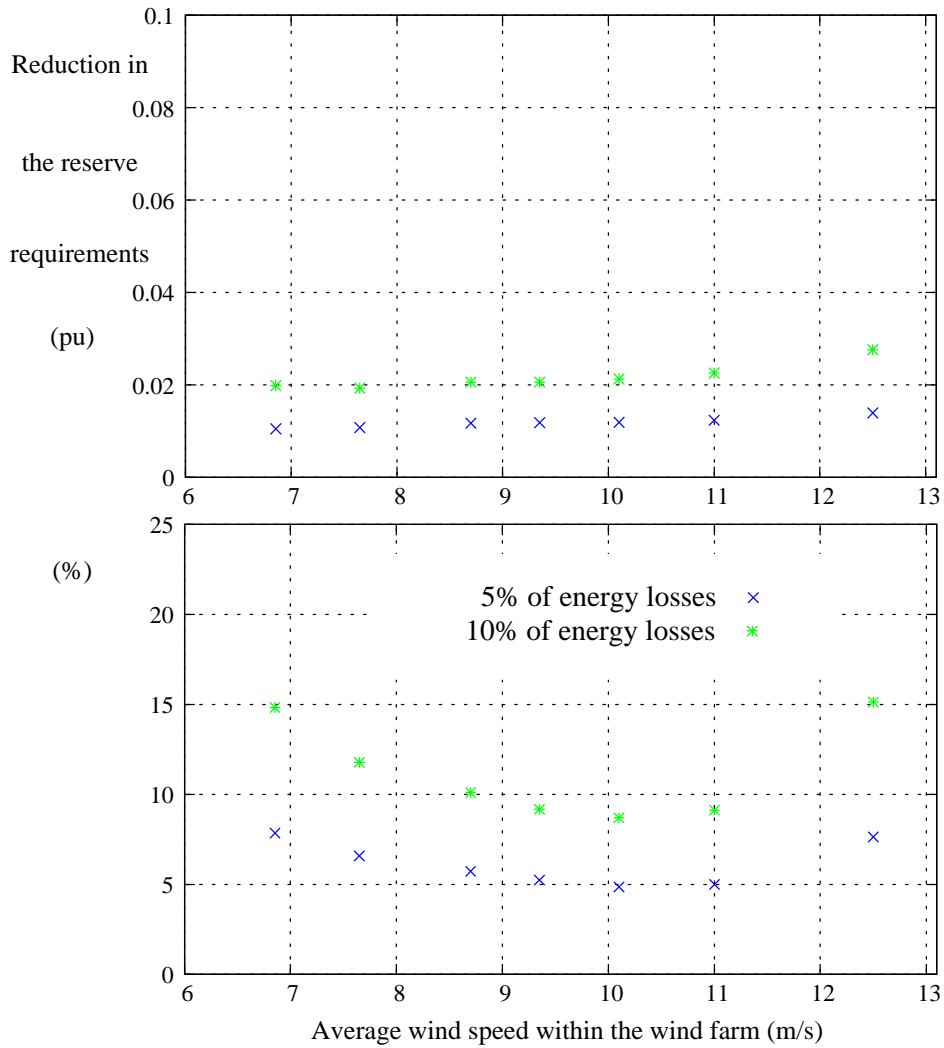


Figure 6.34: Comparison of the reduction of the 10-minutes reserve requirements (1%-percentile) for the curtailed power with delta+negative ramp limitation characterised by $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0.031 pu$; and by $\lambda_{R,-} = 0$, $\delta_P = 0.058 pu$ regarding the available power.

6.3.3 Positive ramp limitation

Analogously to the previous section procedure, firstly, the energy leakage (E_{leak}) produced by the use of this kind of control is analysed for different values of the parameter, that in this case is the positive ramp limit ($\lambda_{R,+}$).

In this way, the figure 6.35 represents the energy leakages depending on the chosen ramp limit $E_{leak} = f(\lambda_{R,+})$. So, the positive ramp limit

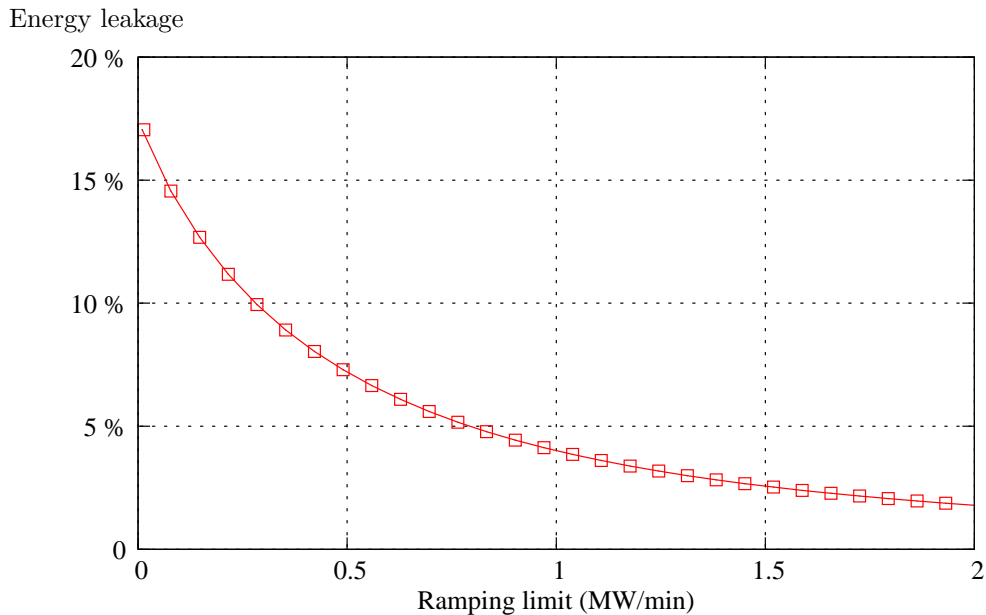


Figure 6.35: Energy leakage produce by the use of a positive ramp limitation.

$\lambda_{R,+}$ corresponding with a 5% of energy leakages is $\lambda_{R,+} = 0.790 \text{ MW}/\text{min}$ ($0.14 \text{ pu}/30\text{min}$). And the ramp limit corresponding to a 10% leakage is $\lambda_{R,+} = 0.283 \text{ MW}/\text{min}$ ($0.05 \text{ pu}/30\text{min}$). An example of application of the positive ramp limitation control with a leakage of 5% to a 2-hours package of simulated available power is found in the figure 6.36, whereas an application of the 10%-losses positive ramp limitation is shown in the figure 6.36.

After applying these positive ramp limitations to a large package of simulated data, it is obtained the curtailed power. Which is afterwards used for calculating the corresponding 30-minutes ramp rates and the reserve requirements and their percentile values.

Then, the 99% percentiles of these rates for the available power, the curtailed power with $\lambda_{R,+} = 0.79 \text{ MW}/\text{min}$ and with $\lambda_{R,+} = 0.283 \text{ MW}/\text{min}$ are compared in the figure 6.38. Where in contrast to the previous control type, the ramp rates are reduced by this kind of limitation. Keeping that

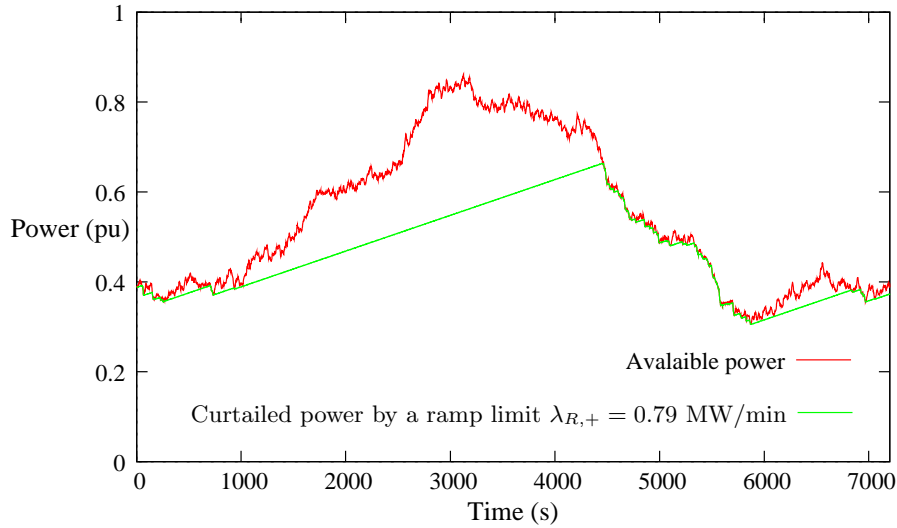


Figure 6.36: Example of the application of a positive ramp limitation ($\lambda_{R,+} = 0.79 \text{ MW/min}$) to 2 hours of simulated available power.

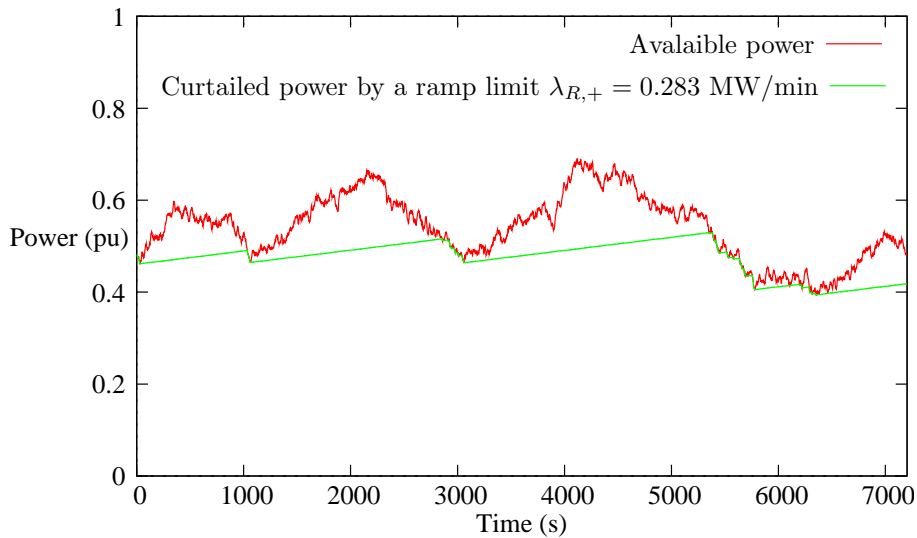


Figure 6.37: Example of the application of a positive ramp limitation ($\lambda_{R,+} = 0.28 \text{ MW/min}$) to 2 hours of simulated available power.

reduction more or less constant up to a wind farm wind speed average of 10 m/s. However the effect in the non-linear part of the power curve is not that good, and specially in the case of 11 m/s, where the reduction for the ramp rates is not that important.

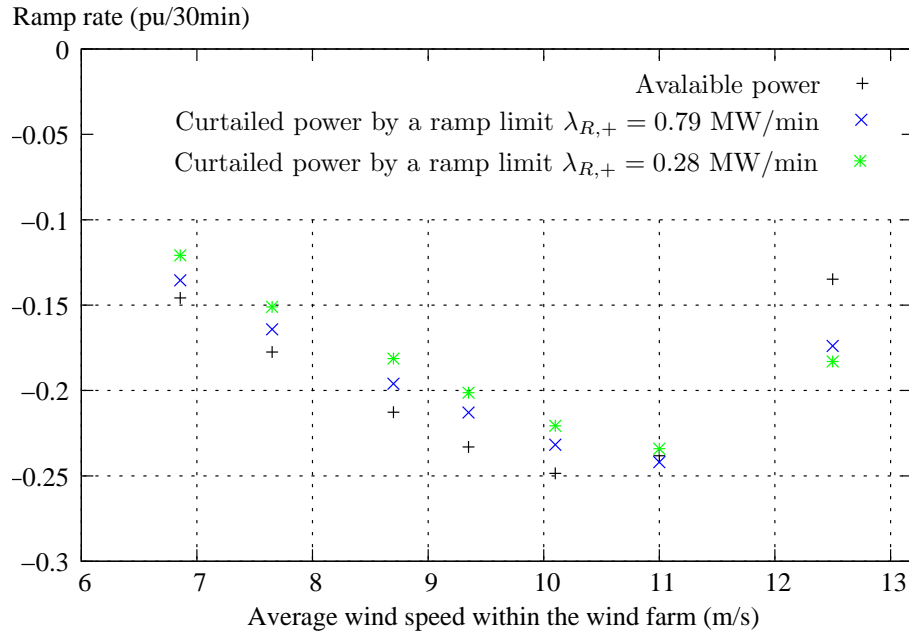


Figure 6.38: Comparison of the 99%-percentile of the ramp rates for the available power and the curtailed power with a positive ramp limitation characterised by $\lambda_{R,+} = 0.79 \text{ MW}/\text{min}$ and by $\lambda_{R,+} = 0.28 \text{ MW}/\text{min}$.

A similar comparison is carried out for the 1% percentile of the reserve requirements, being it shown in figure 6.39. In this case, there are important reductions of the reserves needs which are also considerable in the worst situations. These reductions are plotted as well in figure 6.40, showing that when the energy leakages are around the 5% of the available energy, this control type reduces the needs of energy reserves, for compensating the power fluctuations, between a 10% and a 15%. Being this reduction in the worst cases ($\bar{U} \in [9, 10.5] \text{ m/s}$) between 0.04 and 0.05 pu. And for the 10% losses positive ramp limitation, there is a reduction over the 20% of the reserves requirements, being in the worst cases that reduction between 0.06 and 0.08 pu.

In the case of 10-minutes ramp rates and reserve requirements (see figures 6.41 and 6.42), the effects of this kind of control strategy is similar to the described above for the 30-minutes parameters.

Therefore, comparing both methods for similar energy leakages, the reduction of the reserve requirements is substantially greater when using the positive ramp limitation than when using the delta constraint with a nega-

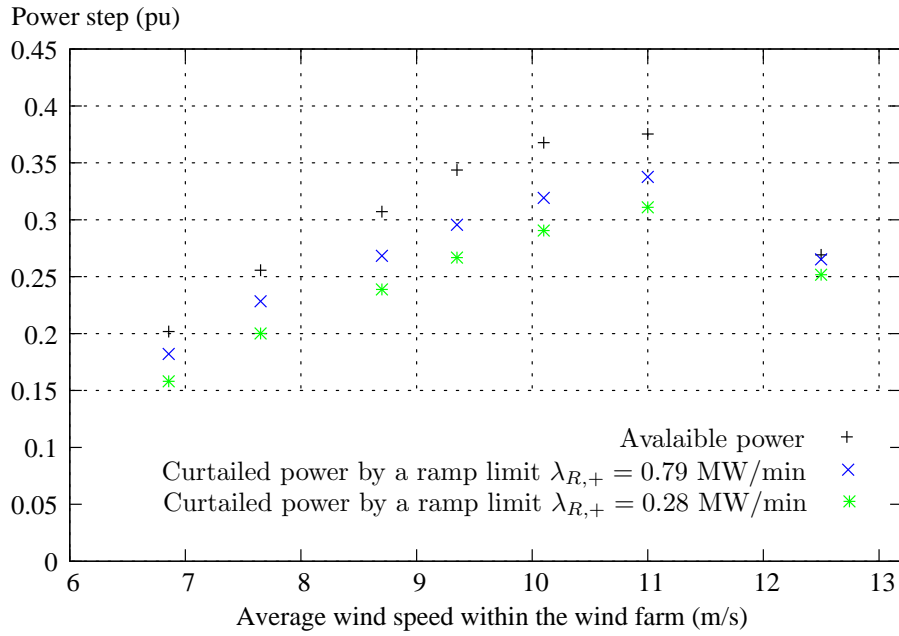


Figure 6.39: Comparison of the 1%-percentile of the reserve requirements for the available power and the curtailed power with a positive ramp limitation characterised by $\lambda_{R,+} = 0.79$ MW/min and by $\lambda_{R,+} = 0.28$ MW/min.

tive ramp limitation. Furthermore, regarding the ramping rates, it has been shown that only the positive ramping limitation can reduce them.

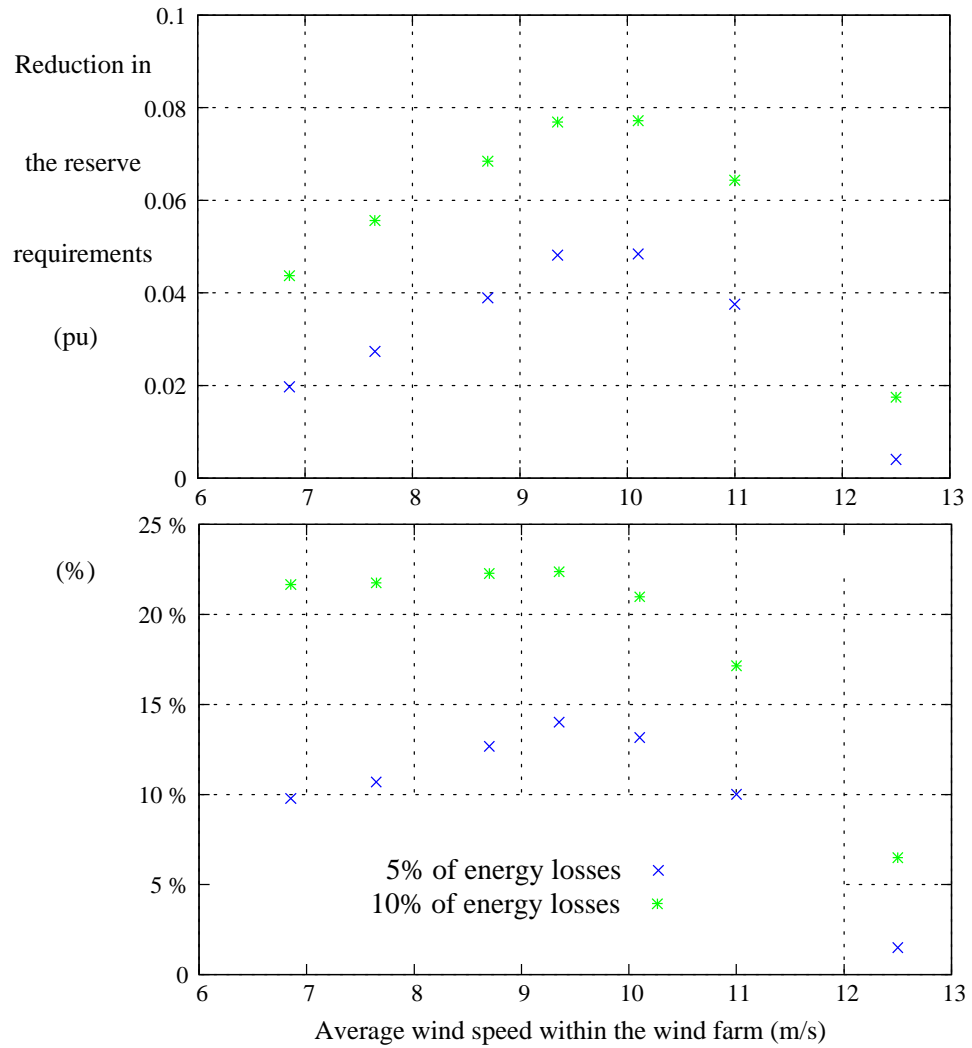


Figure 6.40: Comparison of the reduction of the reserve requirements (1%-percentile) for the curtailed power with a positive ramp limitation characterised by $\lambda_{R,+} = 0.79 \text{ MW}/\text{min}$ and by $\lambda_{R,+} = 0.28 \text{ MW}/\text{min}$ respect the available power.

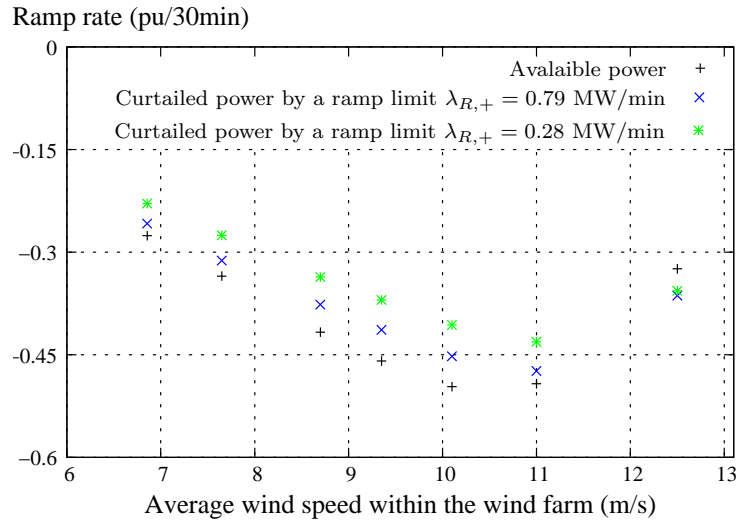


Figure 6.41: Comparison of the 10-minutes 99%-percentile of the ramp rates for the available power and the curtailed power with a positive ramp limitation characterised by $\lambda_{R,+} = 0.79 \text{ MW/min}$ and by $\lambda_{R,+} = 0.28 \text{ MW/min}$

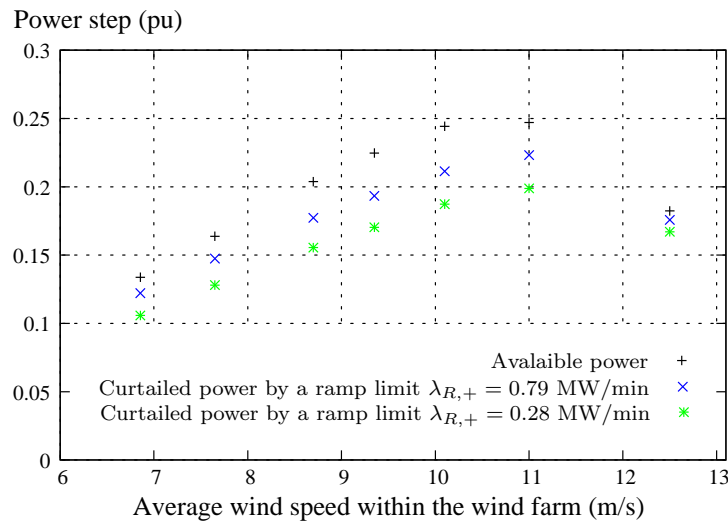


Figure 6.42: Comparison of the 10-minutes 1%-percentile of the reserve requirements for the available power and the curtailed power with a positive ramp limitation characterised by $\lambda_{R,+} = 0.79 \text{ MW/min}$ and by $\lambda_{R,+} = 0.28 \text{ MW/min}$.

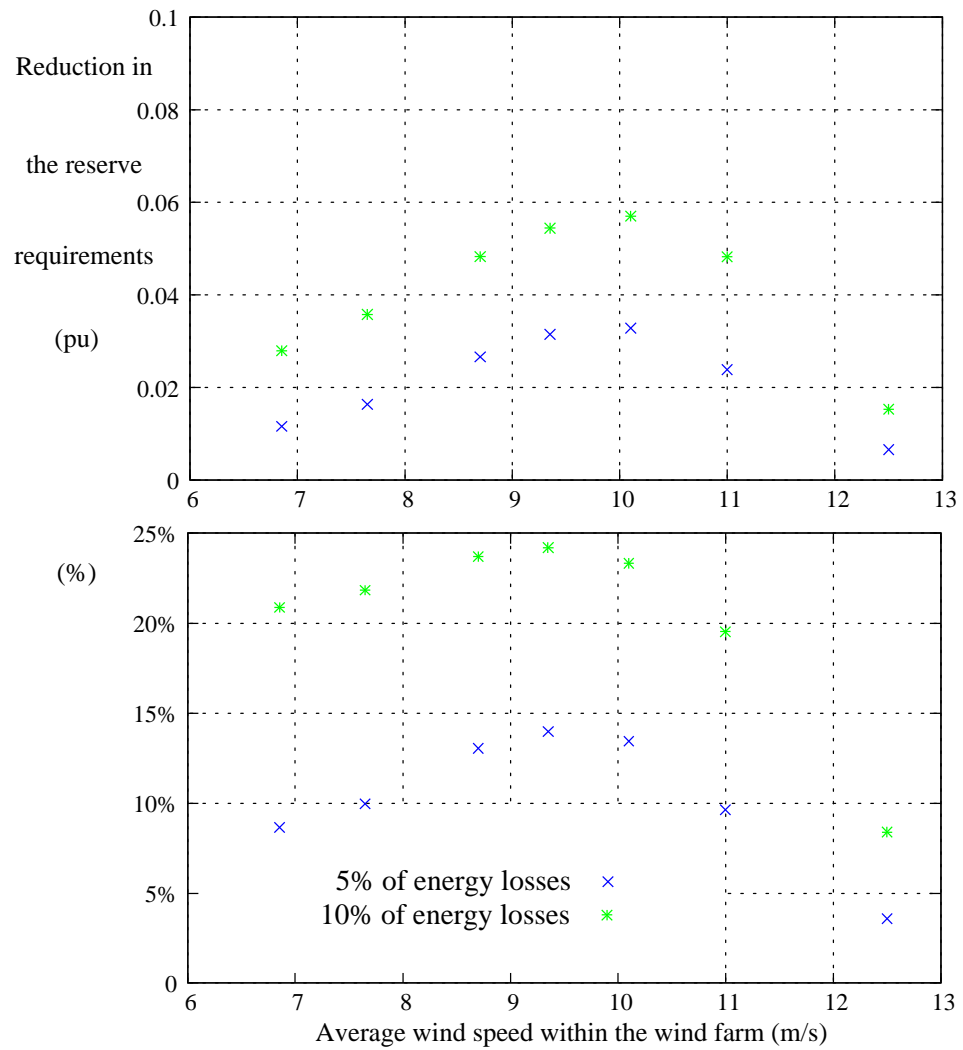


Figure 6.43: Comparison of the reduction of the 10-minutes reserve requirements (1%-percentile) for the curtailed power with a positive ramp limitation characterised by $\lambda_{R,+} = 0.79 \text{ MW}/\text{min}$ and by $\lambda_{R,+} = 0.28 \text{ MW}/\text{min}$ respect the available power.

6.4 Summary

The aggregated model developed at this thesis has been validated by comparing its results with the experimental data. Concretely for that validation, the concept of ramp rates and reserve requirements have been used as they are good parameters for evaluating the impact of the power fluctuations in the electrical grid.

The agreement when comparing the percentiles of these parameters is very significant, existing only important differences in the wind speeds which are deeply in the “flat part” of the power curve. However, it has been proved that these difference come from the procedure of calculating the parameters with the experimental data where. Actually, there is an influence of the interval length considered for the mean speed. In fact, despite that such length was proved not to have an important influence in other ranges of wind speed, it does have it in this high wind speed part. But it would be needed more amount of data for being able to reduce that length in that part, and so, evaluate better this error.

The low frequency correlation of the fluctuating energy, found at this thesis, has been proved not to have an important influence in these parameters, at the same time that it rises the computational time, and so it has been neglected when calculating these parameters, nonetheless its influence on other kind of parameter will have to be evaluated before neglecting it generally.

On the other hand, it has also been compared the simulated series of that aggregated model with the obtained by using the previously described diversified model. Obviously, from the point of view of the computational time the difference is impressive (around 35-40 times), and the comparison of the resulting percentiles shows a very good agreement, only with some differences in that “flat part” of the power curve, that in this case, are not that important. Furthermore, these errors are a good estimator of the real error which is committed by the aggregated model in that area.

While doing such comparisons, it has been shown the impact of Nysted wind farm in the electrical grid. Showing that in the worst conditions where the wind speed is around 9 – 11 m/s, the ramp rates the electrical grid needs to compensate are in the 99% of the times under $0.25 pu/30min$ ($41.4 MW/30min$) and the energy reserves needed to compensate “quick” drops is in the 99% of the times under $0.39 pu$ ($64.6 MW$) in a 30 minutes period.

After having validated the aggregated model, the model has been used for analysing different ways of smoothing the power fluctuations. The kind of regulations studied have been chosen from those which are included in the Danish Grid Code, and therefore are implemented at the large wind farms in Denmark. And probably will be also a condition in the future Spanish offshore wind farms, anyway most of the new wind farms implement such kind regulation despite whether they are forced to it. Specifically, the regulation strategies checked have been the delta constraint associated with a negative ramp limitation, and the positive ramp limitation.

The comparison has shown that the positive ramp limitation is a quite better strategy than the other, when considering the reduction of the reserves requirements and also for the ramp rates in the wind farm itself.

Leading the use of positive ramp limitation to a reduction in the reserve needs of around the 15%, being the reduction in the worst cases around 0.04 and 0.05 pu for an energy cost of a 5% of the available energy used for this regulation. If the energy cost of the control is increased up to the 10% of the available energy, then the reserve requirements in the grid, for compensating the power drops in the curtailed power, descend over the 20%. Being that reduction in the worst cases between 0.06 and 0.08 pu .

Chapter 7

Conclusions

Regarding the aims of the thesis, established in the introduction chapter, the following results have been obtained:

- It has been developed a suitable wind model for the frame of power fluctuations from large offshore wind farms. Being the model composed by a characterisation of the fluctuations of the wind speed in a single point, the relation between the wind speed fluctuations at different wind turbines and the effects produced by the wake of the wind turbines.
- The fluctuations of the wind speed in a single point have been modelled by a Power Spectral Density function. Concretely, the one suggested by P. Sørensen has been chosen. Using the data of Nysted and Hornsrev wind farms, this function is simplified, and its parameters are fitted.
- The relation between the wind speed fluctuations at different wind turbines have been modelled by using the concept of the spectral coherence. It has been done a literature review, showing that there were not suitable models for this context, and therefore the spectral coherence have been analysed using the experimental data obtained from Nysted wind farm. Then, the behaviour of the spectral coherence and its dependencies with different variables as the distance, the average wind speed or the inflow angle have been described. A complete model for estimating the absolute value of the spectral coherence have been developed. This model fits well with the experimental data. It has also been suggested an extension and a simplification of the model, which can be useful for helping to the procedure of fitting the model to significantly different situations.

- It has also been found that there exists a correlation between the modulus of the Fourier components of the wind oscillation, which implies that the fluctuating energy at low frequencies oscillates mainly together. This effect has also been modelled.
- The wake effects have been divided into two different components, one introducing the speed deficit effect and the other one considering the increasing of the turbulence due to the wake. In the first case, the model suggested by Frandsen have been fitted and compared with the experimental results showing a good agreement. However, as the main interest of this work is the power from the whole wind farm, the model have been simplified into an average deficit for the whole wind farm, depending only on the wind direction. Regarding the increasing of the turbulence, the “wind farm ambient turbulence intensity” model, developed by Frandsen, has been compared with the measured data, showing a good agreement.
- The wind model and the other submodels have been integrated into an overall simulator from two approaches. The first one considers a diversified model done by P. Sørensen with the collaboration of this thesis author. While the second one considers an aggregated model in order to reduce the computational cost.
- The aggregated model has been developed by calculating from the previous model a Power Spectral Density model for the average wind speed in all the turbines, and then a simulation procedure of that mean speed is suggested, as well as an aggregated power curve, that has been obtained through the experimental data of Nysted wind farm.
- The algorithm for simulating wind series has been modified for including the above mentioned correlation effect.
- The overall aggregated model has been implemented into functions under *GNU Octave*, keeping as well the compatibility with *MATLAB*.
- The aggregated model has been validated by comparing its results with the diversified model and with the experimental data. Specifically, for that validation, the concept of ramp rates and reserve requirements have been used as they are good parameters for evaluating the impact of the power fluctuations in the electrical grid. The comparison has shown a considerable agreement, showing that the use of the aggregated model is quite convenient as at the same time it reduces the time of simulations in around 35-40 times. While doing such comparisons, the

influence of the fluctuations from this wind farm has been calculated. Moreover, the low frequency correlation of the fluctuating energy, found at this thesis, has been proved not to have an important influence in these parameters.

- The aggregated model has been used for evaluating the effect of two types of regulation: positive ramp limitation and a delta constraint associated with a negative ramp limitation. That evaluation consisted on calculating, with the same energy cost in both cases, the reduction of energy reserves needed and in the greater ramp rates that other energy plants have to be committed in order to compensate the fluctuations. Therefore, it has been proved that the application of positive ramp limitation to the wind farm available power is significantly more efficient for smoothing its own fluctuations.

Finally, there are some open problems that should be faced:

- The coherence model can be extended to larger areas in order to simulate the power fluctuations in a whole region.
- The aggregated model should be extended for being suitable when the wind speed is near the “cut-out”, for that purpose, more real data are needed and in that case, it should be evaluated the influence of wake speed deficit model.

Bibliography

- V. Akhmatov, J. P. Kjaergaard, and H. Abildgaard. Announcement of the large offshore wind farm Horns Rev B and experience from prior projects in Denmark. In *European Wind Energy Conference*. 2004.
- J. Antoine, E. Stubbe, A. V. Ranst, N. Janssens, H. Martigne, S. Vitet, N. Jensen, K. Derveaux, J. G. Martin, M. Durstewitz, E. Koukios, J. Kabouris, D. Kanellopoulos, and H. Bindner. Irene 2010: Integration of the renewable energy in the electrical network. Technical report, AL-TENER Working Group IRENE 2010, Brussels (Belgium), 2001.
- A. Björck. Aerforce: Subroutine package for unsteady blade-element/momentum calculation. Technical report, The Aeronautical Research Institute of Sweden, 2000.
- T. Boehme, A. R. Wallace, and G. P. Harrison. Applying time series to power flow analysis in networks with high wind penetration. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22(3):951–957, 2007.
- E. A. Bossanyi, C. Maclean, G. Whittle, P. Dunn, N. H. Lipman, and P. Musgrove. The efficiency of wind turbine clusters. In *Proceedings Third International Symposium on Wind Energy Systems (BHRA)*, pages 401–416. Copenhagen (Denmark), 1980.
- M. Courtney and I. Troen. Wind speed spectrum from one year of continuous 8 hz measurements. In *Proceedings of the Ninth Symposium on Turbulence and Diffusion*, pages 301–304. America Meteorology Society, 1990.
- A. Crespo, R. Gomez-Elvira, S. Frandsen, and S. Larsen. Modelization of large wind farm, considering the modification of the atmospheric boundary layer. In *Proc. European Wind Energy Conference and Exhibition (EWECE)*, pages 167–172. Nice (France), 1999.
- N. A. Cutululis, P. Sørensen, **A. Viguera-Rodríguez**, L. Jensen, J. Hjerild, M. Donovan, and H. Madsen. Models for assesing power fluctuations

- from large wind farms. In *European Wind Energy Conference & Exhibition*. Milan (Italy), 2007.
- A. G. Davenport. The spectrum of horizontal gustiness near the ground in high winds. *Quarterly Journal of Meteorology Society*, 87(372):194–211, 1961.
- Elfrakt System and Eltra. Wind turbines connected to grids with voltages above 100 kv: Technical regulation for the properties and the regulation of wind turbines. Technical report, registered with the Danish Energy Authority, 2004.
- O. Fégeant. Masking of wind turbine noise: Influence of wind turbulence on ambient noise fluctuations. Technical report, Kungl Tekniska Högskolan, 2002.
- A. Feijóo, J. Cidrás, and C. Carrillo. A third order model for the doubly-fed induction machine. *Electric Power Systems Research*, 56:121–127, 2000.
- S. Frandsen, R. Barthelmie, S. Pryor, O. Rathmann, S. Larsen, J. Højstrup, and M. Thøgersen. Analytical modelling of wind speed deficit in large offshore wind farms. *Wind Energy*, 9:39–53, 2006.
- S. Frandsen, L. Chacon, A. Crespo, P. Enevoldsen, R. Gómez-Elvira, J. Hernández, J. Højstrup, F. Manuel, K. Thomsen, and P. Sørensen. Measurements on and modelling of offshore wind farms. Technical Report Risø-R-903, Risø National Laboratory, 1996.
- S. T. Frandsen. Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters. Technical report, Risø National Laboratory, 2007.
- W. Frost, B. H. Long, and R. E. Turner. Engineering handbook on the atmospheric environmental guidelines for use in wind turbine development. Technical report, NASA, 1978.
- J. Højstrup, S. E. Larsen, and P. H. Madsen. Power spectra of horizontal wind components in the neutral atmospheric boundary layer. In *Ninth Symposium of Turbulence and Diffusion*, pages 305–308. American Meteorology Society, 1990.
- IEC 61400-1. Wind turbines - part 1. design requirements. 3rd edition. 2005.
- IEC 61400-21. Wind turbine generator systems. part 21. measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines. 2001.

- J. C. Kaimal, J. C. Wyngaard, Y. Izumi, and O. R. Cote. Spectral characteristics of surface-layer turbulence. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, 98(417):563–589, 1972.
- P. Kundur. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, Inc., 1994.
- W. Langreder. *Models for Variable Wind Speed Wind Turbines*. Master's thesis, Risø National Laboratory - Technical University of Denmark, 1996.
- A. Medici and P. H. Alfredsson. Measurements behind model wind turbines: Further evidence of wake meandering. *Wind Energy*, 2008.
- P. J. Moriarty and A. C. Hansen. Aerodyn theory manual. Technical report, National Renewable Energy Laboratory, 2005.
- T. Nanahara, M. Asari, T. Sato, K. Yamaguchi, M. Shibata, and T. Maejima. Smoothing effects of distributed wind turbines. Part 1. Coherence and smoothing effects at a wind farm. *Wind Energy*, 7:61–74, 2004.
- P. Nørgaard and H. Holttinen. A multi-turbine power curve approach. In *Nordic Wind Power Conference, NWPC 2004*. Gothenburg (Sweden), 2004.
- S. Øye. Dinamic stall - simulated as time lag of separation. In *Proceedings of the 4th IEA Symposium on the Aerodynamics of Wind Turbines*. Rome, Italy, 1991.
- B. Parson, M. Milligan, B. Zavadil, D. Brooks, B. Kirby, K. Dragoon, and J. Caldwell. Grid impacts of wind power: A summary of recent studies in the united states. *Wind Energy*, 7(2):87–108, 1993.
- T. Petru. Modelling of wind turbines for power system studies. Technical report, Chalmers University of Technology, Sweden, 2001.
- A. Rauh and J. Peinke. A phenomenological model for the dynamic response of wind turbines to turbulent wind. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 92:159–183, 2004.
- P. Rosas. *Dynamic Influences of Wind Power on the Power System*. Ph.D. thesis, Technical University of Denmark, 2003.
- K. Saranyasoontorn, L. Manuel, and P. Veers. A comparison of standard coherence models for inflow turbulence with estimates from field measurements. *Journal of Solar Energy Engineering*, 126(4):1069–1082, 2004a.

- K. Saranyasoontorn, L. Manuel, and P. S. Veers. A comparison of standard coherence models for inflow turbulence with estimates from field measurements. *Journal of Solar Energy Engineering*, 126:1069, 2004b.
- W. Schlez and D. Infield. Horizontal, two point coherence for separations greater than the measurement height. *Boundary-Layer Meteorology*, 87:459–480, 1998.
- G. Solari. Turbulence modeling for gust loading. *ASCE Journal of Structural Engineering*, 113(7):1550–1569, 1987.
- P. Sørensen. Frequency domain modelling of wind turbine structures. Technical report, Risø National Laboratory, Roskilde (Denmark), 1994.
- P. Sørensen, N. Cutululis, J. Hjerrild, L. Jensen, M. Donovan, L. Christensen, H. Madsen, and **A. Viguera-Rodríguez**. Power fluctuations from large offshore wind farms. In *Proceedings of the Nordic Wind Power Conference*. Espoo (Finlandia), 2006.
- P. Sørensen, N. Cutululis, **A. Viguera-Rodríguez**, L. E. Jensen, J. Hjerrild, M. H. Donovan, and H. Madsen. Power fluctuation from large wind farms. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(3):958–965, 2007. Special Section on Power System Performance Issues associated with Wind Energy.
- P. Sørensen, N. Cutululis, **A. Viguera-Rodríguez**, H. Madsen, P. Pinson, L. Jensen, J. Hjerrild, and M. Donovan. Modelling of power fluctuations from large offshore wind farms. *Wind Energy*, 11(1):29–43, 2008.
- P. Sørensen, A. Hansen, L. Janosi, J. Bech, and B. Bak-Jensen. Simulation of interaction between wind farm and power system. Technical report, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, 2001.
- P. Sørensen, A. D. Hansen, and P. E. C. Rosas. Wind models for simulation of power fluctuations from wind farms. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 90:1381–1402, 2002.
- P. Sørensen, J. Mann, U. Paulsen, and A. Vesth. Wind farm power fluctuations. In *Euromech 2005*. Kassel (Germany), 2005.
- J. Tande, P. Nørgaard, P. Sørensen, L. Søndergaard, P. Jørgensen, A. Vikkelsø, J. Kledal, and J. Christensen. Power quality and grid connection of wind turbines. Technical report, Risø National Laboratory, Roskilde (Denmark), 1996.

- P. S. Veers. Modeling stochastic wind loads on vertical axis wind turbines. Technical report, Sandia National Laboratories, 1984.
- P. S. Veers. Three-dimensional wind simulation. Technical report, Sandia National Laboratories, 1988.
- A. Viguera-Rodríguez**, P. Sørensen, N. Cutululis, A. Viedma, and M. H. Donovan. Wind model for low frequency power fluctuations in offshore wind farms, 2008. Submitted to Wind Energy.
- A. Viguera-Rodríguez**, P. Sørensen, and A. Viedma. Spectral coherence models for the wind speed in large wind farms. In *Proceedings of the 2nd PhD Seminar on Wind Energy in Europe*. European Academy of Wind Energy, Roskilde (Denmark), 2006.
- A. Viguera-Rodríguez**, P. Sørensen, A. Viedma, N. Cutululis, and M. Donovan. Analysis of the experimental spectral coherence in the nysted wind farm. In *Proceedings of the Nordic Wind Power Conference*. Roskilde (Denmark), 2007a.
- A. Viguera-Rodríguez**, P. Sørensen, A. Viedma, and M. H. Donovan. Spectral coherence model for power fluctuations in a wind farm, 2007b. Submitted to Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics.
- A. Viguera-Rodríguez**, A. Viedma, F. Ruz, and A. Viguera. Towards an overall simulator for a synchronous wind energy system. In *Proceedings of the I International Congress Energy and Environment Engineering and Management*. Portalegre (Portugal), 2005.
- A. Viguera-Rodríguez** and A. Viguera. Simulación numérica de un sistema síncrono de generación eólica. *Anales de la Ingeniería Mecánica*, 15(4):2557–2565, 2004.
- T. von Karman. Progress in the statistical theory of turbulence. In *Proceedings of The National Academy of Science*, volume 34. 1948.
- Y. Wan and B. Parsons. Factors relevant to utility integration of intermittent renewable technologies. Technical report, National Renewable Energy Laboratory, Colorado (USA), 1993.
- M. Xin. *Adaptive Extremum Control and Wind Turbine Control*. Ph.D. thesis, Informatics and Mathematical Modelling, Technical University of Denmark, DTU, 1997.