

UNIVERSIDAD DE GRANADA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA CIVIL



**MODELOS EQUIVALENTES DE PARQUES EÓLICOS CON GENERADORES
SÍNCRONOS DE IMANES PERMANENTES**

**EQUIVALENT MODELS OF PERMANENT MAGNET SYNCHRONOUS
GENERATOR WIND FARMS**

TESIS DOCTORAL - 2012
MARÍA JOSÉ MERCADO VARGAS

Para la obtención del
GRADO DE DOCTOR INTERNACIONAL POR LA UNIVERSIDAD DE GRANADA

DIRECTOR:
ENRIQUE ALAMEDA HERNÁNDEZ, Universidad de Granada

Editor: Editorial de la Universidad de Granada
Autor: María José Mercado Vargas
D.L.: GR 227-2013
ISBN: 978-84-9028-306-6

**MODELOS EQUIVALENTES DE PARQUES EÓLICOS CON GENERADORES
SÍNCRONOS DE IMANES PERMANENTES**

**EQUIVALENT MODELS OF PERMANENT MAGNET SYNCHRONOUS
GENERATOR WIND FARMS**

Memoria presentada por María José Mercado Vargas para aspirar al Grado de Doctor
Internacional por la Universidad de Granada

Fdo: María José Mercado Vargas

Director de la Tesis
Enrique Alameda Hernández

Granada, 2012

Va por ustedes, los que están
y los que, si Dios quiere, vendrán.

*“¡Válame Dios!- dijo Sancho-
¿No le dije yo a vuestra merced
que mirase bien lo que hacía,
que no eran sino molinos de viento,
y no lo podía ignorar sino
quien llevase otros tantos en la cabeza?”*

El ingenioso hidalgo D. Quijote de la Mancha
Miguel de Cervantes Saavedra

Agradecimientos

Gracias a Dios porque Él es el origen y el fin y sin Su presencia en mi vida, absolutamente nada tiene sentido. Él me dio la bolsa de talentos, pero también me da la fuerza necesaria para intentar sacarles su fruto y, cuando desfallezco en ese propósito, siempre está a mi lado para ayudarme a salvar los obstáculos.

Gracias a Enrique, mi director de tesis, y a todos mis compañeros del Área de Ingeniería Eléctrica por vuestro apoyo durante estos años y, espero que siga contando con él en los años venideros. Cada uno de vosotros habéis sabido transmitirme vuestra experiencia para que yo pudiera conseguir mis objetivos.

Gracias a los que siempre estáis cuando os necesito. No hace falta que os nombre a todos porque sabéis perfectamente quienes sois. Mi vida no hubiera sido igual sin vuestros consejos, vuestras palabras de ánimo, vuestros esfuerzos por hacerme reír en los momentos difíciles y sin nuestras charlas sobre la depreciación del arenque en Lugo. Gracias por vuestra amistad.

Gracias a ti, Laura, por ser siempre mi compañera en la paz y en la guerra, cuando no nos separaban tantos kilómetros y ahora, en la distancia. Cuánto hemos reído y llorado juntas... *“La noche es nuestra”*, *“no, no, no, a la comunicación”*, *“somos millonarias”*... ¿te acuerdas? Podría escribir otra tesis sobre nuestra amistad y todos los momentos que hemos compartido, pero me limito a darte las gracias por ser como eres.

Gracias a toda mi familia porque nunca habéis dejado de preocuparos por mí. Siempre habéis estado a mi lado en los buenos momentos y en los menos buenos, y espero que siga siendo así durante muchos años porque vosotros, mi familia, sois uno de mis tesoros más preciados.

Y por último, gracias a mis padres por darme la vida. Sin la educación que he recibido en casa, vuestro apoyo constante, vuestro ejemplo y amor, no sería la persona que hoy está escribiendo

estos agradecimientos y que tiene una maleta llena de experiencias que me enriquecen enormemente. También quiero daros las gracias por la familia que habéis formado, porque me habéis dado un hermano extraordinario, al que adoro, y que, junto a Miriam, su mujer, me ha hecho el mejor regalo del mundo: mi sobrina María. Un personajillo que no ha dejado de sorprenderme desde que llegó a mi vida, hace 14 meses, y que me ha devuelto la ilusión.

Muchísimas gracias a todos.

Resumen

El interés por las energías renovables está experimentando un crecimiento extraordinario en todo el mundo debido al descenso de los costes de generación, al crecimiento de la demanda de electricidad y a la progresiva preocupación sobre el Medio Ambiente.

En concreto, la energía eólica es una fuente de energía autóctona, que no contamina, es inagotable, segura y frena el consumo de combustibles fósiles; además, es una de las fuentes energéticas más baratas y puede competir en rentabilidad con otras fuentes tradicionales.

Por ello, la energía eólica es una alternativa real al uso de las energías convencionales, que permite diversificar las fuentes de energía y disminuir el grado de dependencia de las importaciones del exterior. De hecho, esta tecnología está adquiriendo día a día un protagonismo asombroso, convirtiéndose en una de las tecnologías que más energía aporta al sistema eléctrico en muchos países.

Debido al aumento de la penetración de la energía eólica en el sistema eléctrico, es lógico pensar que los parques eólicos puedan influir en el comportamiento del sistema eléctrico tanto a nivel de generación de potencia como de mantenimiento. Por ello, es crucial que el operador del sistema conozca con antelación el comportamiento de las redes eléctricas con gran presencia de parques eólicos, para poder garantizar la continuidad del suministro a todos los usuarios.

De ahí, la necesidad de obtener modelos de los parques eólicos, que representen el comportamiento del conjunto de aerogeneradores que lo componen ante diferentes condiciones de viento y ante perturbaciones en el funcionamiento de la red eléctrica. Sin embargo, como el tamaño de los parques está aumentando cada día, no es práctico realizar el modelo detallado de

cada uno de los aerogeneradores que componen el parque porque es una tarea computacionalmente muy exigente con tiempos de respuesta lentos debido a la complejidad del sistema de ecuaciones que lo describen. En consecuencia, para estudiar el comportamiento de uno o varios parques eólicos frente al sistema eléctrico de potencia en estudios de estabilidad transitoria, que es la propiedad de los sistemas eléctricos que les permite volver a un punto de funcionamiento aceptable después de una alteración importante, es necesario desarrollar lo que se conoce como modelo equivalente o modelo agregado del parque; de este modo, se reduce la complejidad del sistema, reduciendo el orden del modelo y, por tanto, el tiempo de simulación, sin perder información sobre la respuesta conjunta de los aerogeneradores que forman el parque.

Los modelos equivalentes mediante la agregación de aerogeneradores de velocidad variable se han empezado a estudiar recientemente, siendo la mayoría de los estudios realizados hasta la fecha de parques eólicos compuestos por aerogeneradores con generadores de inducción de doble alimentación (GIDA). No obstante, el aerogenerador con generador síncrono de imanes permanentes (GSIP), en concreto, el GSIP multipolar con convertidor de frecuencia alterna-alterna con etapa intermedia de DC se está convirtiendo, poco a poco, en la configuración más usada por la mayoría de los fabricantes, sustituyendo de forma gradual al GIDA porque, además de proporcionar un alto rendimiento, una mayor fiabilidad debido a la ausencia de elementos mecánicos y ser una configuración con una relación potencia-peso mayor, el comportamiento de los imanes permanentes está mejorando y el precio de los convertidores de potencia está disminuyendo. Sin embargo, a pesar de ello, se ha comprobado en la literatura existente que apenas se han desarrollado modelos equivalentes de parques eólicos compuestos por este tipo de aerogeneradores.

Por este motivo, el objetivo de esta tesis es desarrollar modelos equivalentes de parques eólicos de aerogeneradores de velocidad variable con generadores síncronos de imanes permanentes para estudios eléctricos en régimen dinámico.

En primer lugar, se desarrolla el modelo detallado de un aerogenerador con GSIP a partir de las directrices existentes en la literatura técnica, en relación a los modelos de este tipo de aerogeneradores, y a continuación, se analizan las diferentes estrategias de control que se pueden aplicar al modelo del aerogenerador en estudio, llegando a la conclusión de que la estrategia que controla la potencia activa del generador a partir de la velocidad de giro del rotor eólico proporciona una buena respuesta del sistema eólico en estudio. Además, con objeto de comprobar la capacidad del modelo desarrollado para simular el comportamiento del aerogenerador en estudio durante su funcionamiento normal, se estudia la evolución dinámica del

modelo desarrollado cuando se produce una fluctuación en la velocidad del viento y una perturbación en el punto de conexión a la red eléctrica.

Conocidos los modelos detallados del aerogenerador con GSIP y, por tanto, del parque eólico en estudio, se desarrollan tres modelos equivalentes aplicando diferentes criterios de agregación existentes en la literatura técnica, que ya se han aplicado a otras tecnologías.

El primer modelo, que se denomina modelo con viento equivalente, propone la agregación de todos los aerogeneradores en una única máquina equivalente que recibe un viento de entrada equivalente a los vientos recibidos por cada uno de los aerogeneradores que forman el parque eólico en estudio. El aerogenerador equivalente tiene el mismo modelo que las máquinas individuales pero con la potencia nominal reescalada en función del número de aerogeneradores agregados.

El segundo modelo también plantea la agregación de todos los aerogeneradores en una única máquina equivalente que representa al parque completo en el punto de conexión a red, incluso cuando los aerogeneradores reciben vientos distintos. En este modelo se emplean modelos simplificados de cada uno de los aerogeneradores del parque, con objeto de calcular el par mecánico aproximado desarrollado por cada una de las turbinas, sumarlos y obtener un par mecánico equivalente, que es la entrada al sistema eléctrico equivalente. Este método se denomina modelo con par mecánico aproximado.

En el tercer modelo también se propone la agregación de todos los aerogeneradores en una única máquina equivalente, que recibe un viento de entrada equivalente a los vientos recibidos por cada uno de los aerogeneradores que forman el parque eólico en estudio, siendo la diferencia con el primer método que, en este caso, también se agregan los sistemas mecánicos de los aerogeneradores del parque eólico. Este método se denomina modelo con turbina equivalente y se propuso como aportación original en [García, 2008] para parques eólicos de velocidad variable formados por aerogeneradores con GIDA, siendo esta tesis la primera vez que se aplica este método de agregación a parques eólicos de velocidad variable formados por aerogeneradores con GSIP.

Por último, conocidos los distintos modelos equivalentes del parque eólico en estudio y su comportamiento en régimen permanente, es necesario comprobar la evolución dinámica de estos modelos y comparar los resultados con el comportamiento del modelo detallado del parque eólico en estudio, con objeto de verificar la robustez de los modelos desarrollados tanto en condiciones

normales de funcionamiento (fluctuaciones en el viento) como cuando se producen perturbaciones en el punto de conexión a red (huecos de tensión).

El procedimiento empleado para validar los modelos equivalentes desarrollados frente al modelo detallado del parque eólico se basa en el método propuesto por el *Grupo de Trabajo 21* del IEA Wind para parques eólicos de velocidad variable formados por aerogeneradores con GIDA, adaptando algunos de estos requisitos al tipo de aerogeneradores que forman el parque eólico en estudio.

Según lo expuesto, la tesis se estructura en cinco capítulos, referencias bibliográficas y un apéndice:

- En el primer capítulo se explica de forma breve qué es la energía eólica y se definen algunas de las características más importantes del viento, además de hacer un repaso del uso de la energía eólica a lo largo de la Historia. A continuación, se describe el funcionamiento del aerogenerador, se detallan los diferentes criterios de clasificación de los aerogeneradores y se definen las consideraciones básicas que se deben tener en cuenta en la representación de parques eólicos. Después se comenta la situación actual de la energía eólica tanto a nivel mundial como en España. Y, por último, se plantean los objetivos de la tesis y se describe su estructura.
- En el segundo capítulo se desarrolla el modelo detallado de un parque eólico de velocidad variable compuesto por aerogeneradores con generadores síncronos de imanes permanentes, con una doble finalidad: representar el comportamiento de un parque real de forma óptima y servir de referencia a los distintos modelos equivalentes del parque eólico en estudio, que se desarrollarán en el capítulo 3.
- En el tercer capítulo, después de analizar el estado del arte de los modelos equivalentes de aerogeneradores de velocidad variable, en concreto de aquellos con GSIP, se desarrollan tres modelos equivalentes para el parque eólico en estudio, según una serie de métodos de agregación que, hasta la fecha, se han aplicado a aerogeneradores con GIDA. A continuación, se comparan las respuestas de los modelos equivalentes con la respuesta del modelo detallado del parque eólico en estudio para comprobar la eficacia de los métodos de agregación estudiados para parques formados por aerogeneradores de velocidad variable con GSIP.
- En el cuarto capítulo se presentan y analizan los resultados de las simulaciones realizadas en el parque eólico en estudio frente a fluctuaciones en la velocidad del viento, representadas por series temporales de velocidad del viento, y frente a perturbaciones en el punto de conexión a

red, simbolizadas por dos tipos de huecos de tensión, con objeto de verificar la robustez de los modelos equivalentes desarrollados. El procedimiento empleado para validar los modelos equivalentes respecto al modelo detallado del parque eólico en estudio se basa en el método propuesto por el *Grupo de Trabajo 21* del IEA Wind para parques eólicos de velocidad variable compuestos por aerogeneradores con GIDA, adaptando algunos de estos requisitos al tipo de aerogeneradores que forman el parque eólico en estudio.

- En el quinto capítulo se establecen las conclusiones del trabajo realizado y se proponen futuras líneas de estudio.
- El apéndice A recoge los parámetros del aerogenerador en estudio.

El software que se utiliza para realizar las simulaciones y, con ello, alcanzar los objetivos planteados es MATLAB/Simulink.

María José Mercado Vargas

Granada, Junio 2012

Abstract

Interest in renewable energy is experiencing a huge growth worldwide due to lower generating costs, an increase in electricity demand and a progressive concern for the environment.

In particular, wind energy is an autochthonous energy source that does not contaminate, is inexhaustible, is safe and slows down the consumption of fossil fuels; in addition, it is one of the cheapest energy sources and it can compete with other conventional sources in terms of cost.

Therefore, wind energy is a real alternative to conventional energy, which allows diversification of energy sources and reduces the dependence on imports. Indeed, this technology is quickly becoming one of the most popular to provide electricity in many countries.

Owing to the increase in penetration of wind energy in the power system, it is logical to think that wind farms can influence the behaviour of the network both at a power generating and maintenance level. Therefore, it is crucial that the network operator knows beforehand the behaviour of those power grids with a large presence of wind farms, to guarantee uninterrupted energy supply for all users.

Hence, there is a need for developing wind farm models that represent the collective reaction of wind turbines to grid disturbances and different wind conditions. However, as the size of wind farms keeps increasing, it is not practical to simulate the entire wind farm by representing each individual turbine because it is computationally very demanding and it has slow response times due to the complexity of the system of equations that describes it.

Therefore, to study the behaviour of one or more wind farms within the power system in transient stability studies, which is the property of power systems that allows them to return to an acceptable operating point after a significant disturbance, it is necessary to develop what is known as an

equivalent or aggregate model of the wind farm; thereby, the complexity of the system is reduced, reducing the model order and, therefore, the simulation time, without losing information on the collective response of the wind turbines that make up the wind farm.

Equivalent models by adding variable speed wind turbines have not been studied for a long time, and most of the investigations are focused on wind farms with doubly fed induction generators wind turbines (DFIG).

However, the permanent magnet synchronous generator (PMSG) wind turbine, and in particular, the multi-polar PMSG connected to the grid through a back-to-back converter, is becoming, little by little, the most used configuration by most manufacturers, gradually replacing the DFIG. The reason is that, as well as providing a higher performance, an increased reliability due to the absence of mechanical elements and being a configuration with a greater power-to-weight ratio, the behaviour of the permanent magnets is improving and the price of power converters is declining. However, despite this, there is evidence in the literature that such models of wind farms have hardly been developed.

Therefore, the main objective of this thesis is to develop equivalent models of wind farms with variable speed permanent magnet synchronous generator wind turbines to study dynamic power systems.

First, the detailed model of a PMSG wind turbine has been developed according to widely used PMSG wind turbine models in literature and, next, the different control strategies that can be applied to the studied wind turbine model have been discussed, concluding that the strategy which controls the active power of the generator by measuring the rotor speed, provides a good performance of the studied wind farm. Furthermore, in order to test the developed model's ability to simulate the behaviour of the wind turbine during normal operation, the performance of the developed model has been studied when a wind fluctuation or a grid disturbance occurs.

Knowing the detailed model of the PMSG wind turbine and therefore of the studied wind farm, three equivalent models are developed by applying different aggregation criteria that already exist in technical literature and have been applied to other technologies.

The first model, called equivalent wind model, proposes the aggregation of all wind turbines in a single equivalent machine that receives the equivalent wind experienced by each of the wind turbines that make up the park. This aggregated model presents re-scaled power capacity and therefore its rated power is equal to N times the rated power of the individual wind turbines, where N is the number of aggregated wind turbines.

The second model proposes the aggregation of all wind turbines in a single equivalent machine that represent the whole wind farm in the point of common coupling. The dynamic simplified model of each individual wind turbine are used to estimate the operating conditions of each one according to the corresponding incoming wind, which are then aggregated and the resulting torque applied to the equivalent electrical system. This method is called equivalent model with approximate mechanical torque.

The third method also proposes the aggregation of all wind turbines in a single equivalent machine that receives an equivalent incoming wind from each of the wind turbines. The difference with the first model is that, in this case, also the mechanical systems of the wind turbines are aggregated. This method is called equivalent model with equivalent turbine and it was first proposed as by [Garcia, 2008] for variable speed DFIG. This thesis is the first time that this aggregation method is applied to variable speed PMSG wind farms.

Finally, knowing the different equivalent models of the studied wind farm and its behaviour in steady state, it is necessary to check the dynamic performance of these models and compare the results with the detailed model behaviour of the studied wind farm, in order to verify the effectiveness of the developed models in both normal operating conditions (wind fluctuations) and when there are disturbances in the grid connection point (voltage dips).

The procedure used to validate the developed equivalent models against the detailed wind farm model is based on the method proposed by the *Working Group 21* of the IEA Wind for variable speed DFIG wind farms, adapting some of these requirements to the wind turbines of the studied wind farm, to the best of the author knowledge.

As stated above, the thesis is divided into five chapters, references and an appendix:

- In the first chapter, it is briefly explained what the wind energy is, and some of the most important features of the wind are defined. In addition, a review of the use of wind power throughout history is made. Afterwards, the running of the wind turbine is described, different criteria for wind turbine classification are detailed and basic considerations to be taken into account in the representation of wind farms are defined. Then, the current status of wind energy both globally and in Spain is discussed. Finally, the objectives of the thesis are set out and the thesis structure is described.
- In the second chapter, the detailed model of variable speed PMSG wind farms with a dual purpose is developed: to most accurately represent the behavior of a real park and to be the reference for equivalent models that are going to be developed in chapter 3.

- In the third chapter, after analyzing the state of art of equivalent models of variable speed wind turbines, particularly those with PMSG, three equivalent models of the studied wind farm are developed, according to some aggregation methods that have been applied to DFIG wind turbines, to date. Next, the responses of the equivalent model of the studied wind farm are compared with those of the detailed model to confirm the effectiveness of the studied aggregation methods for variable speed PMSG wind farms.
- In the fourth chapter, simulation results for the studied wind farm are presented and analyzed when wind fluctuations or grid disturbances occur, in order to verify the effectiveness of the developed equivalent models. The wind fluctuations are represented by time series of wind speed and the grid disturbances are symbolized by two types of voltage dips. The procedure used to validate the equivalent models with regard to the detailed model is based on the method proposed by the *Working Group 21* of the IEA Wind for variable speed DFIG wind farms, adapting some of these requirements to the wind turbines of the studied wind farm.
- In the fifth chapter, the conclusions of the thesis are established and future areas of research are suggested.
- Appendix A lists the wind turbine parameters.

The software used for simulations and thereby to achieve the stated objectives is MATLAB/Simulink.

María José Mercado Vargas

Granada, June 2012

Índice

Resumen	I
Abstract	VII
Índice de figuras	XIV
Índice de tablas	XIX
1. Introducción.....	1
1.1. ¿Qué es la energía eólica?	1
1.1.1. El viento y sus características.....	2
1.1.1.1. Distribución de frecuencias de la velocidad y la dirección del viento.....	2
1.1.1.2. Velocidad del viento	3
1.1.1.3. Variación vertical del viento	4
1.1.1.4. Turbulencia del viento y valores extremos.....	4
1.1.2. Uso de la energía eólica a lo largo de los años	5
1.2. El aerogenerador	7
1.2.1. Comportamiento del rotor eólico	9
1.2.2. Funcionamiento de un aerogenerador. Curva de potencia	13
1.2.3. Tipos de aerogeneradores. Comparación.	15
1.3. Parques eólicos	18
1.3.1. Representación de parques eólicos.....	19
1.4. Situación actual de la energía eólica	20
1.4.1. Escenario a nivel mundial.....	20
1.4.2. Escenario en España	21

1.5. Normativa del sector eólico	23
1.6. Objetivos de la tesis	25
1.7. Estructura de la tesis.....	26
2. Modelo detallado de un parque eólico de velocidad variable con aerogeneradores síncronos de imanes permanentes	29
2.1. Modelo del aerogenerador individual.....	29
2.1.1. Modelo del rotor eólico.....	31
2.1.2. Modelo del tren de potencia	34
2.1.3. Modelo del generador eléctrico	35
2.1.3.1. Ecuación del par electromagnético del GSIP	38
2.1.4. Modelo del convertidor electrónico	39
2.1.5. Modelo de la conexión a red	41
2.1.6. Modelo del sistema de protección	42
2.1.7. Sistema de control del aerogenerador.....	44
2.1.7.1. Control del rectificador	46
2.1.7.2. Control del ángulo de paso de pala	54
2.1.7.3. Control del inversor	56
2.1.8. Simulaciones	57
2.1.8.1. Respuesta del aerogenerador frente a una perturbación del viento.....	57
2.1.8.2. Respuesta del aerogenerador frente a un hueco de tensión	67
2.2. Parque eólico a modelar	72
3. Modelos equivalentes de un parque eólico de aerogeneradores de velocidad variable con generador síncrono de imanes permanentes	75
3.1. Estado del arte	76
3.2. Modelo del aerogenerador equivalente	79
3.2.1. Sistema mecánico del aerogenerador equivalente.....	80
3.2.2. Tren de potencia del aerogenerador equivalente.....	81
3.2.3. Sistema eléctrico del aerogenerador equivalente.....	81

3.2.4. Red interna equivalente	83
3.3. Métodos de agregación	84
3.3.1. Método de viento equivalente.....	84
3.3.2. Método del par mecánico aproximado.....	87
3.3.3. Método de la turbina equivalente.....	90
3.3.4. Comparación de métodos	93
4. Resultados	97
4.1. Modelo del parque eólico en estudio.....	97
4.2. Series temporales de viento.....	98
4.3. Respuesta de los modelos frente a fluctuaciones en la velocidad del viento	102
4.3.1. Resultados de los ensayos	103
4.4. Respuesta de los modelos frente a perturbaciones en la red.....	109
4.4.1. Simulaciones de los modelos frente a huecos de tensión	111
4.4.2. Resultados del hueco de tensión lento	112
4.4.3. Resultados del hueco de tensión rápido.....	115
5. Aspectos finales	119
5.1. Conclusiones	119
5.2. Aportaciones originales	123
5.3. Futuras líneas de trabajo.....	124
Final features.....	126
Conclusions	126
Original contributions	129
Future areas of research.....	130
Apéndice A	131
Bibliografía	133

Índice de figuras

Figura 1.1. Componentes de un aerogenerador [Álvarez Munguía, 2008].	8
Figura 1.2. Tubo de corriente alrededor del disco actuador. Modificada de [Bianchi <i>et ál.</i> , 2007].	10
Figura 1.3. Variación de la presión y la velocidad del viento en el tubo de corriente. Modificada de [Bianchi <i>et ál.</i> , 2007].	11
Figura 1.4. Ángulo de paso de pala [Rolán <i>et ál.</i> , 2009].	13
Figura 1.5. Curva de potencia de un aerogenerador tipo de velocidad variable.	14
Figura 1.6. Esquema de la configuración generador de inducción de doble alimentación (GIDA).	16
Figura 1.7. Esquema de la configuración generador de transmisión directa con generador síncrono de rotor bobinado (GSRB).	17
Figura 1.8. Esquema de la configuración generador de transmisión directa con generador síncrono de imanes permanentes (GSIP).	18
Figura 1.9. Ranking de potencia eólica acumulada (Diciembre de 2011) [GWEC, 2011].	21
Figura 1.10. Evolución de la potencia eólica instalada en España (1998-2011) [AEE, 2011].	22
Figura 1.11. Potencia instalada en España a 31 de diciembre de 2011 [REE, 2011].	23
Figura 2.1. Diagrama de un aerogenerador con generador síncrono de imanes permanentes.	30
Figura 2.2. Curva del coeficiente de potencia C_P (2.3) para diferentes valores de β y λ , usando los parámetros definidos en el apéndice A.	33
Figura 2.3. Curvas de potencia mecánica para diferentes velocidades de viento.	34
Figura 2.4. Representación esquemática del GSIP.	36
Figura 2.5. Circuito equivalente del GSIP y el convertidor de frecuencia [Fernández <i>et ál.</i> , 2010].	41
Figura 2.6. Esquema de la resistencia de frenado [Conroy <i>et ál.</i> , 2007].	44

Figura 2.7. Zonas de control de la curva de potencia de un aerogenerador tipo de velocidad variable.....	45
Figura 2.8. Circuito equivalente monofásico de un GSIP simplificado.	47
Figura 2.9. Diagrama de fasores correspondiente a la estrategia de control <i>corriente mínima del estator</i>	47
Figura 2.10. Diagrama de fasores correspondiente a la estrategia de control <i>factor de potencia unidad</i>	48
Figura 2.11. Diagrama de fasores correspondiente a la estrategia de control <i>tensión del estator constante</i>	49
Figura 2.12. Control del rectificador. Lazo interno de control.....	50
Figura 2.13. Esquema de la estrategia de control Tipo A.....	51
Figura 2.14. Esquema de la estrategia de control Tipo B.....	52
Figura 2.15. Esquema de la estrategia de control Tipo C.....	52
Figura 2.16. Esquema de la estrategia de control Tipo D.....	53
Figura 2.17. Esquema del control del rectificador.	54
Figura 2.18. Control del ángulo de paso de pala. Estrategias de control.....	55
Figura 2.19. Esquema del control del inversor.....	56
Figura 2.20. Escalón en la velocidad del viento.	58
Figura 2.21. Comportamiento del aerogenerador cuando se produce la perturbación de la Figura 2.20, según la estrategia de control Tipo A.	59
Figura 2.22. Comportamiento del aerogenerador cuando se produce la perturbación de la Figura 2.20, según la estrategia de control Tipo B.	61
Figura 2.23. Comportamiento del aerogenerador cuando se produce la perturbación de la Figura 2.20, según la estrategia de control Tipo C.	62
Figura 2.24. Comportamiento del aerogenerador cuando se produce la perturbación de la Figura 2.20, según la estrategia de control Tipo D.	63
Figura 2.25. Velocidad de giro del rotor eólico cuando se produce la perturbación de la Figura 2.20, según las diferentes estrategias de control.....	64
Figura 2.26. Potencia activa del generador cuando se produce la perturbación de la Figura 2.20, según las diferentes estrategias de control.....	65
Figura 2.27. Potencia cedida a la red cuando se produce la perturbación de la Figura 2.20, según las diferentes estrategias de control.....	66
Figura 2.28. Hueco de tensión en PCC.	68
Figura 2.29. Potencia activa cedida a la red cuando se produce el hueco de tensión de la Figura 2.28, según las diferentes estrategias de control.....	69

Figura 2.30. Potencia activa del generador cuando se produce el hueco de tensión de la Figura 2.28, según las diferentes estrategias de control.....	69
Figura 2.31. Tensión de la etapa de continua cuando se produce el hueco de tensión de la Figura 2.28, según las diferentes estrategias de control.....	70
Figura 2.32. Potencia activa cedida a la red cuando se produce el hueco de tensión de la Figura 2.28 y el convertidor de frecuencia está protegido con una resistencia de frenado.	71
Figura 2.33. Tensión de la etapa de continua cuando se produce el hueco de tensión de la Figura 2.28 y el convertidor de frecuencia está protegido con una resistencia de frenado.	72
Figura 2.34. Esquema del parque eólico en estudio.....	73
Figura 3.1. Diagrama de bloques del aerogenerador equivalente.	80
Figura 3.2. Circuito equivalente del generador eléctrico equivalente.	82
Figura 3.3. Diagrama de bloques del modelo con viento equivalente.del parque eólico en estudio.	85
Figura 3.4. Comparación de potencias activas generadas por el modelo detallado del parque eólico en estudio y su modelo equivalente con viento equivalente, cuando la velocidad de los vientos incidentes es inferior a la velocidad nominal.	86
Figura 3.5. Comparación de potencias activas generadas por el modelo detallado del parque eólico en estudio y su modelo equivalente con viento equivalente, cuando la velocidad de los vientos incidentes varía entre valores inferiores y superiores la velocidad nominal.	87
Figura 3.6. Diagrama de bloques del modelo equivalente con par aproximado del parque eólico en estudio.	88
Figura 3.7. Diagrama de bloques del modelo simplificado de un aerogenerador individual.	88
Figura 3.8. Comparación de potencias activas generadas por el modelo detallado del parque eólico en estudio y su modelo equivalente con par mecánico aproximado, cuando la velocidad de los vientos incidentes es inferior a la velocidad nominal.....	89
Figura 3.9. Comparación de potencias activas generadas por el modelo detallado del parque eólico en estudio y su modelo equivalente con par mecánico aproximado, cuando la velocidad de los vientos incidentes varía entre valores inferiores y superiores la velocidad nominal.....	90
Figura 3.10. Diagrama de bloques del modelo equivalente con turbina equivalente del parque eólico en estudio.....	91
Figura 3.11. Comparación de las potencias activas generadas por el modelo detallado del parque eólico en estudio y su modelo equivalente con turbina equivalente, cuando la velocidad de los vientos incidentes es inferior a la velocidad nominal.	92
Figura 3.12. Comparación de las potencias activas generadas por el modelo detallado del parque eólico en estudio y su modelo equivalente con turbina equivalente, cuando la velocidad de los vientos incidentes varía entre valores inferiores y superiores a la velocidad nominal.	93

Figura 3.13. Comparación de las potencias activas generadas por el modelo detallado del parque eólico en estudio y sus modelos equivalentes con viento equivalente, par mecánico aproximado y turbina equivalente, cuando la velocidad de los vientos incidentes es inferior a la velocidad nominal.	94
Figura 3.14. Comparación de las potencias activas generadas por el modelo detallado del parque eólico en estudio y sus modelos equivalentes con viento equivalente, par mecánico aproximado y turbina equivalente, cuando las velocidades de los vientos incidentes varían entre valores inferiores y superiores a la velocidad nominal.	94
Figura 4.1. Series temporales de velocidad de viento para el ensayo 1.	101
Figura 4.2. Series temporales de velocidad de viento para el ensayo 2.	102
Figura 4.3. Comparación de las potencias activas generadas por el modelo detallado, el modelo con viento equivalente, el modelo con par mecánico aproximado y el modelo con turbina equivalente en el ensayo 1.	104
Figura 4.4. Comparación de las potencias activas generadas por el modelo detallado, el modelo con viento equivalente, el modelo con par mecánico aproximado y el modelo con turbina equivalente en el ensayo 2.	107
Figura 4.5. Curva que define el área del hueco de tensión en el punto de conexión a red, que debe ser soportado por la instalación [REE, 2006].	110
Figura 4.6. Tensión en el punto de conexión a red cuando se produce un hueco de tensión lento.	112
Figura 4.7. Tensión en el punto de conexión a red cuando se produce un hueco de tensión rápido.	112
Figura 4.8. Comparación de las potencias activas en el punto de conexión a red del modelo detallado, el modelo con viento equivalente, el modelo con par mecánico aproximado y el modelo con turbina equivalente, cuando se produce un hueco de tensión lento en el parque eólico en estudio.	113
Figura 4.9. Comparación de las tensiones en la etapa de continua del convertidor de frecuencia del modelo detallado, el modelo con viento equivalente, el modelo con par mecánico aproximado y el modelo con turbina equivalente, cuando se produce un hueco de tensión lento en el parque eólico en estudio.	114
Figura 4.10. Comparación de las potencias en el punto de conexión a red del modelo detallado, el modelo con viento equivalente, el modelo con par mecánico aproximado y el modelo con turbina equivalente, cuando se produce un hueco de tensión rápido en el parque eólico en estudio.	115
Figura 4.11. Comparación de las tensiones en la etapa de continua del convertidor de frecuencia del modelo detallado, el modelo con viento equivalente, el modelo con par mecánico aproximado y el modelo con turbina equivalente cuando se produce un hueco de tensión rápido en el parque eólico en estudio.	116

Índice de tablas

Tabla 4.1 Valores medios iniciales de la velocidad del viento de las series temporales de los ensayos 1 y 2.....	99
Tabla 4.2. Valores de los parámetros de la turbulencia del viento de las series temporales de los ensayos 1 y 2.....	100
Tabla 4.3. Comparación de las series de datos de potencia activa obtenidas en el ensayo 1.	104
Tabla 4.4. Comparación de la distancia total entre las respuestas del modelo detallado y los modelos equivalentes del ensayo 1.	106
Tabla 4.5. Comparación de las series de datos de potencia activa obtenidas en el ensayo 2.	108
Tabla 4.6. Comparación de la distancia total entre las respuestas del modelo detallado y los modelos equivalentes del ensayo 1.	109
Tabla 4.7. Comparación de la distancia total entre las respuestas del modelo detallado y los modelos equivalentes cuando se produce el hueco de tensión lento en el parque eólico en estudio.....	115
Tabla 4.8. Comparación de la distancia total entre las respuestas del modelo detallado y los modelos equivalentes para el hueco de tensión rápido.....	116

Capítulo 1

Introducción

En este capítulo se explica de forma breve qué es la energía eólica y se definen algunas de las características más importantes del viento, además de hacer un repaso del uso de la energía eólica a lo largo de la Historia.

A continuación, se describe el funcionamiento del aerogenerador, se detallan los diferentes criterios de clasificación de los aerogeneradores y se definen las consideraciones básicas que se deben tener en cuenta en la representación de parques eólicos.

Después, se comenta la situación actual de la energía eólica tanto a nivel mundial como en España. Y, por último, se plantean los objetivos de la tesis y se describe su estructura.

1.1. ¿Qué es la energía eólica?

La *energía eólica* es la energía del viento. Ésta es una fuente de energía autóctona, que no contamina, es inagotable, segura y frena el consumo de combustibles fósiles, por lo que contribuye a evitar el cambio climático; además, es una de las fuentes energéticas más baratas y puede competir en rentabilidad con otras fuentes tradicionales.

Por ello, la energía eólica es una alternativa real al uso de las energías convencionales que permite diversificar las fuentes de energía y disminuir el grado de dependencia de las importaciones del exterior.

1.1.1. El viento y sus características

El viento es una masa de aire que se mueve debido a una diferencia de temperaturas. Este gradiente de temperaturas está producido por un desigual calentamiento solar; de hecho, el calentamiento es más intenso en la zona ecuatorial que en los polos, a causa de la forma no uniforme de la Tierra. Por tanto, el aire caliente de la zona ecuatorial, al ser más ligero, sube a las capas exteriores de la atmósfera y se mueve hacia los polos mientras que el aire frío procedente de las zonas polares, por ser más pesado, desciende a las capas inferiores de la atmósfera. Además, esta circulación de aire también está influida por la fuerza de Coriolis, debida a la rotación de la Tierra, de forma que la capa superior del viento se desvía hacia el Este y la capa inferior se desvía hacia el Oeste. Este viento a gran escala, que se produce en toda la atmósfera, se conoce como *viento geostrófico* [Bianchi *et ál.*, 2007].

A una escala menor, el desigual calentamiento de la tierra causa masas de aire en circulación en costas, montañas o valles con carácter similar a los vientos geostróficos. Estos movimientos de aire se conocen como *vientos locales*.

En definitiva, el viento en un determinado lugar de la superficie de la Tierra está causado por la combinación del viento geostrófico y los vientos locales, que dependen de factores como la localización geográfica, el clima, la orografía del terreno, el rozamiento del terreno y los obstáculos de los alrededores. Y son estos vientos superficiales los que interaccionan con los aerogeneradores.

Por ello, antes de instalar un parque eólico en un emplazamiento determinado, es imprescindible conocer las características del viento en esa zona para poder obtener la máxima rentabilidad energética y económica de la instalación.

1.1.1.1. Distribución de frecuencias de la velocidad y la dirección del viento

Uno de los aspectos con mayor incidencia económica en el proyecto de un parque eólico es la estimación de la producción de energía, ya que de ello depende la viabilidad económica de la inversión.

Para estimar la producción energética del parque eólico que podría instalarse en un emplazamiento es necesario conocer el comportamiento de los aerogeneradores y datos que definan la conducta del viento. Una forma de describir el comportamiento del viento en un emplazamiento determinado durante un largo periodo de tiempo es utilizar la función de distribución acumulada del viento, siendo una forma aceptada de esta función la *distribución de Weibull*, que está definida por la siguiente ecuación:

$$p(v) = \left(\frac{k}{\lambda} \cdot \left(\frac{v}{\lambda} \right)^{k-1} \right) \left[- \left(\frac{v}{\lambda} \right)^k \right], \quad (1.1)$$

donde k es el factor de forma y λ es el factor de escala (m/s).

Además de la distribución de la velocidad del viento del emplazamiento, es necesario conocer la distribución del viento por direcciones. La información simultánea sobre la dirección del viento y su intensidad se obtiene a través de la *rosa de los vientos*. Esta distribución direccional condiciona la implantación de aerogeneradores en el emplazamiento, ya que las máquinas se alinearán perpendicularmente a la dirección dominante del viento incidente.

1.1.1.2. Velocidad del viento

Una de las características más importantes del viento es su variabilidad, tanto espacial como temporal. En el apartado 1.1.1 se ha indicado cómo el viento cambia de un lugar a otro de la superficie de la Tierra o incluso entre lugares muy cercanos. Sin embargo, el viento puede ser diferente en el mismo lugar en distintos instantes.

De hecho, al observar en un lugar fijo las medidas que proporciona un anemómetro, se puede comprobar que su variación es completamente aleatoria y que estas variaciones pueden ser diarias, mensuales, anuales, etc.

La razón por la que es tan importante la velocidad del viento es por su contenido energético, ya que la potencia del viento que incide sobre el rotor eólico varía con el cubo de la velocidad, como muestra la siguiente ecuación:

$$P_V = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V_V^3, \quad (1.2)$$

donde ρ es la densidad del aire en el emplazamiento (Kg/m^3), V_V es la velocidad del viento incidente sobre el rotor (m/s) y A es el área del rotor del aerogenerador (m^2).

1.1.1.3. Variación vertical del viento

Otra característica importante del viento de cara a un posible aprovechamiento eólico es el incremento de su velocidad con la altura, que influye notablemente en la producción de energía. Este fenómeno se debe a la influencia de la viscosidad del aire y del rozamiento de la corriente de aire con la superficie terrestre.

El viento, por encima de una cierta altura, está sujeto a un equilibrio entre las fuerzas de presión y las de Coriolis. Sin embargo, a medida que se reduce la distancia al suelo aparece un efecto de rozamiento y el viento se frena. Este proceso de frenado ocurre en la *capa límite terrestre* cuyo espesor varía según las condiciones climatológicas.

El estudio de la variación del viento con la altura es de gran importancia por las siguientes razones:

- Cuanto mayor es la altura a la que se encuentra el aerogenerador, mayor es la velocidad del viento y, en consecuencia, la potencia producida por los aerogeneradores también es mayor. Por ello, la altura de la máquina es un parámetro muy importante a la hora de su diseño y del cálculo de su potencial eólico.
- Cada pala, al girar, se encuentra con viento variable, por lo que se generan cargas alternativas que producen fatiga en los componentes mecánicos y que afectan a la vida del aerogenerador. Por tanto, será necesario considerar estos esfuerzos internos en el diseño de la máquina.

La variación de la velocidad del viento con la altura en la capa superficial se puede describir con la siguiente ecuación:

$$V_V(z) = 2.5 \cdot V^* \cdot \left[\ln \left(\frac{z}{z_0} \right) + \psi \right], \quad (1.3)$$

donde V^* (m/s) es la velocidad de fricción turbulenta, z (m) es la altura con respecto al suelo, z_0 (m) es la rugosidad del terreno y ψ es una función que depende de la estabilidad atmosférica.

1.1.1.4. Turbulencia del viento y valores extremos

Una turbulencia es la fluctuación rápida y desordenada de la velocidad del viento alrededor de un valor medio que varía más lentamente con el tiempo.

Las turbulencias de la velocidad del viento a corto plazo disminuyen la posibilidad de utilizar la energía del viento de forma efectiva por el aerogenerador, además de provocar roturas y desgastes en la turbina. Por

este motivo es muy importante determinar con precisión la turbulencia del emplazamiento ya que la vida útil y la disponibilidad de los aerogeneradores dependen en buena medida de este factor.

Uno de los métodos para caracterizar la turbulencia es conocer su intensidad, que viene definida por la expresión:

$$I_x = \frac{\sigma_x}{v_{Tx}}, \quad (1.4)$$

donde I_x es la intensidad de la turbulencia, σ_x es la varianza de la velocidad del viento y v_{Tx} es la velocidad media de la velocidad del viento.

Sin embargo, esta ecuación se puede reescribir de forma que su interpretación sea más sencilla:

$$I_x = \frac{1}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}. \quad (1.5)$$

De esta nueva expresión, se deduce que:

- A mayor altura, menor intensidad de la turbulencia.
- A mayor rugosidad del terreno, mayor intensidad de la turbulencia.

1.1.2. Uso de la energía eólica a lo largo de los años

Observando el desarrollo de la tecnología a lo largo de la Historia es un hecho evidente que el hombre siempre ha tenido la necesidad de capturar el viento para aprovechar su energía. El viento ha demostrado ser un recurso crucial en el progreso del hombre puesto que el desarrollo de muchas actividades: navegar, volar, producir energía mecánica y, más recientemente, producir energía eléctrica, ha sido posible gracias al viento.

La historia del aprovechamiento de la energía eólica se puede dividir en dos grandes periodos. El primer periodo abarca desde que el hombre aprendió a dominar el viento, 4000 años antes de Cristo, hasta la obtención de electricidad; y el segundo periodo se centra en el aprovechamiento de la energía eólica para producir electricidad.

Hace 6000 años, los chinos empezaron a usar velas en sus primitivas balsas para aprovechar la energía del viento e impulsar sus naves, con las que pescaban y comerciaban. Actualmente, los barcos de vela se utilizan fundamentalmente para la navegación recreativa, aunque en los países menos desarrollados este tipo de embarcaciones siguen jugando un papel fundamental en el comercio, la pesca y el transporte, por lo que el viento continua siendo un recurso crucial.

En el siglo XV, Leonardo Da Vinci empezó a dedicar tiempo a la idea de poder volar. Realizó bocetos y complejos diseños que imitaban el movimiento de las alas de los pájaros y, a pesar de que no obtuvo resultados positivos, su trabajo se considera el primer intento científico de crear una máquina para volar. De hecho, durante siglos se creyó de forma vehemente que el hombre debería imitar las alas de los pájaros para poder volar y, sin embargo, fue un globo de aire el artefacto que ayudó al hombre a vencer la fuerza de la gravedad y ascender a las nubes, por primera vez. El primer globo con pasajeros, propulsado por el humo de una fogota, despegó en el año 1783 y, a partir de ese momento, los materiales y la tecnología fueron evolucionando. En el año 1852 se presentó el primer dirigible del mundo y en los años 20 del siglo XX se realizaban viajes con pasajeros a través del Atlántico.

En el año 1800, el ingeniero británico George Cayley, inspirándose en el vuelo de las cometas, recuperó la idea de Da Vinci de que las alas ayudarían al hombre a volar y fue el primero en entender el *principio de sustentación* y construyó el primer planeador. Se le considera el padre de la aerodinámica y uno de los pioneros de la ingeniería aeronáutica.

En el año 1903 los hermanos Wright realizaron el primer vuelo con motor y en los años posteriores, los aviones fueron mejorando y comenzaron a hacerse vuelos cada vez más largos hasta que en 1933 se presentó el Boeing 247 como el primer avión "moderno" de pasajeros. Actualmente, la tecnología de la industria aeronáutica sigue evolucionando y siguen surgiendo aviones cada vez más grandes y más rápidos.

En relación a la producción de energía mecánica gracias a la energía del viento, las primeras referencias a molinos de eje horizontal aparecen en documentos prodecentes de Persia y China que datan del año 1000 antes de Cristo. Este tipo de molino se extendió desde Persia y Oriente Medio hasta Europa Central a través de los países del Mediterraneo. El primer molino de eje horizontal apareció en Inglaterra alrededor del año 1150 d.C., en Francia en el año 1180, en Alemania en el año 1222 y en Dinamarca en el año 1259 d.C.

Estos molinos se utilizaban para moler el grano y para bombear agua y estuvieron en constante desarrollo desde el siglo XII hasta el siglo XIX. En el año 1800, sólo en Francia había alrededor de 20.000 molinos de viento funcionando y en Holanda el 90% de la energía utilizada en la industria provenía de la energía del viento. Sin embargo, a partir de la industrialización se produjo una reducción gradual de los molinos de viento; aunque en el año 1904, el 11% de la energía empleada en la industria holandesa todavía procedía de la energía del viento y Alemania tenía más de 18.000 molinos de viento instalados.

En el siglo XIX se produjo la consolidación de la tecnología eólica. En el invierno de 1887-1888, Charles F. Brush, uno de los fundadores de la industria eléctrica americana, construyó la que hoy se cree que es la primera turbina eólica de funcionamiento automático para generación de electricidad. Y en el año 1891, el danés Poul Lacour fue el primero en construir un molino de viento que generaba electricidad en Europa, dando comienzo al segundo periodo de la historia del aprovechamiento de la energía eólica, el de producción de energía eléctrica.

A pesar de que en la primera mitad del siglo XX, los molinos de viento fueron perdiendo adeptos frente a las grandes centrales de carbón, durante la Segunda Guerra Mundial la energía del viento adquirió de nuevo popularidad, debido a la escasez de carbón y petróleo, y los ingenieros daneses mejoraron la tecnología existente para conseguir un mayor rendimiento de esta fuente de energía. De hecho, la compañía danesa F. L. Smith desarrolló el *Aeromotor* en 1942, una turbina eólica con torre de hormigón y palas aerodinámicas, que se asemejaba mucho a los aerogeneradores modernos.

Después de la Segunda Guerra Mundial, en el año 1957, Johannes Juul presentó el aerogenerador *Gedser* de 200kW, una turbina tripala con rotor a barlovento, orientación electromecánica y un generador asíncrono. Además, disponía de regulación por pérdida aerodinámica y frenos aerodinámicos de emergencia en punta de pala, inventados por Juul, que se soltaban por la fuerza centrífuga en caso de sobrevelocidad. Esta máquina se convirtió en el anteproyecto de las turbinas actuales.

Después de la primera crisis del petróleo de 1973, muchos países despertaron su interés en la energía eólica. En Dinamarca, las compañías de energía dirigieron inmediatamente su atención a la construcción de grandes aerogeneradores, al igual que sus homólogos de Alemania, Suecia, Reino Unido y EE.UU.

A partir de los años 80, la tecnología avanzó de forma abrumadora y empezaron a aparecer aerogeneradores de gran potencia. En la actualidad, la investigación y el desarrollo en el sector de la energía eólica continúa esta tendencia con el objetivo de aumentar cada año la potencia instalada en todo el mundo para poder satisfacer la demanda energética global sin que esto suponga un riesgo para el Medio Ambiente.

1.2. El aerogenerador

El aerogenerador es una máquina que transforma parte de la energía cinética del viento en energía eléctrica que puede ser cedida a la red eléctrica, previamente transformada a la tensión adecuada, o ser almacenada en baterías.

Esta transformación de energía la realizan los elementos principales del aerogenerador en dos fases. En primer lugar, el rotor eólico es el mecanismo que extrae la energía cinética del viento y la transforma en energía mecánica y, a continuación, el generador eléctrico es el dispositivo que transforma esa energía mecánica en energía eléctrica.

En la Figura 1.1 se muestran los elementos fundamentales de un aerogenerador.

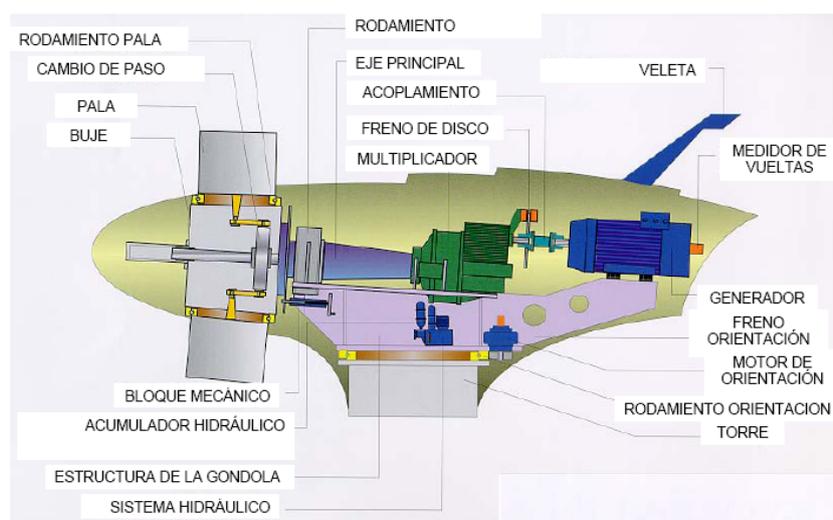


Figura 1.1. Componentes de un aerogenerador [Álvarez Munguía, 2008].

El rotor eólico está formado por las palas, que son las encargadas de capturar la energía del viento, el buje, que es el elemento de unión de las palas con el eje de giro de la máquina, y el mecanismo de cambio de paso de pala, que tiene una doble misión: por un lado, permite controlar la potencia y la velocidad de giro del rotor eólico y, por otra parte, es capaz de frenar aerodinámicamente el sistema en caso de avería.

La góndola o barquilla es el habitáculo donde se encuentran el tren de potencia, el generador eléctrico y otros componentes como el freno de disco, el sistema de orientación, etc. Normalmente, el tren de potencia está formado por una caja multiplicadora de velocidades, que se encarga de adecuar la velocidad de giro del rotor con la velocidad de giro del generador eléctrico, y el resto de elementos de transmisión. Por otro lado, el sistema de orientación se encarga de adecuar la posición del rotor a los cambios de dirección del viento para aprovechar mejor la energía eólica. En cuanto al generador eléctrico, en el apartado 1.2.3 se analizarán brevemente los diferentes tipos que se pueden encontrar en la tecnología actual, siendo cada día más usual encontrarlos asociados a convertidores electrónicos.

Otro elemento fundamental del aerogenerador es la torre, ya que se encarga de sustentar la góndola y de trasladar a la cimentación las cargas estáticas, correspondientes a todos elementos de la máquina, y las cargas dinámicas, derivadas del funcionamiento del aerogenerador.

En general, el aerogenerador es una máquina compleja y aunque el proceso de transformación de la energía del viento en energía eléctrica puede parecer sencillo, en realidad se trata de una tarea complicada en la que están involucrados todos los componentes del aerogenerador, que abarca áreas tan diversas como la aerodinámica, la ingeniería mecánica, la ingeniería eléctrica, la ingeniería de control, etc.

1.2.1. Comportamiento del rotor eólico

La aerodinámica describe las fuerzas que se desarrollan en una turbina eólica debido a una corriente de aire. Fundamentalmente, existen dos teorías para obtener el modelo aerodinámico de una turbina eólica: la *teoría del disco actuador* y la *teoría del elemento de pala*. La primera teoría explica de forma sencilla el proceso de extracción de energía que se produce en el rotor eólico de un aerogenerador y, además, proporciona un límite teórico del rendimiento de la máquina. Y la segunda estudia las fuerzas producidas por la corriente de aire en un elemento de pala [Bianchi *et ál.*, 2007].

En esta tesis, se va a analizar la teoría del disco actuador, por su sencillez.

El modelo del disco actuador está basado en la teoría de momentos y considera que el rotor es un disco que se comporta como un mecanismo que extrae energía del viento.

Se considera un tubo de corriente que encierra al rotor eólico, representado por un disco actuador que extrae energía del viento, como se muestra en la Figura 1.2. Se supone que el viento incidente es uniforme y que en las secciones de entrada y salida del tubo de corriente, las líneas de corriente son paralelas al viento incidente y la presión es uniforme e igual a la presión del ambiente.

El viento entra por la sección A_∞ con una velocidad V_∞ y conforme avanza por el tubo de corriente va perdiendo velocidad, hasta alcanzar en la sección $A_{-\infty}$ una velocidad $V_{-\infty}$. Sin embargo, la masa de aire debe ser la misma en cualquier punto del volumen de control formado por el tubo de corriente y las secciones de entrada y salida, por ello se cumple:

$$\rho \cdot A_\infty \cdot V_\infty = \rho \cdot A_D \cdot V_D = \rho \cdot A_{-\infty} \cdot V_{-\infty} \quad (1.6)$$

Entonces, la fuerza de empuje sobre el disco, F_D , es:

$$F_D = (p_D^+ - p_D^-) \cdot A_D = (V_\infty - V_{-\infty}) \cdot \rho \cdot A_D \cdot V_D, \quad (1.7)$$

donde p_D^+ y p_D^- son las presiones del aire inmediatamente delante y detrás del disco.

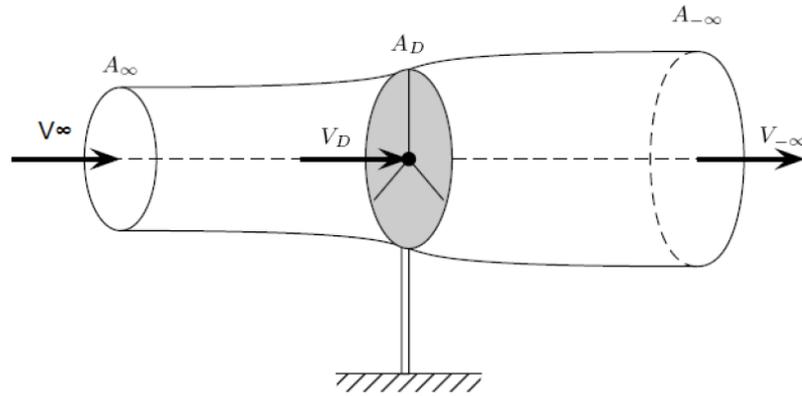


Figura 1.2. Tubo de corriente alrededor del disco actuator. Modificada de [Bianchi *et ál.*, 2007].

Una forma usual de expresar la velocidad del viento incidente en el disco es utilizar el coeficiente de velocidad inducida, a , de forma que:

$$V_D = (1 - a) \cdot V_\infty ; \quad (1.8)$$

por tanto, la ecuación (1.7) queda del siguiente modo:

$$F_D = (p_D^+ - p_D^-) \cdot A_D = (V_\infty - V_{-\infty}) \cdot \rho \cdot A_D \cdot (1 - a) \cdot V_\infty . \quad (1.9)$$

En la Figura 1.3 se puede observar la distribución de presiones del viento. En la sección de entrada, la presión es igual a la presión ambiente y va aumentando conforme el viento se aproxima al disco actuator, donde alcanza su valor máximo. Detrás del disco, la presión es mínima y va aumentando a medida que el viento se desplaza hacia la sección de salida, donde vuelve a alcanzar la presión ambiente.

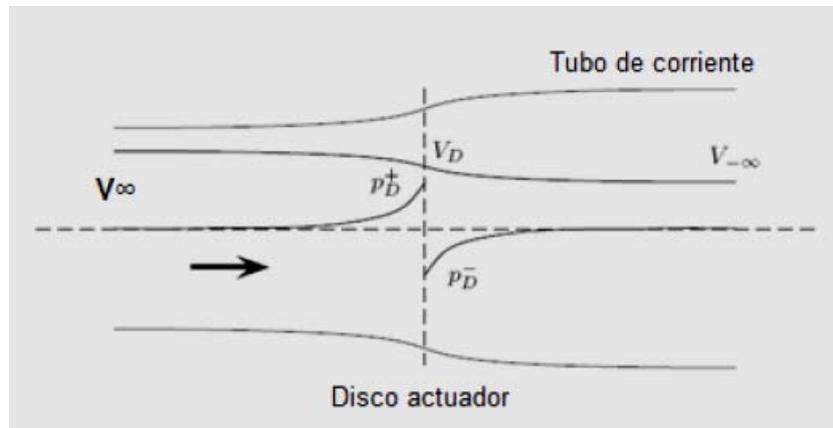


Figura 1.3. Variación de la presión y la velocidad del viento en el tubo de corriente. Modificada de [Bianchi *et ál.*, 2007].

Para obtener la caída de presión en el disco, se aplica la *ecuación de Bernoulli*, que establece que la energía del viento permanece constante entre la sección de entrada y la sección inmediatamente anterior al disco y, del mismo modo, entre la sección inmediatamente posterior al disco y la sección de salida:

$$\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_D^2 + p_D^+ + \rho \cdot g \cdot z = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_{\infty}^2 + p_0 + \rho \cdot g \cdot z \quad (1.10)$$

$$\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_D^2 + p_D^- + \rho \cdot g \cdot z = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_{-\infty}^2 + p_0 + \rho \cdot g \cdot z \quad (1.11)$$

donde g es la gravedad, p_0 es la presión atmosférica y el flujo es considerado horizontal.

Si se restan las ecuaciones (1.10) y (1.11), se obtiene:

$$\left(p_D^+ - p_D^- \right) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \left(V_{\infty}^2 - V_{-\infty}^2 \right). \quad (1.12)$$

Sustituyendo la ecuación (1.12) en la ecuación (1.7) y operando, queda:

$$V_{-\infty} = (1 - 2a) \cdot V_{\infty}. \quad (1.13)$$

Sustituyendo en la ecuación (1.9) y operando, la fuerza de empuje se puede definir según la siguiente expresión:

$$F_D = 2 \cdot \rho \cdot A_D \cdot V_\infty^2 \cdot a \cdot (1-a). \quad (1.14)$$

Por tanto, la potencia extraída del viento por el disco actuador viene dada por la ecuación:

$$P_D = F_D \cdot V_D = 2 \cdot \rho \cdot A_D \cdot V_\infty^3 \cdot a \cdot (1-a)^2. \quad (1.15)$$

Una forma habitual de caracterizar la capacidad del rotor eólico de capturar la energía del viento es el *coeficiente de potencia*, C_P , que se define como la relación entre la potencia extraída del viento por el disco actuador (1.15) y la potencia del viento sin perturbar (1.2):

$$C_P = \frac{P_D}{P_V} = \frac{2 \cdot \rho \cdot A_D \cdot V_\infty^3 \cdot a \cdot (1-a)^2}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_D \cdot V_\infty^3} = 4 \cdot a \cdot (1-a)^2. \quad (1.16)$$

Se puede demostrar que, para una turbina eólica con unas palas determinadas, el coeficiente de potencia, C_P , depende del ángulo de paso de pala, θ , y de la velocidad específica, λ , [Rodríguez Amenedo *et ál.*, 2003]. Siendo el ángulo de paso de pala, el ángulo entre la cuerda de la pala y el plano de rotación de la turbina, como se puede observar en la Figura 1.4, y la velocidad específica, la relación entre la velocidad lineal en la punta de la pala y la velocidad del viento incidente.

Derivando la expresión (1.16) e igualando a cero se obtiene:

$$a = \frac{1}{3}. \quad (1.17)$$

Por tanto, el máximo valor de C_P , conocido como el *límite de Betz*, es:

$$C_{P \max} = \frac{16}{27} = 0.593. \quad (1.18)$$

Este valor indica que una turbina eólica puede convertir en energía mecánica como máximo un 59.3% de la energía cinética del viento que incide sobre ella.

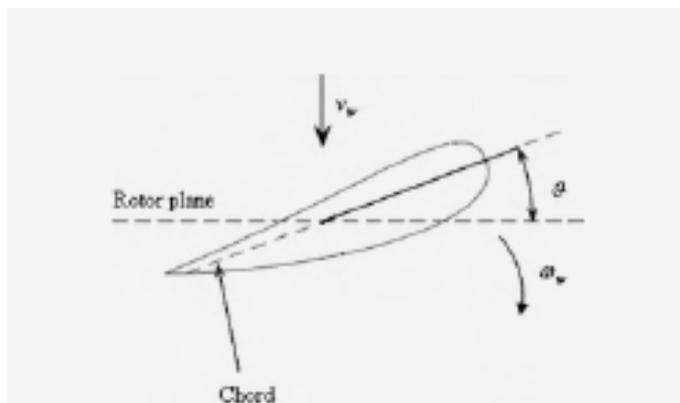


Figura 1.4. Ángulo de paso de pala [Rolán *et ál.*, 2009].

1.2.2. Funcionamiento de un aerogenerador. Curva de potencia

La característica que define a un aerogenerador es su *curva de potencia*, que indica la potencia que es capaz de suministrar el aerogenerador para una velocidad de viento determinada.

A velocidades de viento bajas, no hay generación de potencia porque el viento contiene poca energía. Normalmente, el aerogenerador empieza a girar a partir de una velocidad mínima del viento, denominada *velocidad de arranque*, que varía entre 3-5m/s. A partir de este punto la potencia crece, de forma no lineal, al aumentar la velocidad del viento hasta llegar a un valor límite conocido como *velocidad nominal*, que es la velocidad del viento a la que el generador eléctrico produce su potencia nominal. Como se deduce de la ecuación (1.2), la potencia que se puede extraer del viento crece con el cubo de la velocidad del viento.

En la Figura 1.5 se muestra la curva de potencia de un aerogenerador tipo, siendo las regiones I y II las que se han descrito en el párrafo anterior.

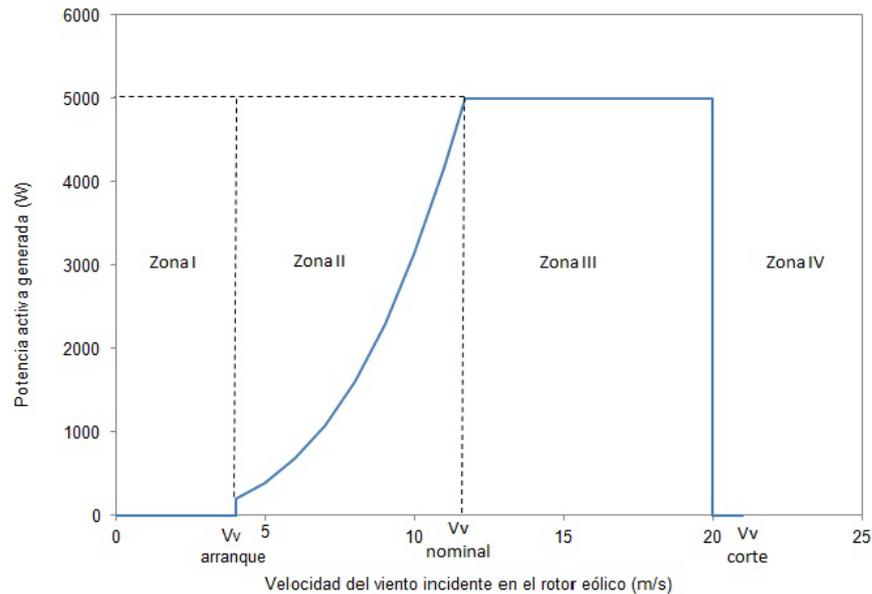


Figura 1.5. Curva de potencia de un aerogenerador tipo de velocidad variable.

Cuando la velocidad del viento supera su valor nominal, para evitar sobrecargas en los elementos del aerogenerador, es necesario reducir el rendimiento del rotor eólico para limitar la potencia extraída del viento a la potencia nominal del generador eléctrico, como se observa en la región III de la Figura 1.5. Este control de la potencia generada se puede realizar de dos formas [Slootweg, 2003]:

1) En los aerogeneradores de *paso de pala fijo*, en los que las palas del rotor están rígidamente unidas al buje y el ángulo de calado no se puede cambiar, el diseño aerodinámico de las palas es la manera de regular la potencia extraída del viento por el rotor. Este sistema de control del ángulo de paso de pala es propio de los aerogeneradores de velocidad constante.

2) En los aerogeneradores de *paso de pala variable*, las palas del rotor pueden girar a lo largo de su eje longitudinalmente según las condiciones de viento, reduciendo así el ángulo de calado, en consecuencia, el coeficiente de potencia y, por último, la potencia extraída del viento por el rotor. Este sistema de control del ángulo de paso de pala es propio de los aerogeneradores de velocidad variable.

Por último, cuando la velocidad del viento es muy alta existe un riesgo elevado de que el aerogenerador o alguno de sus componentes se dañe. Para evitar esto, la mayoría de los aerogeneradores disponen de mecanismos de seguridad que permiten, una vez alcanzada la velocidad crítica, que el rotor pueda desorientarse y pararse, pasando en ese momento a tener una potencia nula (región IV de la Figura 1.5). Esa velocidad crítica del viento se denomina *velocidad de corte* y varía entre 17 y 30 m/s, según el tipo de aerogenerador.

1.2.3. Tipos de aerogeneradores. Comparación.

Existen diversos criterios para clasificar los aerogeneradores. Según la disposición del eje de giro del rotor eólico, se puede distinguir entre *turbinas con rotor de eje horizontal* y *turbinas con rotor de eje vertical*. Actualmente, las máquinas eólicas con rotor de eje horizontal son las más extendidas y perfeccionadas, debido a su elevado rendimiento, por lo que se ha relegado el uso de los rotores de eje vertical prácticamente a fines experimentales.

Los aerogeneradores también se pueden clasificar según los componentes del tren de potencia, distinguiendo entre *sistemas de transmisión directa* y *sistemas de transmisión engranada*. La principal diferencia entre estos dos tipos de máquinas eólicas es la velocidad del rotor del generador eléctrico [Li et ál., 2008].

Por otro lado, si se considera la velocidad de giro del rotor eólico, existen dos tipos de tecnologías: los *sistemas de velocidad fija* y los *sistemas de velocidad variable*.

Las turbinas eólicas de velocidad fija están diseñadas para alcanzar el máximo rendimiento a una velocidad del viento determinada. A pesar de la velocidad del viento incidente, el rotor eólico gira a velocidad constante, que está determinada por la frecuencia de la red, la relación de velocidades de la caja multiplicadora y el diseño del generador eléctrico que, normalmente, es de inducción y conectado directamente a la red eléctrica [Ackermann, 2005].

En este tipo de turbinas, debido a su funcionamiento a velocidad constante, todas las fluctuaciones que se producen en la velocidad del viento se transforman en oscilaciones mecánicas y, en consecuencia, en fluctuaciones de la potencia eléctrica vertida a la red. Además, las oscilaciones de los pares producen fatiga en el eje, en las palas y en los elementos de transmisión, lo que conduce a un necesario sobredimensionamiento de los elementos mecánicos, así como a una peor calidad de suministro de la energía entregada a la red.

Por el contrario, las turbinas eólicas de velocidad variable están diseñadas para alcanzar el máximo rendimiento en un amplio rango de velocidades de viento. Su funcionamiento permite que la velocidad de giro del rotor eólico, W_R , se adapte continuamente a la velocidad del viento; para ello, el valor de la *velocidad específica*, λ , debe permanecer constante en el valor que se corresponde con el coeficiente de potencia máximo.

Al contrario que en los sistemas de velocidad fija, en este caso las fluctuaciones que se producen en la velocidad del viento son absorbidas con cambios en la velocidad del generador eléctrico, por lo que el par eléctrico permanece casi constante. Por tanto, los sistemas de velocidad variable permiten mantener un funcionamiento amortiguado frente a las perturbaciones que mejora la calidad de la potencia entregada a la red [Ackermann, 2005].

Entonces, las principales ventajas que presentan los sistemas de velocidad variable en generación eólica frente a los de velocidad fija son el incremento de la energía capturada, la reducción de la fatiga en elementos mecánicos, como la caja de multiplicación y el eje de giro del rotor, mejora de la calidad de la potencia obtenida y la reducción del ruido [Iov *et ál.*, 2009].

Dentro de los sistemas de velocidad variable existe una gran variedad de configuraciones según el tipo de generador eléctrico que utilicen, siendo los más usados en los parques eólicos desde hace unos años, los generadores asíncronos de rotor bobinado y los generadores síncronos de rotor bobinado o de imanes permanentes.

La estructura denominada *generador de inducción de doble alimentación* (GIDA) está formada por un generador asíncrono de rotor bobinado y un convertidor de frecuencia con una potencia nominal que varía entre el 25-30% de la capacidad del generador. Como se muestra en la Figura 1.6, el estator está directamente conectado a la red eléctrica, mientras que el rotor está conectado a la red a través del convertidor de frecuencia, que se encarga de controlar la frecuencia del rotor y, por tanto, su velocidad de giro. Este tipo de configuración admite un amplio rango de velocidades de funcionamiento, que depende del tamaño del convertidor electrónico [Li *et ál.*, 2008].

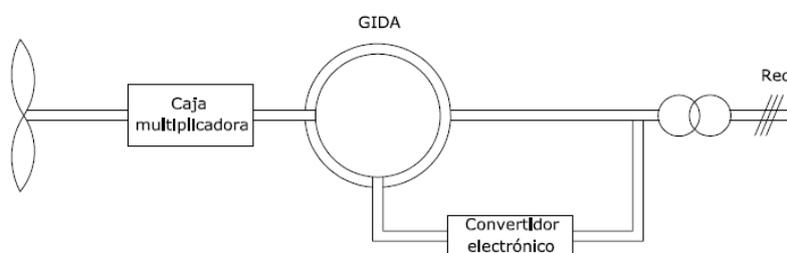


Figura 1.6. Esquema de la configuración generador de inducción de doble alimentación (GIDA).

Otra configuración es la conocida como *generador de transmisión directa* (GTD) y puede estar formada por un generador síncrono de rotor bobinado (GSRB) o por un generador síncrono de imanes permanentes (GSIP), ambos conectados a la red a través de un convertidor de frecuencia con una potencia nominal igual o ligeramente superior a la del generador. La ventaja de este tipo de convertidor electrónico frente al convertidor empleado en la configuración GIDA es que permite desarrollar una conexión suave a la red en todo el rango de velocidades de funcionamiento, aunque su coste y las pérdidas de potencia sean mayores [Li *et ál.*, 2008].

En general, las ventajas de la configuración GTD frente a la configuración GIDA son su alto rendimiento global y su gran fiabilidad debido a la ausencia de la caja multiplicadora, ya que se elimina uno de los

elementos más propensos a fallos. Prescindir de la caja multiplicadora implica que el tamaño de los generadores de la configuración de transmisión directa sea mayor, aunque esto no supone una gran desventaja [Li *et ál.*, 2008].

En cuanto a los dos posibles esquemas de la configuración de transmisión de directa, que se muestran en la Figura 1.7 y la Figura 1.8, se puede concluir, tras analizar la literatura existente [Li *et ál.*, 2008], [Polinder *et ál.*, 2005], [Lisserre *et ál.*, 2011], que utilizar un GSIP proporciona un alto rendimiento y una mayor fiabilidad debido a la ausencia de elementos mecánicos como los anillos rozantes. Así mismo, los imanes permanentes se encargan de la excitación del campo magnético, por lo que no es necesario un circuito adicional, de modo que esta configuración es más ligera y, en consecuencia, la relación potencia-peso es mayor.

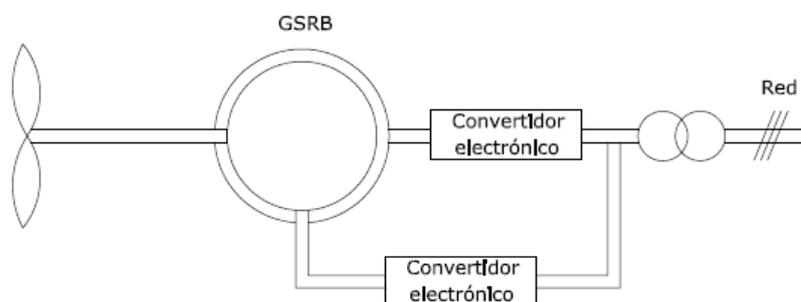


Figura 1.7. Esquema de la configuración generador de transmisión directa con generador síncrono de rotor bobinado (GSRB).

Aunque el mercado sigue estando dominado por la configuración GIDA, el uso del generador síncrono de imanes permanentes multipolar con convertidor de frecuencia alterna-alterna con etapa intermedia de DC se está convirtiendo, poco a poco, en la configuración más usada por la mayoría de los fabricantes, sustituyendo de forma gradual al generador de inducción de doble alimentación [Lisserre *et ál.*, 2011] porque, además de las ventajas ya mencionadas, el comportamiento de los imanes permanentes está mejorando y el precio de los convertidores de potencia está disminuyendo.

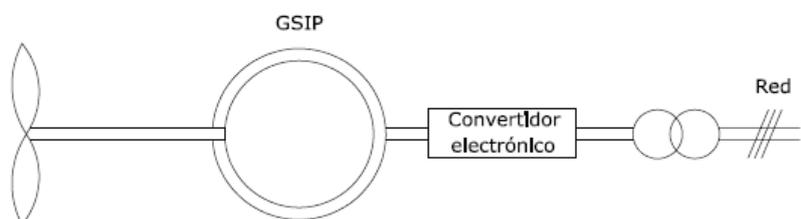


Figura 1.8. Esquema de la configuración generador de transmisión directa con generador síncrono de imanes permanentes (GSIP).

Por estos motivos, el aerogenerador con GSIP se ha convertido en una solución atractiva para los parques eólicos en general y para los parques eólicos marinos en particular. Y por ello, esta tesis se va a centrar en el estudio de este tipo de aerogeneradores.

1.3. Parques eólicos

Los aerogeneradores son sistemas de conversión de energía eólica en energía eléctrica que se agrupan en parques eólicos situados en emplazamientos con buenos recursos eólicos. Los parques también están formados por una red interna de transmisión que, además de las líneas eléctricas, incluye transformadores para adaptar los niveles de tensión. Así, la tensión de generación, que suele ser del orden del kV, se transforma a tensiones del orden de 20kV para el transporte hasta la subestación, donde se evacua la energía generada a la red de transporte a tensiones entre 66 y 220kV en el punto de conexión a red.

Hace años, cuando la generación eólica era pequeña en comparación con otras tecnologías de producción de energía, el *operador del sistema* eléctrico requería que los parques eólicos se desconectaran ante cualquier perturbación, para evitar daños en la red eléctrica [Pöller *et ál.*, 2004]. En la actualidad, debido al aumento de la penetración de la energía eólica en el sistema eléctrico nacional, es fundamental que los sistemas eólicos sean capaces de seguir operando durante alteraciones transitorias en la red para poder garantizar la continuidad del suministro a todos los usuarios. En consecuencia, es lógico pensar que los parques eólicos pueden influir en el comportamiento del sistema eléctrico tanto a nivel de generación de potencia como de mantenimiento. Por ello, es crucial que el operador del sistema, que en nuestro país es Red Eléctrica de España (REE), conozca con antelación el comportamiento de las redes eléctricas con gran presencia de parques eólicos.

La predicción de la evolución del parque eólico ante perturbaciones severas, como contingencias en la red, perturbaciones en el viento de entrada, etc., se realiza a través de *estudios de estabilidad transitoria*, que es la propiedad de los sistemas eléctricos que les permite volver a un punto de funcionamiento aceptable después de una alteración importante.

Por otro lado, los parques eólicos también deben cumplir una serie de restricciones técnicas para poder ser conectados al sistema eléctrico. Estas restricciones se refieren principalmente al mantenimiento dentro de unos límites establecidos de la carga en las líneas y transformadores que evacuan la potencia eólica, y de la tensión en el nudo de conexión a red. Estos límites deben ser satisfechos tanto durante el funcionamiento normal del sistema como después de determinadas contingencias [Rodríguez Amenedo *et ál.*, 2003]. En

este caso, el cumplimiento de estas restricciones se asegura mediante un *análisis estático* de la red eléctrica, que consiste en un estudio en régimen permanente del flujo de cargas del parque y del sistema eléctrico, así como de las tensiones en los nudos de la red interna del parque y en el nudo de conexión a la red, ante diferentes condiciones de funcionamiento.

Este tipo de estudios se pueden realizar con métodos directos o con simulación numérica, siendo esta última la técnica más extendida. Actualmente existen numerosas herramientas informáticas comerciales que permiten ejecutar estas simulaciones y que contienen modelos dinámicos de los dispositivos más frecuente en las redes eléctricas; sin embargo, la mayoría de estos programas no incluyen modelos específicos de turbinas eólicas. Por tanto, un paso previo al análisis de sistemas de generación eólica es realizar los modelos adecuados de los aerogeneradores y de los parques eólicos que se quieran estudiar.

Es una práctica habitual en los estudios dinámicos de sistemas de potencia, realizar las simulaciones a la frecuencia fundamental del generador eléctrico cuando el fenómeno que se está estudiando tiene una frecuencia baja (entre 0.1 y 10Hz) o con constantes de tiempo entre 10s y 100ms. La principal característica de este tipo de simulaciones es que se pueden despreciar los transitorios en la red porque se considera que éstos presentan constantes de tiempo muy pequeñas que no afectan a las simulaciones dinámicas del sistema eléctrico de potencia; por tanto, las variables eléctricas se pueden representar por su componente fundamental y despreciar los armónicos de orden superior. De este modo, se simplifican los modelos de los sistemas de potencia, ya que disminuye el número de ecuaciones diferenciales y, en consecuencia, se reduce el tiempo de computación [Slootweg, 2003].

1.3.1. Representación de parques eólicos

El modelo de un parque eólico ha de permitir la representación del comportamiento del conjunto de aerogeneradores que lo componen ante diferentes condiciones de viento y ante perturbaciones en el funcionamiento de la red eléctrica.

Una de las posibles representaciones del comportamiento del parque consiste en modelar cada uno de los aerogeneradores que lo componen, lo que se conoce como *modelo detallado del parque*. Sin embargo, como el tamaño de los parques está aumentando cada día, no es práctico realizar este tipo de representación porque es computacionalmente muy exigente y tiene tiempos de respuesta lentos debido a la complejidad del sistema de ecuaciones que lo describe. Por ello, para simplificar la tarea y reducir el tiempo de simulación, es habitual representar el parque eólico por grupos de máquinas equivalentes (*clusters*) o un único aerogenerador equivalente, lo que se conoce como *modelo equivalente* o *modelo agregado del parque*.

Los modelos equivalentes mediante la agregación de aerogeneradores de velocidad variable se han empezado a estudiar recientemente, siendo la mayoría de los estudios realizados hasta la fecha de parques

eólicos con GIDA. No obstante, como se comentó en el apartado 1.2.3, el aerogenerador con GSIP se ha convertido en una solución atractiva para los parques eólicos y, a pesar de ello, se ha comprobado en la literatura existente que apenas se han desarrollado modelos equivalentes de este tipo de parques eólicos.

En consecuencia, en esta tesis se van a desarrollar distintos modelos agregados de un parque eólico con GSIP, según los criterios empleados en la literatura existente para otras tecnologías.

1.4. Situación actual de la energía eólica

1.4.1. Escenario a nivel mundial

El negocio de las energías renovables está experimentando un crecimiento extraordinario en todo el mundo debido al descenso de los costes de generación, al crecimiento de la demanda de electricidad y a la progresiva preocupación sobre el Medio Ambiente, en concreto sobre el cambio climático.

El año 2010 marcó un hito importante en la industria de la energía eólica mundial porque fue el primer año en el que se instaló más capacidad eólica en mercados emergentes que en los mercados tradicionales de los países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD). Además, en el año 2011, por segundo año consecutivo, la mayoría de las instalaciones de energía eólica se volvieron a realizar en países fuera de la OECD. Según los observadores del sector eólico, esta tendencia se va a fortalecer en los próximos años, siendo el pronóstico para el año 2030 que la mitad de la potencia eólica mundial esté instalada en países emergentes como Brasil, China, India, Méjico, Marruecos, Sudáfrica y Turquía [GWEC, 2011].

Algunas de estas economías emergentes como China e India, que hace algunos años apenas aparecían en el mapa eólico mundial, han acelerado el ritmo en los últimos años y avanzan a pasos agigantados en su voluntad de convertirse en referentes de la eólica. China ya es líder en el ranking de potencia acumulada con un total de 62.364MW, seguida por Estados Unidos, que roza los 47.000MW acumulados, Alemania, España e India, como se puede observar en la Figura 1.9. Esta última, por ejemplo, en el año 2010 subió al tercer puesto del ranking de potencia acumulada, consolidando su posición en el año 2011 y es probable que su avance continúe, superando a España, para colocarse en la cuarta posición a finales del año 2013 [GWEC, 2011].

En el año 2011, el mercado de la energía eólica mundial creció alrededor de un 6% en comparación con el año 2010 y los 40.5GW de nueva instalación significaron una inversión de más de 50 billones de euros. Como muestra la Figura 1.9, la capacidad eólica global acumulada a final del 2011 roza los 238GW, lo que

representa un crecimiento acumulado del mercado de más del 20%, una cifra ciertamente respetable en cualquier industria, considerando la situación económica mundial actual, incluso cuando esta cifra es menor que la media de los últimos 10 años [GWEC, 2011].

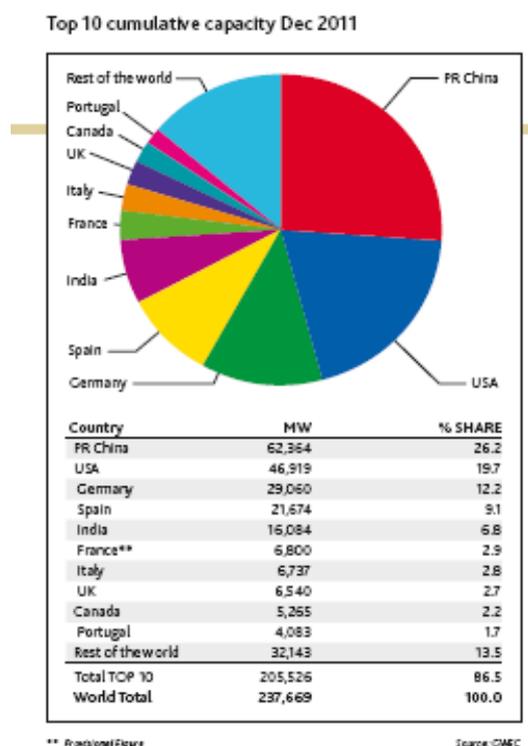


Figura 1.9. Ranking de potencia eólica acumulada (Diciembre de 2011) [GWEC, 2011].

1.4.2. Escenario en España

En el año 2010, el sector eólico español demostró su fiabilidad estratégica al cumplir los objetivos del Plan de Energías Renovables (PER 2005-2010). Durante ese año se instalaron 1.516MW, que sumaron una potencia instalada total de 20.676MW, cifra ligeramente superior a la fijada en el PER, de 20.155MW. Además, la eólica fue la segunda tecnología que más potencia nueva instaló, sólo por detrás del ciclo combinado, y fue capaz de cubrir el 16.4% de la demanda eléctrica, lo que permitió que esta tecnología se consolidase como la tercera que más energía aporta al sistema eléctrico, tras el ciclo combinado y la nuclear. Y todo esto se consiguió a pesar de la ralentización en el ritmo de crecimiento del sector debida a la creación del registro de pre-asignación a mediados del 2009 y a la incertidumbre regulatoria que caracterizó al año 2010 [AEE, 2011].

En el año 2011, el mercado eólico español experimentó un modesto incremento debido a la recesión económica. Según la AEE, sólo se instalaron 1.050MW, lo que representa un aumento anual del 5,1% de la

potencia acumulada, siendo el crecimiento más débil de la historia de la eólica en nuestro país en términos porcentuales. Sin embargo, España sigue ocupando el segundo puesto en Europa, después de Alemania, con una capacidad total instalada de 21.673MW, como muestra la Figura 1.10 [GWEC, 2011].

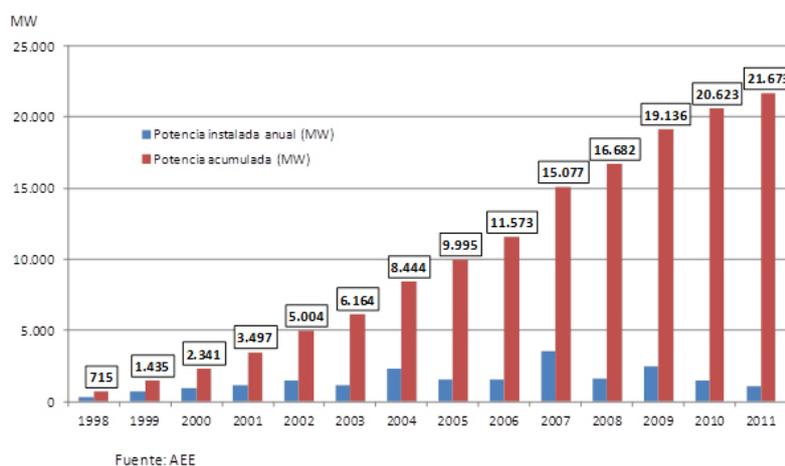


Figura 1.10. Evolución de la potencia eólica instalada en España (1998-2011) [AEE, 2011].

Así mismo, durante este año, la eólica continuó siendo la segunda tecnología con mayor potencia instalada, por detrás también del ciclo combinado, como se puede observar en la Figura 1.11. Esta potencia generó 42TWh de electricidad, lo que supuso el 15.7% de la demanda nacional.

Según el Plan de Energía Renovable 2011-2020 (PER 2011-2020), la energía eólica se convertirá en la tecnología energética de mayor importancia en cuanto a potencia instalada con 35GW en tierra y 750MW en el mar, por lo que podrá satisfacer una demanda eléctrica del 19.5%, sólo por detrás del gas natural (35.4%). No obstante, estas cifras han supuesto una decepción para el sector eólico español porque tanto la Asociación Eólica Española (AEE) como la Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA) habían estimado un potencial eólico de 45GW (40GW en tierra y 5GW en el mar) para el año 2020. Sin embargo, teniendo en cuenta la situación económica del país, incluso los modestos objetivos del PER podrían ser un reto si el marco regulatorio y retributivo continua confuso y sin el suficiente apoyo económico para el periodo 2011-2020 [GWEC, 2011].

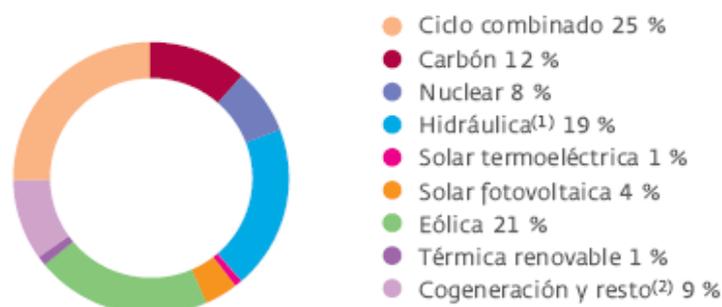


Figura 1.11. Potencia instalada en España a 31 de diciembre de 2011 [REE, 2011].

En cualquier caso, a pesar de la situación actual, la eólica ha demostrado su eficiencia y eficacia como pilar del sistema eléctrico, no sólo en nuestro país sino en el mundo entero, manteniendo unas tasas de crecimiento muy altas y demostrando su perfecta integración en la red. La generación eólica ha vuelto a alcanzar cotas de penetración impensables años atrás y ha contribuido a la producción de energía eléctrica como primera tecnología renovable.

1.5. Normativa del sector eólico

El sector eólico es un sector regulado, por lo que el marco normativo es fundamental para su evolución. El marco regulatorio del sector incluye, como pilar fundamental, la Ley del Sector Eléctrico de 1997 y su normativa de desarrollo.

Entre esta normativa destacan:

- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

El marco económico establecido en este RD garantiza a los titulares de instalaciones en régimen especial una retribución razonable para sus inversiones y a los consumidores eléctricos una asignación también razonable de los costes imputables al sistema eléctrico. Además, se incentiva la participación en el mercado porque se considera que con esta medida se consigue una menor intervención administrativa en la fijación de los precios de la electricidad, así como una mejor y más eficiente imputación de los costes del sistema.

- Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

En este RDL se establecen mecanismos, como el registro de pre-asignación de retribución de instalaciones en régimen especial, para garantizar la seguridad jurídica necesaria a aquellos que han realizado inversiones y poner las bases para el establecimiento de nuevos regímenes económicos que ayuden al logro de unos objetivos de potencia por tecnología a un coste razonable para el consumidor y la evolución tecnológica de las mismas, que permitan una reducción gradual de sus costes y en consecuencia su competitividad con las tecnologías convencionales.

- Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020.

Finalizado el período de vigencia del PER 2005-2010 era necesaria la elaboración de un nuevo Plan, con el diseño de nuevos escenarios y la incorporación de los objetivos de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de fuentes renovables, que establece objetivos mínimos vinculantes para el conjunto de la Unión Europea y para cada uno de los Estados miembros, y la necesidad de que cada Estado miembro elabore y notifique a la Comisión Europea (CE) un Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) para el periodo 2011-2020, con vistas al cumplimiento de los objetivos vinculantes que fija la Directiva.

La Directiva 2009/28/CE establece como objetivos generales, conseguir una cuota mínima del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea y una cuota mínima del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020.

Como se indicó en el apartado 1.4.2, el Plan de Energías Renovables establece como objetivos específicos para la potencia eólica acumulada en el horizonte 2020: 35GW instalados en tierra, incluyendo la repotenciación de los parques eólicos obsoletos, y 750MW instalados en el mar.

- Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.

El objetivo de este RD es resolver determinadas ineficiencias en la aplicación Real Decreto-Ley 6/2009.

- Real Decreto-Ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

En este RDL se establece una moratoria *sine die* a todas las nuevas instalaciones de régimen especial, dejando una puerta abierta a la posibilidad de adoptar un nuevo régimen económico especial para las tecnologías renovables y la cogeneración en un futuro.

Por otro lado, la generación de electricidad de origen eólico necesita una infraestructura adecuada para su evacuación, así como unos criterios de operación que faciliten su integración en el sistema eléctrico en las mejores condiciones de seguridad y confiabilidad para el mismo. Estos criterios de operación los establece el operador del sistema y se conocen como *procedimientos de operación*, siendo de obligado cumplimiento para todas las instalaciones que forman parte del sistema eléctrico nacional.

Entre los procedimientos de operación establecidos por REE, los relacionados con el sector eólico son los siguientes:

- El objetivo del nuevo P.O. 7.5 es indicar cómo las unidades de producción del Régimen Especial prestarán el servicio complementario de control de la tensión de los sistemas eléctricos peninsular, insular y extrapeninsular. Este procedimiento está todavía sin aprobar.
- El P.O. 12.2 regula los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad para el equipo generador de las instalaciones conectadas a la red de transporte. Este procedimiento está en proceso de revisión para adaptarse a los objetivos propuestos en el PER 2011-2020.
- El P.O. 12.3 establece los requisitos de respuesta de las instalaciones eólicas frente a huecos de tensión con el propósito de garantizar la continuidad del suministro.

1.6. Objetivos de la tesis

Considerando todo lo expuesto, el objetivo de esta tesis es ***desarrollar modelos equivalentes de parques eólicos de aerogeneradores de velocidad variable con generadores síncronos de imanes permanentes para estudios eléctricos en régimen dinámico.***

A continuación se enumeran los pasos realizados para lograr este objetivo:

- Se desarrollará el modelo detallado de un aerogenerador con GSIP a partir de las directrices existentes en la literatura técnica, en relación a los modelos de este tipo de aerogeneradores.
- Se analizarán las diferentes estrategias de control que se pueden aplicar al modelo del aerogenerador en estudio y se determinará cual de las estrategias de control propuestas en la literatura existente proporciona el comportamiento más adecuado del sistema eólico en estudio.
- Con objeto de comprobar la capacidad del modelo desarrollado para simular el comportamiento del aerogenerador en estudio durante su funcionamiento normal, se estudia la evolución dinámica del modelo

desarrollado cuando se produce una fluctuación en la velocidad del viento y una perturbación en el punto de conexión a la red eléctrica.

- Conocidos los modelos detallados del aerogenerador con GSIP y, por tanto, del parque eólico en estudio, se desarrollan tres modelos equivalentes aplicando diferentes criterios de agregación, existentes en la literatura técnica que ya se han aplicado a otras tecnologías.
- Conocidos los distintos modelos equivalentes del parque eólico en estudio y su comportamiento en régimen permanente, se analizará la evolución dinámica de estos modelos y se compararán los resultados con el comportamiento del modelo detallado del parque eólico en estudio, con objeto de verificar la eficacia de los modelos desarrollados tanto en condiciones normales de funcionamiento (fluctuaciones en el viento) como cuando se producen perturbaciones en el punto de conexión a red (huecos de tensión). El procedimiento que se utilizará para validar los modelos equivalentes desarrollados frente al modelo detallado del parque eólico se basa en el método propuesto por el *Grupo de Trabajo 21* del IEA Wind para parques eólicos de velocidad variable formados por aerogeneradores con GIDA, por lo que será necesario adaptar algunos de estos requisitos al tipo de aerogeneradores que forman el parque eólico en estudio.

El software que se utilizará para realizar las simulaciones y, con ello, alcanzar los objetivos planteados es MATLAB/Simulink.

1.7. Estructura de la tesis

La tesis se estructura en cinco capítulos, referencias bibliográficas y un apéndice:

- En el primer capítulo se explica de forma breve qué es la energía eólica y se definen algunas de las características más importantes del viento, además de hacer un repaso de la utilización de la energía eólica a lo largo de la Historia. A continuación, se describe el funcionamiento del aerogenerador, se detallan los diferentes criterios de clasificación de los aerogeneradores y se definen las consideraciones básicas que se deben tener en cuenta en la representación de parques eólicos. Después se comenta la situación actual de la energía eólica tanto a nivel mundial como en España. Y, por último, se plantean los objetivos de la tesis y se describe su estructura.
- En el segundo capítulo se desarrolla el modelo detallado de un parque eólico de velocidad variable compuesto por aerogeneradores con generadores síncronos de imanes permanentes con una doble finalidad: representar el comportamiento de un parque real de forma óptima y servir de referencia a los distintos modelos equivalentes del parque eólico, que se desarrollarán en el capítulo 3.

- En el tercer capítulo, después de analizar el estado del arte de los modelos equivalentes de aerogeneradores de velocidad variable, en concreto de aquellos con GSIP, se desarrollan tres modelos equivalentes para el parque eólico en estudio, según una serie de métodos de agregación que, hasta la fecha, se han aplicado a aerogeneradores con GIDA. A continuación, se comparan las respuestas de los modelos equivalentes con la respuesta del modelo detallado del parque eólico en estudio para comprobar la eficacia de los métodos de agregación estudiados para parques formados por aerogeneradores de velocidad variable con GSIP.
- En el cuarto capítulo se presentan y analizan los resultados de las simulaciones realizadas en el parque eólico en estudio frente a fluctuaciones en la velocidad del viento, representadas por series temporales de velocidad del viento, y frente a perturbaciones en el punto de conexión a red, simbolizadas por dos tipos de huecos de tensión, con objeto de verificar la robustez de los modelos equivalentes desarrollados. El procedimiento empleado para validar los modelos equivalentes respecto al modelo detallado del parque eólico en estudio se basa en el método propuesto por el *Grupo de Trabajo 21* del IEA Wind para parques eólicos de velocidad variable compuestos por aerogeneradores con GIDA, adaptando algunos de estos requisitos al tipo de aerogeneradores que forman el parque eólico en estudio.
- En el quinto capítulo se establecen las conclusiones del trabajo realizado y se proponen futuras líneas de estudio.
- El apéndice A recoge los parámetros del aerogenerador en estudio.

Capítulo 2

Modelo detallado de un parque eólico de velocidad variable con aerogeneradores síncronos de imanes permanentes

En este capítulo se desarrolla el modelo detallado de un parque eólico de velocidad variable compuesto por aerogeneradores con generadores síncronos de imanes permanentes, con una doble finalidad:

- Representar el comportamiento de un parque real de forma óptima.
- Servir de referencia a los diferentes modelos equivalentes del parque eólico en estudio, que se desarrollarán en el capítulo 3.

En primer lugar se realiza el modelo detallado del aerogenerador con GSIP y, a continuación, se describe el parque eólico que se va a estudiar, compuesto por varios aerogeneradores y su correspondiente red eléctrica interna.

2.1. Modelo del aerogenerador individual

En primer lugar, para representar el comportamiento del aerogenerador de forma precisa se ha desarrollado un modelo detallado del sistema a partir de los modelos de este tipo de máquinas empleados en la literatura existente [Slootweg *et ál.*, 2003_a], [Akhmatov, 2006], [Chinchilla *et ál.*, 2006], [Belhadj *et ál.*, 2007], [Hansen *et ál.*, 2008], [Fernandez *et ál.*, 2010], [Zaragoza *et ál.*, 2011].

Una configuración típica de un aerogenerador de velocidad variable con GSIP es la que se muestra en la Figura 2.1.

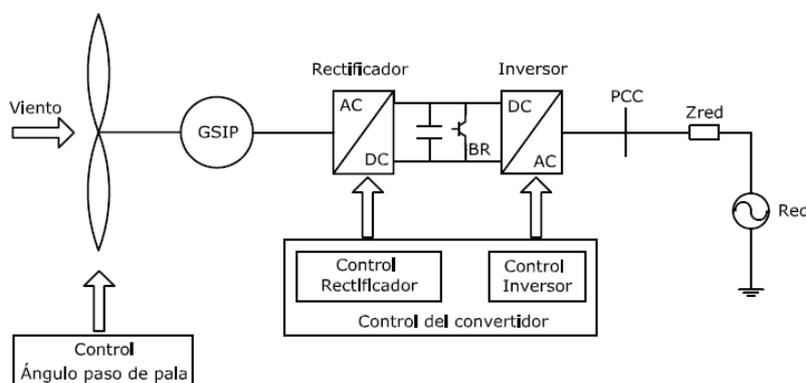


Figura 2.1. Diagrama de un aerogenerador con generador síncrono de imanes permanentes.

Como se puede ver en la figura, el rotor eólico está directamente acoplado al generador eléctrico, es decir, no hay caja multiplicadora de velocidad. El motivo es que el amplio número de polos situados en la superficie del rotor del GSIP, permite que éste gire a bajas velocidades y, por tanto, se pueda conectar directamente al rotor eólico. El generador se conecta al convertidor de frecuencia que se encarga de transformar la frecuencia del generador, que es variable y depende del viento incidente en el rotor eólico, a la frecuencia constante de la red.

Este tipo de convertidores están formados por dos puentes de transistores bipolares de puerta aislada (IGBT), unidos entre sí por una etapa de corriente continua; siendo cada uno de estos puentes un convertidor CC/CA. El puente del lado del generador, que funciona como rectificador, convierte la tensión alterna del generador, cuya frecuencia depende de la velocidad de giro del rotor eólico, en tensión continua. Ésta se estabiliza en la etapa de continua y a continuación, el puente del lado de la red, que funciona como inversor, la transforma en tensión alterna a la frecuencia impuesta por la red [Chinchilla, 2001].

Además, el aerogenerador está compuesto por dos sistemas de control coordinados. Por un lado, el control del convertidor de frecuencia que, debido a la etapa de continua, puede controlar el lado del generador eléctrico de forma independiente al lado de la conexión a red. Y, por otra parte, el sistema de control del ángulo de paso de pala se encarga de controlar la potencia activa generada o la velocidad de giro del rotor.

En la configuración del aerogenerador, que se ha considerado en esta tesis, también se ha añadido un sistema de protección frente a los huecos de tensión, que se explicará en el apartado 2.1.6.

Conocido el modelo, el aerogenerador se somete a una fluctuación en la velocidad del viento y a un hueco de tensión en el punto de conexión a red, ya que ambas perturbaciones son habituales en cualquier parque eólico conectado a la red eléctrica, y se analiza la evolución dinámica de las diferentes variables eléctricas y mecánicas que entran en juego, con el objetivo de determinar cual de las estrategias de control propuestas en la literatura existente proporciona el comportamiento más adecuado del sistema. Las dos primeras estrategias controlan la velocidad de giro del rotor eólico [Zaragoza *et ál.*, 2011], [Ying *et ál.*, 2007], [Chinchilla *et ál.*, 2006] y están coordinadas con el sistema de control del ángulo de paso de pala que, en estos dos casos, controla la potencia activa del generador eléctrico. La tercera estrategia controla el par eléctrico [Belhadj *et ál.*, 2007], [Ramtharan *et ál.*, 2007], y la última controla la potencia eléctrica [Conroy *et ál.*, 2007], [Muyeen *et ál.*, 2007], [Fernandez *et ál.*, 2010]. Estas dos últimas estrategias están coordinadas con el sistema de control del ángulo de paso de pala que, en estos dos casos, controla la potencia activa del generador eléctrico.

Por último, se analizan los resultados obtenidos en las simulaciones y se describe el parque eólico que se va a estudiar en esta tesis. El software utilizado para realizar las simulaciones es MATLAB/Simulink.

2.1.1. Modelo del rotor eólico

El rotor eólico es el elemento del aerogenerador que extrae la energía cinética del viento y la convierte en energía mecánica.

El rotor es un sistema aerodinámico bastante complejo; por ello, cuando el principal interés del análisis de la dinámica del aerogenerador es su comportamiento eléctrico, se utiliza un modelo simplificado del rotor que está definido por la relación algebraica que existe entre la velocidad del viento y la potencia mecánica extraída del viento por el rotor; o bien, por la relación que existe entre la velocidad del viento y el par mecánico desarrollado por el rotor. Ambas relaciones están definidas por las siguientes ecuaciones:

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot C_p(\beta, \lambda) \cdot V_V^3 \quad (2.1)$$

$$T_m = \frac{P_m}{W_r} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot \frac{C_p(\lambda, \theta)}{\lambda} \cdot V_V^2, \quad (2.2)$$

donde P_m (W) es la potencia mecánica extraída del viento, ρ (kg/m³) es la densidad del aire, R (m) es el radio del rotor eólico, C_p es el coeficiente de potencia, V_V (m/s) es la velocidad del viento, T_m (Nm) es el par mecánico desarrollado por el rotor eólico, W_r (rad/s) es la velocidad de giro del rotor eólico y λ es la velocidad específica.

Como se comentó en el apartado 1.2.1, el coeficiente de potencia depende de la velocidad específica λ y del ángulo de paso de pala β . Estas curvas se pueden determinar a través de medidas de campo o de funciones analíticas que aproximan el comportamiento de la turbina. En esta tesis, la curva que define el coeficiente de potencia está determinada por la siguiente función [Hier, 2006]:

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \cdot \left(C_2 \cdot \frac{1}{\beta} - C_3 \cdot \beta - C_4 \cdot \beta^x - C_5 \right) \cdot e^{-C_6 \cdot \frac{1}{\beta}}, \quad (2.3)$$

siendo

$$\frac{1}{\beta^x} = \frac{1}{\lambda + 0,08 \cdot \beta} - \frac{0,035}{1 + \beta^3}, \quad (2.4)$$

donde los coeficientes de C_1 a C_6 y x dependen del tipo de rotor.

Con objeto de conocer la pareja de parámetros que hacen máximo el valor del coeficiente de potencia, C_p , se han ido tomando valores de β y λ y se han sustituido en las ecuaciones (2.3) y (2.4), representando los resultados obtenidos en la Figura 2.2, estando los parámetros del rotor eólico definidos en el apéndice A. En esta figura se puede comprobar que el valor máximo de C_p es del orden de 0.4 y corresponde a un ángulo de paso de pala $\beta=0$ y una velocidad específica $\lambda=8$. Por tanto, esta pareja de valores maximizan la potencia mecánica extraída del viento.

Otra conclusión que se puede extraer de la Figura 2.2 es que al aumentar el ángulo de paso de pala, el valor del coeficiente de potencia disminuye y, en consecuencia, la potencia mecánica extraída del viento por el rotor eólico también decrece. Por tanto, la actuación sobre el ángulo β es una manera de controlar la potencia mecánica del rotor eólico, como se verá en el apartado 2.1.7.2.

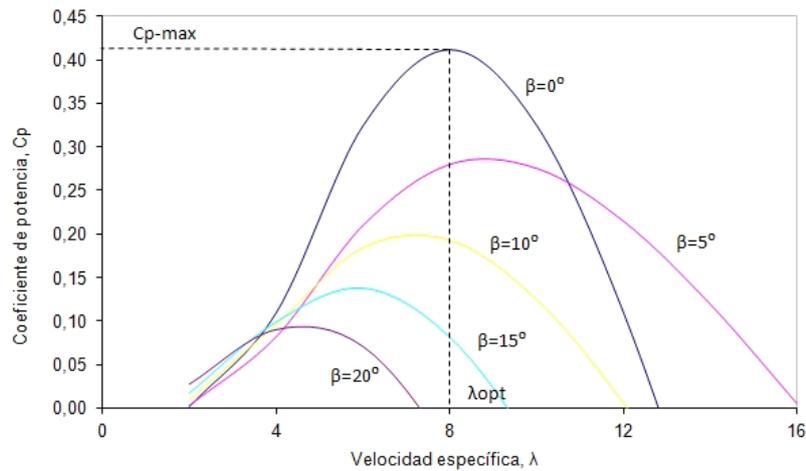


Figura 2.2. Curva del coeficiente de potencia C_p (2.3) para diferentes valores de β y λ , usando los parámetros definidos en el apéndice A.

En la Figura 2.3 se representa la potencia mecánica frente a la velocidad de giro del rotor eólico para diferentes velocidades de viento, cuando $\beta=0$. Como se puede ver, para cada velocidad de viento hay un punto de la curva, correspondiente a una velocidad de giro del rotor eólico determinada, que proporciona la máxima potencia o potencia óptima. Este punto se denomina *punto de máxima potencia*.

Cuando la velocidad del viento cambia, el sistema de control del aerogenerador dirige al rotor eólico para seguir la trayectoria del punto de máxima potencia, que está definida por la siguiente ecuación:

$$P_{m-opt} = K_{opt} \cdot W_r^3, \quad (2.5)$$

donde

$$K_{opt} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5 \cdot \frac{C_{p-max}}{\lambda_{opt}^3}. \quad (2.6)$$

De modo que para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia hay que lograr que el aerogenerador trabaje a la velocidad de giro óptima que, como se analizará en el apartado 2.1.7.1, se puede determinar a partir de diferentes estrategias de control.

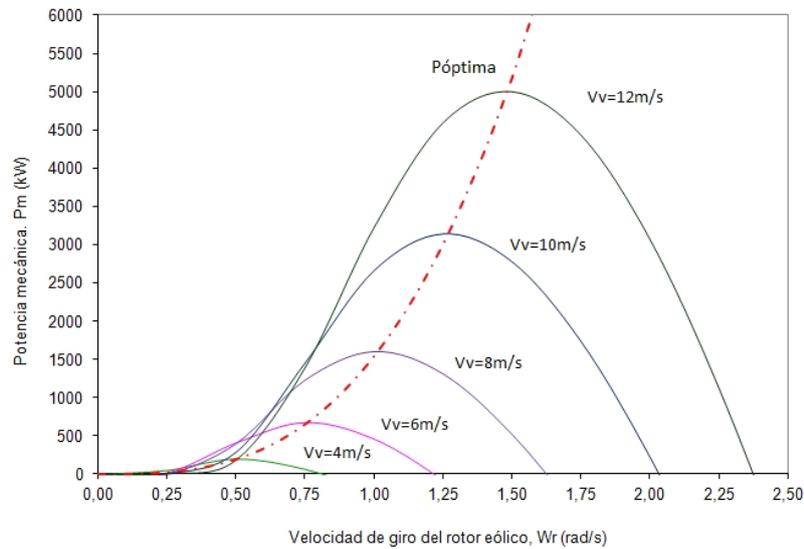


Figura 2.3. Curvas de potencia mecánica para diferentes velocidades de viento.

2.1.2. Modelo del tren de potencia

El tren de potencia es el elemento del aerogenerador que transmite la potencia mecánica del rotor eólico al generador eléctrico.

Como se ha comentado, el aerogenerador que nos ocupa es de transmisión directa con un generador síncrono de imanes permanentes. Por tanto, en el modelo del tren de potencia se consideran los elementos giratorios del aerogenerador, que son el rotor eólico, el eje de transmisión y el generador eléctrico.

Según [Akhmatov, 2003], en un GSIP el número de pares de polos afecta a la rigidez del tren de potencia. Cuanto mayor sea el número de polos, menor es la rigidez del eje de transmisión y, por tanto, cualquier torsión del eje de transmisión afectará al funcionamiento del generador. Por este motivo, considera necesario utilizar el modelo de dos masas para representar la dinámica del eje.

Sin embargo, en [Akhmatov, 2006] el mismo autor utiliza el modelo de una masa agrupada para representar el tren de potencia porque considera que, en estudios de estabilidad de la tensión de corta duración (*short-term voltage stability*), las oscilaciones del eje de transmisión son despreciables ya que éstas serán absorbidas por el sistema de control del convertidor de frecuencia. Asimismo, en [Slootweg *et ál.*, 2003_b] se considera que la dinámica del eje de transmisión apenas se refleja en la conexión a red debido al desacoplamiento que produce el convertidor de frecuencia; por tanto, las oscilaciones se desprecian y el eje también se representa con el modelo de una masa.

En esta tesis, de acuerdo con su objetivo final, se considera *a priori* que el modelo de una masa agrupada es válido para representar el sistema de transmisión del aerogenerador en estudio.

En el modelo de una masa agrupada se supone que la inercia del rotor del generador, la del eje de transmisión y la del rotor eólico están agrupadas en una única masa giratoria. La ecuación que define este modelo es:

$$T_m - T_e = J_{eq} \cdot \frac{dW_r}{dt} \quad (2.7)$$

donde T_e (Nm) es el par eléctrico y J_{eq} (Kgm²) es la inercia equivalente del sistema giratorio.

2.1.3. Modelo del generador eléctrico

El generador eléctrico es el elemento del aerogenerador que transforma la potencia mecánica desarrollada por el rotor eólico en potencia eléctrica.

Como se ha explicado en el apartado 1.2.3, el generador síncrono de imanes permanentes proporciona al aerogenerador de velocidad variable muchas ventajas frente a otras configuraciones eólicas. Entre las distintas topologías de GSIP que existen para sistemas eólicos, se ha optado por el GSIP de flujo radial con imanes superficiales.

En este tipo de generador eléctrico, los imanes van montados en la superficie del rotor y un amplio número de polos permiten que el generador gire a velocidades bajas y, por tanto, se pueda conectar directamente al rotor eólico sin la necesidad de una caja multiplicadora de velocidad. En realidad, a estos generadores se les denomina síncronos porque giran en sincronismo con el rotor eólico, no con la frecuencia de la red. Por ello, como la frecuencia del generador no está sincronizada con la de la red eléctrica, es necesario utilizar un convertidor de frecuencia.

Normalmente, para modelizar el generador eléctrico se aplica la *transformación de Park* a las ecuaciones expresadas en coordenadas fijas con el estator porque de este modo las ecuaciones que resultan son especialmente adecuadas para el control de la máquina, como se verá en el apartado 2.1.7.1. Por tanto, el modelo dinámico del GSIP se ha expresado en el sistema de coordenadas d-q, que gira a la velocidad del generador y tiene el eje directo alineado con la posición del flujo magnético, como se observa en la Figura 2.4.

En el desarrollo del modelo se han tenido en cuenta los siguientes supuestos:

- El flujo magnético tiene una distribución sinusoidal en el entrehierro.
- El rotor no tiene devanados amortiguadores.

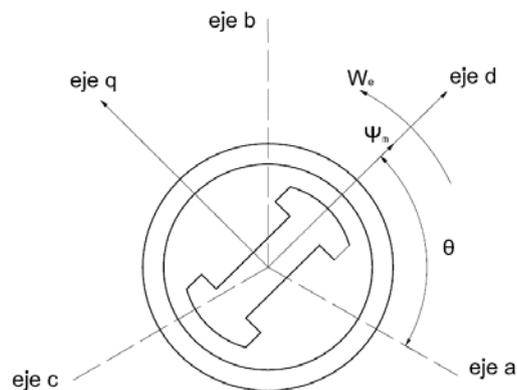


Figura 2.4. Representación esquemática del GSIP.

Las ecuaciones trifásicas del generador, en coordenadas fijas con el estator, expresadas en forma matricial son [Chinchilla, 2001]:

$$[u_{abc}] = -[R_s] \cdot [i_{abc}] + \left[\frac{d(\lambda_{abc})}{dt} \right] \quad (2.8)$$

Los enlaces de flujo abrazados por los devanados del estator λ_{abc} son debidos a la circulación de corriente por las fases del generador y al flujo originado por los imanes permanentes situados en el rotor del generador. Además, si se considera un comportamiento lineal de los enlaces de flujo con la corriente a través de la inductancia, resulta:

$$[\lambda_{abc}] = -[L_s] \cdot [i_{abc}] + [\psi_m] \quad (2.9)$$

siendo

$$[\psi_m] = \begin{bmatrix} \psi_m \cdot \cos \theta \\ \psi_m \cdot \cos(\theta - 2\pi/3) \\ \psi_m \cdot \cos(\theta + 2\pi/3) \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Aplicando a las ecuaciones anteriores la transformación de Park, resulta:

$$\begin{aligned} u_{sd} &= -R_s \cdot i_{sd} + \frac{d}{dt}(\varphi_d) - \varphi_q \cdot W_e, \\ u_{sq} &= -R_s \cdot i_{sq} + \frac{d}{dt}(\varphi_q) + \varphi_d \cdot W_e \end{aligned} \quad (2.11)$$

siendo los enlaces de flujo que concatenan a los devanados d y q :

$$\begin{aligned} \varphi_d &= -L_{sd} \cdot i_{sd} + \psi_m, \\ \varphi_q &= -L_{sq} \cdot i_{sq} \end{aligned} \quad (2.12)$$

Sustituyendo la ecuación (2.12) en la ecuación (2.11), las ecuaciones de la tensión del estator en coordenadas d - q quedan de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} u_{sd} &= -R_s \cdot i_{sd} - L_{sd} \cdot \frac{di_{sd}}{dt} + W_e \cdot L_{sq} \cdot i_{sq}, \\ u_{sq} &= -R_s \cdot i_{sq} - L_{sq} \cdot \frac{di_{sq}}{dt} + W_e \cdot (\psi_m - L_{sd} \cdot i_{sd}) \end{aligned} \quad (2.13)$$

donde u_{sd} , u_{sq} (V) son las tensiones del generador, i_{sd} , i_{sq} (A) son las corrientes del generador, R_s (Ω) es la resistencia del estator, L_{sd} , L_{sq} (H) son las inductancias del estator, ψ_m (Wb) es el flujo magnético y W_e (rad/s) es la velocidad de giro del generador.

Por último, la velocidad angular eléctrica W_e es el producto de la velocidad de giro del rotor eólico y el número de pares de polos:

$$W_e = W_r \cdot p_p, \quad (2.14)$$

donde p_p es el número de pares de polos.

Los parámetros del GSIP se muestran en el Apéndice A.

2.1.3.1. Ecuación del par electromagnético del GSIP

La expresión del par electromagnético del GSIP se obtiene a partir de la expresión de la potencia instantánea consumida por el generador. Esta potencia, expresada en coordenadas fijas con el estator, está definida por la siguiente ecuación [Kundur, 1994]:

$$P_s = u_a \cdot i_a + u_b \cdot i_b + u_c \cdot i_c \quad (2.15)$$

Aplicando a esta ecuación la transformación de Park, resulta:

$$P_s = \frac{3}{2} \cdot (u_{sd} \cdot i_{sd} + u_{sq} \cdot i_{sq}) \quad (2.16)$$

Si se consideran las ecuaciones de la tensión del estator en función de los enlaces de flujo (2.11) y se introducen en la ecuación (2.16), se obtiene una expresión de la potencia absorbida por el generador que es interesante analizar de forma detallada.

$$P_s = \frac{-3}{2} \cdot (R_s \cdot i_{sd}^2 + R_s \cdot i_{sq}^2) + \frac{3}{2} \cdot \left(\frac{d\varphi_d}{dt} \cdot i_{sd} + \frac{d\varphi_q}{dt} \cdot i_{sq} \right) + \frac{3}{2} \cdot W_e \cdot (\varphi_d \cdot i_{sq} - \varphi_q \cdot i_{sd}) \quad (2.17)$$

El primer sumando representa las *pérdidas en el cobre del estator*. El segundo sumando está asociado a la energía electromagnética en el hierro, en la que se incluyen las *pérdidas en el hierro*. Y el tercer sumando está relacionado con la potencia mecánica útil que puede desarrollar el generador y que lleva asociado un par electromagnético a través de su velocidad de giro, como muestra la siguiente expresión:

$$P_{mec} = \frac{3}{2} \cdot W_e \cdot (\varphi_d \cdot i_{sq} - \varphi_q \cdot i_{sd}) = T_e \cdot W_r \quad (2.18)$$

De esta expresión se puede despejar el par electromagnético del generador. Sustituyendo las expresiones de los enlaces de flujo concatenados (2.12), la ecuación que define el par del generador es:

$$T_e = \frac{3}{2} \cdot p_p \cdot \left(L_{sq} \cdot i_{sq} \cdot i_{sd} - L_{sd} \cdot i_{sd} \cdot i_{sq} + \psi_m \cdot i_{sq} \right) \quad (2.19)$$

Cuando los imanes van montados en la superficie del rotor, la permeabilidad relativa de los imanes tiene un valor próximo a la del aire y, por tanto, se puede considerar a la máquina como si fuera de rotor liso y con un entrehierro alto. Esto da lugar a que las inductancias del estator expresadas en coordenadas $d-q$ tengan el mismo valor [Chinchilla, 2001]; en consecuencia, la ecuación del par eléctrico queda:

$$T_e = \frac{3}{2} \cdot p_p \cdot \psi_m \cdot i_{sq} \quad (2.20)$$

Esta ecuación muestra que el par es directamente proporcional a la componente en cuadratura de la corriente del estator; por tanto, el par puede ser controlado a través de i_{sq} . Por otro lado, como la componente directa de la corriente del estator no contribuye al par eléctrico, se puede considerar que i_{sd} es cero sin que el par eléctrico se vea afectado. Ambas deducciones se utilizan en el sistema de control del aerogenerador, como se verá en el apartado 2.1.7.1.

Por último, la potencia reactiva del generador en coordenadas $d-q$ está definida por la siguiente ecuación:

$$Q_s = \frac{3}{2} \cdot \left(u_{qs} \cdot i_{ds} - u_{ds} \cdot i_{qs} \right) \quad (2.21)$$

2.1.4. Modelo del convertidor electrónico

En un sistema eólico de velocidad variable con un GSIP, el generador eléctrico está conectado a la red a través de un convertidor electrónico para adecuar la frecuencia de la tensión generada a la frecuencia de la tensión de la red.

En la literatura existente [Hansen *et ál.*, 2001], [Chen *et ál.*, 2009], [Liserre *et ál.*, 2011] se puede comprobar que los convertidores de frecuencia más utilizados en los sistemas eólicos de velocidad variable con GSIP son los convertidores de alterna-alterna con una etapa intermedia de corriente continua.

Este tipo de convertidores están formados por dos puentes de transistores bipolares de puerta aislada (IGBT), unidos entre sí por una etapa de corriente continua; siendo cada uno de estos puentes un convertidor CC/CA. El puente del lado del generador, que funciona como rectificador, convierte la tensión

alterna del generador, cuya frecuencia depende de la velocidad de giro del rotor eólico, en tensión continua. Ésta se estabiliza en la etapa de continua y a continuación, el puente del lado de la red, que funciona como inversor, la transforma en tensión alterna a la frecuencia impuesta por la red [Chinchilla, 2001].

Una ventaja de este tipo de convertidores es que el condensador de la etapa de continua desacopla totalmente el comportamiento del generador del comportamiento de la red, por lo que permite una controlabilidad total del sistema, como se comprobará más adelante.

El convertidor de frecuencia tiene una frecuencia de conmutación alta; por ello, responde de forma prácticamente inmediata a los cambios de consigna. Esto permite considerar que el convertidor tiene un comportamiento ideal con la tensión del bus de continua constante. En consecuencia, tanto el puente del lado del generador como el del lado de la red se modelizan como fuentes controladas de tensión o de corriente [Slootweg *et ál.*, 2003_b], [Akhmatov, 2003], [Conroy *et ál.*, 2007], [Fernandez *et ál.*, 2010].

El convertidor del lado del generador proporciona las componentes en coordenadas $d-q$ de la tensión del generador y su frecuencia eléctrica; por tanto, este convertidor actúa como una fuente de tensión controlada en corriente, cuya finalidad es controlar la potencia extraída por la turbina eólica para cada velocidad del viento. El convertidor del lado de la red también actúa como una fuente de tensión controlada en corriente y sus objetivos son controlar el factor de potencia y la tensión en la etapa de continua para poder transmitir la potencia generada a la red [Fernandez *et ál.*, 2010].

Como se ha indicado en párrafos anteriores, el convertidor se considera ideal y, en consecuencia, las pérdidas se desprecian. Por tanto, el comportamiento dinámico de la etapa de corriente continua se puede expresar según la siguiente ecuación:

$$\frac{du_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} \cdot (I_{dc-R} - I_{dc-I}), \quad (2.22)$$

donde u_{dc} es la tensión de la etapa de continua, C es el valor del condensador, I_{dc-R} es la corriente del rectificador e I_{dc-I} es la corriente del inversor.

El circuito equivalente del conjunto generador eléctrico-convertidor de frecuencia se muestra en la Figura 2.5. Como se puede observar, se utiliza el *criterio de signos generador*; es decir, las corrientes se consideran positivas cuando fluyen hacia la red.

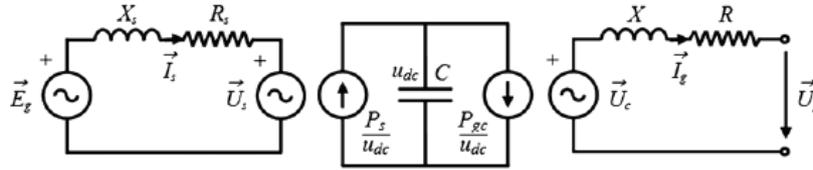


Figura 2.5. Circuito equivalente del GSIP y el convertidor de frecuencia [Fernández *et ál.*, 2010].

En esta figura queda claramente representado el desacoplamiento que introduce la etapa de continua entre el comportamiento del generador y el comportamiento de la red. A través del convertidor sólo se transmite la potencia activa del generador a la red; es decir, la potencia reactiva (ecuación (2.21)) se intercambia con el convertidor del lado del generador, no con la red. Por ello, esta ecuación tiene un interés limitado cuando se analiza la interacción del aerogenerador con la red, sólo es importante para dimensionar el convertidor [Slootweg *et ál.*, 2003_b]. Entonces, como ya se ha comentado, es el inversor, cuya frecuencia y tensión están fijadas por la red, el que controla el intercambio de potencia reactiva con la red.

2.1.5. Modelo de la conexión a red

El sistema eólico se conecta a la red eléctrica a través del inversor, como se ha comentado en el apartado anterior. La red se caracteriza por tener una potencia infinita y, por ello, su tensión se puede considerar constante.

Las ecuaciones del convertidor conectado a red, en coordenadas fijas con el estator, expresadas en forma matricial son [Chinchilla, 2001]:

$$[u_{conv-abc}] = [R_{red}] \cdot [i_{abc}] + L_{red} \cdot \left[\frac{d(i_{abc})}{dt} \right] + [u_{red-abc}]. \quad (2.23)$$

De nuevo, el sistema trifásico de tensiones se ha expresado en coordenadas $d-q$ pero, a diferencia del modelo del generador, en este caso el sistema de coordenadas gira en sincronismo con el vector tensión de red, que se define:

$$\vec{u}_{red} = u_{red-d} + j \cdot 0. \quad (2.24)$$

Aplicando a la ecuación (2.23) la transformación de Park, resulta:

$$\begin{aligned} u_{red-d} &= u_{conv-d} - R_{red} \cdot i_{red-d} - L_{red-d} \cdot \frac{di_{red-d}}{dt} + W_{red} \cdot L_{red-q} \cdot i_{red-q}, \\ u_{red-q} &= u_{conv-q} - R_{red} \cdot i_{red-q} - L_{red-q} \cdot \frac{di_{red-q}}{dt} - W_{red} \cdot L_{red-d} \cdot i_{red-d} \end{aligned} \quad (2.25)$$

donde u_{red-d} , u_{red-q} son las tensiones de la red, u_{conv-d} , u_{conv-q} son las tensiones a la salida del convertidor, i_{red-d} , i_{red-q} , son las corrientes de la red, R_{red} es la resistencia de la red, L_{red-d} , L_{red-q} son las inductancias de la red y W_{red} es la frecuencia de la red.

Las potencias activa y reactiva cedidas a la red en coordenadas $d-q$ vienen dadas por las siguientes ecuaciones:

$$P_{red} = \frac{3}{2} \cdot (u_{red-d} \cdot i_{red-d} + u_{red-q} \cdot i_{red-q}), \quad (2.26)$$

$$Q_{red} = \frac{3}{2} \cdot (-u_{red-d} \cdot i_{red-q} + u_{red-q} \cdot i_{red-d}). \quad (2.27)$$

Teniendo en cuenta la ecuación (2.24), las ecuaciones anteriores se pueden expresar del siguiente modo:

$$P_{red} = \frac{3}{2} \cdot u_{red-d} \cdot i_{red-d}, \quad (2.28)$$

$$Q_{red} = \frac{3}{2} \cdot (-u_{red-d} \cdot i_{red-q}). \quad (2.29)$$

De estas ecuaciones se deduce que, controlando las componentes directa y en cuadratura de la corriente, se pueden controlar las potencias activa y reactiva vertidas a la red, respectivamente [Chinchilla *et ál.*, 2006].

2.1.6. Modelo del sistema de protección

Cuando se produce una falta en la red, en los terminales del inversor de una turbina eólica se origina un hueco de tensión y la máxima potencia activa que el aerogenerador puede transmitir a la red se reduce de

forma proporcional a la caída de tensión entre los terminales de la máquina. En consecuencia, la potencia activa de salida del inversor se reduce rápidamente; sin embargo, como la potencia activa de entrada al rectificador no puede disminuir tan rápido, se produce un desequilibrio energético entre ambos lados del convertidor de frecuencia y el exceso de energía se acumula en el condensador del bus de continua, provocando un rápido incremento de la tensión en este punto. Un excesivo valor de u_{dc} provocará la ruptura de la capacidad de la etapa de continua y de los convertidores del lado del generador y del lado de la red; por ello, es fundamental tomar precauciones.

En la literatura existen diferentes alternativas para solucionar el desequilibrio energético que se produce en el momento de la falta [Akhmatov, 2006], [Conroy *et ál.*, 2007], [Hansen *et ál.*, 2009], [Deng *et ál.*, 2009_b]:

- Sobredimensionar el tamaño de la capacidad de la etapa de continua.
- Reducir la potencia activa procedente del generador a través del sistema de control del ángulo de paso de pala.
- Insertar una resistencia de frenado para disipar el exceso de energía.
- Modificar la estrategia del sistema de control del aerogenerador.

En [Conroy *et ál.*, 2007] se demuestra que las dos primeras propuestas no resuelven el problema de forma satisfactoria. Por ello, tanto en [Conroy *et ál.*, 2007] como en [Hansen *et ál.*, 2009] se considera que la resistencia de frenado es una buena solución para mejorar la capacidad de superar el hueco de tensión del aerogenerador. En [Hansen *et ál.*, 2009] y [Deng *et ál.*, 2009_b] van más allá y proponen un cambio en la estrategia del sistema de control del aerogenerador para solucionar el desequilibrio energético. Sin embargo, en esta tesis se elige la propuesta realizada en [Conroy *et ál.*, 2007].

Por tanto, para evitar que la tensión de la etapa de continua crezca excesivamente y poder recuperar el equilibrio energético, se introduce una resistencia en paralelo con el condensador de la etapa de continua del convertidor de frecuencia, como muestra la Figura 2.6. La resistencia de frenado está controlada por un interruptor electrónico (IGBT), que se dispara cuando el valor de u_{dc} supera un valor umbral.

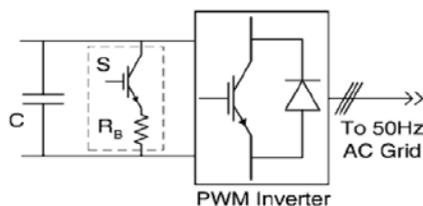


Figura 2.6. Esquema de la resistencia de frenado [Conroy *et ál.*, 2007].

En el apartado 2.1.8.2 se muestran los resultados del comportamiento del aerogenerador cuando se produce un hueco de tensión en la red, con el sistema de protección y sin él.

2.1.7. Sistema de control del aerogenerador

Los objetivos del sistema de control de un aerogenerador de velocidad variable son:

- Optimización de potencia: Maximizar la potencia extraída del viento para un amplio rango de velocidades de viento.
- Limitación de potencia: Limitar la potencia generada a su valor nominal para velocidades de viento altas, con objeto de no exceder los límites de funcionamiento del generador.
- Mantener constante la tensión de la etapa de continua del convertidor de frecuencia.
- Transferir la potencia entregada por el generador a la red con el factor de potencia deseado y a frecuencia constante.

Como se puede apreciar en la Figura 2.1, en la estructura general del sistema de control del aerogenerador hay dos niveles de control claramente diferenciados entre sí:

- Control del convertidor de frecuencia: Está compuesto por los sistemas de control del rectificador y del inversor que, como ya se ha comentado en el apartado 2.1.4, están totalmente desacoplados debido al condensador de la etapa de continua del convertidor y, por tanto, se pueden controlar de forma independiente.
- Control del aerogenerador: Está compuesto por el control del ángulo de paso de pala que, a su vez, está coordinado con un mecanismo encargado de realizar el seguimiento del punto de máxima potencia, según

la estrategia de control seleccionada. Así mismo, este mecanismo genera las consignas para el control del rectificador.

Por tanto, realizando un control apropiado del convertidor de frecuencia y del ángulo de paso de pala es fácil alcanzar los objetivos citados.

La Figura 1.5, que se vuelve a representar para facilitar la lectura del texto, muestra las típicas zonas de control en las que se puede dividir la curva de potencia de un aerogenerador tipo de velocidad variable, y que se describen a continuación:

- Zona I: El aerogenerador no opera para velocidades inferiores a la velocidad mínima del viento $V_{v-arranque}$ porque la energía capturada no es suficiente para que el aerogenerador entre en funcionamiento.

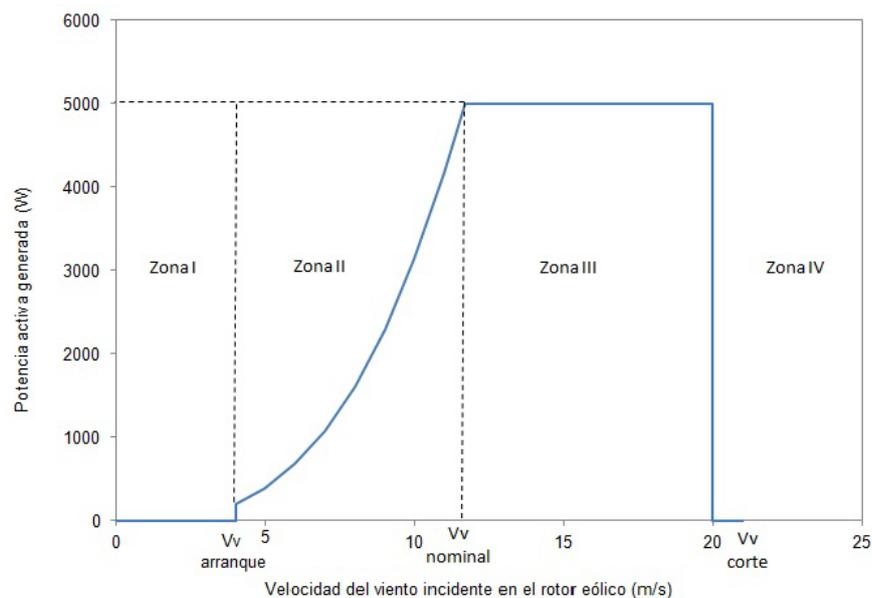


Figura 2.7. Zonas de control de la curva de potencia de un aerogenerador tipo de velocidad variable.

- Zona II: La velocidad del viento varía entre $V_{v-arranque}$ y la velocidad del viento nominal. En esta región, el objetivo del sistema de control del aerogenerador es obtener la máxima potencia para cada velocidad del viento. Y para ello, se realiza el seguimiento del punto de máxima potencia a partir de la estrategia de control que se considere más apropiada. Como se comentó en el apartado 2.1.1, la potencia se maximiza cuando $\beta=0$, por tanto, en esta región el ángulo de paso de pala se mantiene constante en su valor óptimo.
- Zona III: La velocidad del viento varía entre su valor nominal y su valor máximo $V_{v-corte}$. En esta región, el objetivo del sistema de control es limitar la potencia a su valor nominal. La limitación de potencia se logra

con la regulación del ángulo de paso de pala. Como también se comentó en el apartado 2.1.1, la actuación sobre β es una manera de controlar la potencia extraída del viento por el rotor eólico.

- Zona IV: Cuando la velocidad del viento es superior a $V_{V\text{-corte}}$, el aerogenerador se para para evitar sobrecargas en los elementos mecánicos de la máquina.

2.1.7.1. Control del rectificador

Normalmente, el rectificador regula las variables dinámicas que determinan el punto de funcionamiento del aerogenerador: la velocidad de giro del rotor eólico, el par eléctrico o la potencia eléctrica generada [Akhmatov, 2006], [Chinchilla *et ál.*, 2006], [Conroy *et ál.*, 2007], [Fernandez *et ál.*, 2010]. Sin embargo, hay otros autores que utilizan el rectificador para controlar la tensión en la etapa de continua [Hansen *et ál.*, 2008], [Deng *et ál.*, 2009_a], [Achilles *et ál.*, 2003].

En esta tesis, el rectificador se encarga de maximizar la potencia cuando la velocidad del viento es inferior a la nominal y de limitar la potencia de salida para velocidades de viento superiores a la nominal. Para alcanzar estos objetivos, el sistema de control del rectificador se estructura en forma de bucles anidados y está compuesto por dos lazos de control, uno externo y otro interno. El lazo externo de control se encarga de realizar el seguimiento del punto de máxima potencia, según diferentes estrategias de control y, además, genera la consigna del lazo interno de control. El lazo interno regula las componentes de la corriente del estator y determina el vector de la tensión del estator, que alimenta al generador eléctrico.

A. Lazo interno de control

En el apartado 2.1.3. se comentó que las ecuaciones del generador están expresadas en el sistema de coordenadas d - q , girando a la velocidad del generador y con el eje directo alineado con la posición del flujo magnético, porque de este modo resultan especialmente adecuadas para el control de la máquina.

Usando este método de control vectorial, se pueden aplicar al lazo interno del rectificador diversas estrategias de control existentes en la literatura [Morimoto *et ál.*, 1990], [Michalke *et ál.*, 2007], [Fernandez *et ál.*, 2010]. Todas estas estrategias están basadas en el control del par eléctrico y la potencia activa a partir de la componente en cuadratura de la corriente del estator, como se comentó en el apartado 2.1.3.1.

Los diagramas de fasores correspondientes a cada una de las estrategias, que se analizan a continuación, se han realizado conforme al circuito equivalente del GSIP de la Figura 2.8. Como se puede observar, no se ha tenido en cuenta la resistencia del estator porque las pérdidas en el cobre del estator se consideran despreciables.

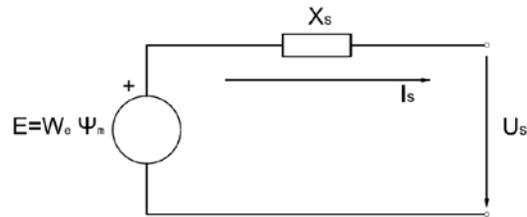


Figura 2.8. Circuito equivalente monofásico de un GSIP simplificado.

- **Corriente mínima del estator o Par máximo.** Según la ecuación (2.20), en el par eléctrico sólo influye la componente en cuadratura de la corriente del estator. Por tanto, si se controla la intensidad del estator de forma que ésta sólo tenga componente en el eje q , el generador eléctrico proporcionará el par máximo, como muestra el diagrama de fasores de la Figura 2.9. En consecuencia, el valor de la componente directa de la intensidad del estator es nulo.

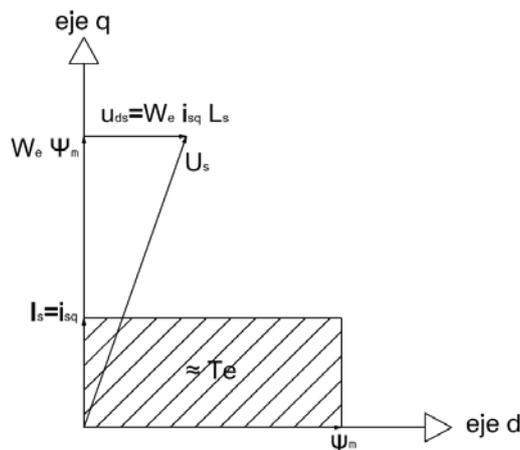


Figura 2.9. Diagrama de fasores correspondiente a la estrategia de control corriente mínima del estator.

- **Factor de potencia unidad.** El objetivo de esta estrategia de control es que el generador trabaje con coeficiente de potencia unidad. Para lograrlo, se utiliza la componente directa de la corriente del estator para compensar la potencia reactiva del generador, como muestra el diagrama de fasores de la Figura 2.10.

En contraposición a la estrategia anterior, en este caso se minimiza el tamaño del convertidor porque el generador eléctrico trabaja con factor de potencia unidad. Sin embargo, como la tensión del estator no se puede controlar directamente sino que depende de la velocidad de giro del generador, el inconveniente de

esta estrategia de control es que se pueden producir sobretensiones en el sistema eléctrico, en el caso de que hubiera sobrecargas en el aerogenerador.

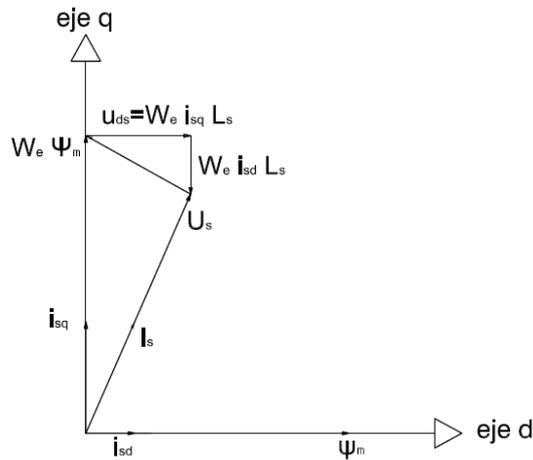


Figura 2.10. Diagrama de fasores correspondiente a la estrategia de control *factor de potencia unidad*.

- *Tensión del estator constante.* En esta estrategia, representada en la Figura 2.11, se controla la tensión del estator del generador en lugar de la potencia reactiva. La tensión del estator se mantiene constante a su valor nominal.

Como se deriva de la ecuación (2.20), el par eléctrico y la potencia activa están controlados por la componente en cuadratura de la corriente del estator; por tanto, la tensión del estator se puede controlar actuando sobre la componente directa de la corriente del estator, como se deduce de la ecuación:

$$U_s = \sqrt{u_{ds}^2 + u_{qs}^2} = \sqrt{\left(W_e \cdot L_s \cdot i_{sq}\right)^2 + \left(W_e \cdot (\psi_m - L_s \cdot i_{sd})\right)^2} \quad (2.30)$$

Las ventajas de esta estrategia de control son que tanto el generador como el convertidor trabajan siempre a la tensión nominal del estator para la que han sido diseñados. Además, gracias a la tensión constante del estator no hay riesgo de que se produzcan sobretensiones. La desventaja, de nuevo, es la demanda de energía reactiva por parte del generador eléctrico, que aumenta el convertidor.

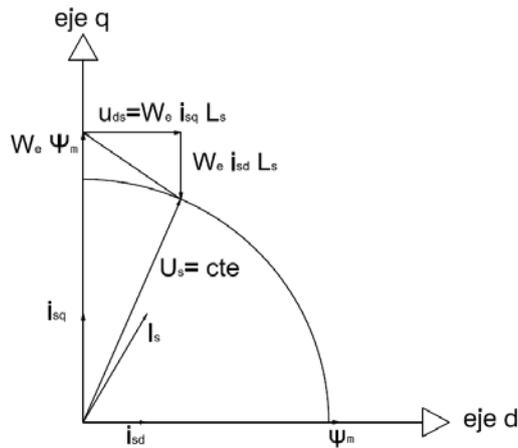


Figura 2.11. Diagrama de fasores correspondiente a la estrategia de control *tensión del estator constante*.

Según se dedujo de la ecuación (2.20), se puede considerar que la componente directa de la corriente del estator es cero sin que el par eléctrico se vea afectado. Por tanto, por su simplicidad y amplio uso [Schiemenz *et ál.*, 2001], [Belhadj *et ál.*, 2007], [Ramtharan *et ál.*, 2007], [Ying *et ál.*, 2007], se ha determinado que la estrategia de la corriente mínima del estator es apropiada para el fin que se persigue en esta tesis.

Entonces, la consigna de la componente directa de la corriente del estator se considera nula y la de la componente en cuadratura se obtiene a partir del lazo externo de control, como muestra la Figura 2.12.

El lazo interno de control genera las componentes directa y en cuadratura de la tensión del estator, que alimentan al generador eléctrico, a partir de las componentes directa y en cuadratura de la corriente del estator, según la ecuación (2.13). En esta ecuación se aprecia la existencia de un acoplamiento cruzado entre las componentes de la tensión del estator y las componentes de la corriente; es decir, el valor de la componente directa de la tensión que es necesario aplicar al generador para conseguir una tasa determinada de crecimiento de la componente directa de la corriente depende del valor que tenga la componente en cuadratura de la corriente. Los términos de acoplamiento entre las magnitudes de ambos ejes dificultan el control independiente de las componentes directa y en cuadratura de la tensión; por ello, en el diagrama de control se añaden unos términos denominados *términos de compensación*, que eliminan la dependencia entre variables de distintos ejes y mejoran la respuesta dinámica del sistema.

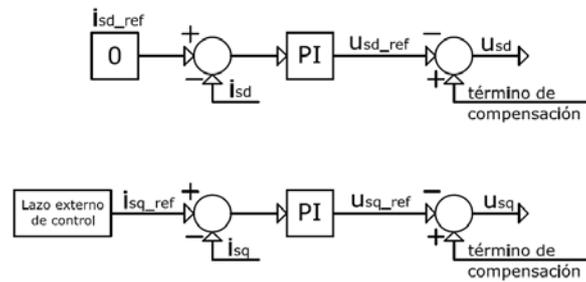


Figura 2.12. Control del rectificador. Lazo interno de control.

Por tanto, como muestra la Figura 2.12, las componentes d - q de la tensión del estator son el resultado de las tensiones generadas por los controladores PI, que regulan las componente de la corriente del estator, más los términos de compensación. Los reguladores del tipo proporcional-integral (PI) son los más adecuados para generar la consigna de tensión a partir del error de corriente porque anulan el error en régimen permanente y no ralentizan demasiado el sistema [Chinchilla, 2001].

Entre los métodos existentes para determinar los parámetros del regulador en este tipo de sistemas, se ha optado por el *método de compensación de la mayor constante de tiempo*. Se elige la constante de tiempo del regulador de modo que su acción cancele la mayor de las constantes de tiempo implicadas en el proceso. La constante proporcional del regulador se selecciona suponiendo que el sistema puede evolucionar como un sistema de segundo orden y se impone que el amortiguamiento sea $\xi=1/\sqrt{2}$ para que la sobreoscilación no supere el 5%.

B. Lazo externo de control

El objetivo del lazo externo de control es realizar el seguimiento del punto de máxima potencia y generar la consigna del lazo interno de control, como se comentó anteriormente.

En la literatura se han propuesto diferentes estrategias de control para conseguir este objetivo. En [Perdana *et ál.*, 2007] se analizan y comparan entre sí diferentes esquemas de control usados en aerogeneradores con GIDA con el objetivo de encontrar un modelo común, ya que hasta la fecha no ha habido acuerdo en qué estrategia de control proporciona el comportamiento más adecuado de este tipo de aerogeneradores.

Del mismo modo, en esta tesis se analizan varias de las estrategias de control que se emplean en aerogeneradores con GSIP, clasificadas según la variable controlada por el lazo externo del rectificador, y se comparan entre sí para determinar cuál de ellas proporciona el comportamiento más apropiado del aerogenerador, como ya se hizo en [Mercado-Vargas *et ál.*, 2011].

- *Control de la velocidad de giro del rotor eólico a partir de la velocidad del viento (Tipo A):* En esta estrategia de control, el seguimiento del punto de máxima potencia se realiza a partir de la velocidad de giro óptima del rotor eólico, como muestra la Figura 2.13. y su valor de referencia, consigna del lazo externo de control, se obtiene a partir de la medida de la velocidad del viento, según la ecuación:

$$\lambda = \frac{W_r \cdot R}{V_V}, \quad (2.31)$$

considerando el valor óptimo de la velocidad específica. Además, el regulador de velocidad proporciona la referencia de la componente en cuadratura de la corriente del estator, que es la entrada del lazo interno de control.

Este esquema de control se propone en [Buehring *et ál.*, 1981], [Ying *et ál.*, 2007], [Zaragoza *et ál.*, 2011]. El inconveniente que presenta es la medida de la velocidad del viento ya que es necesario disponer de anemómetros en distintos puntos lo suficientemente cercanos a la turbina para conseguir un valor medio válido y, a la vez, lo suficientemente alejados de ella para que no se vean afectados por el régimen turbulento originado por la propia turbina eólica o por el resto de turbinas que se encuentren en las inmediaciones.

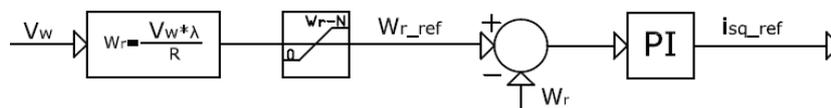


Figura 2.13. Esquema de la estrategia de control Tipo A.

- *Control de la velocidad de giro del rotor eólico a partir de la potencia activa del generador (Tipo B):* En esta estrategia de control, el seguimiento del punto de máxima potencia también se realiza a partir de la velocidad de giro del rotor eólico, como se observa en la Figura 2.14; sin embargo, en este caso, la consigna del lazo externo de control se obtiene a partir de la potencia activa del generador, según la curva de potencia óptima del aerogenerador, definida por la ecuación (2.5). De nuevo, es un regulador de velocidad el que proporciona la referencia de la componente en cuadratura de la corriente del estator. Este esquema de control se propone en [Chinchilla *et ál.*, 2006].

La potencia generada es igual a la potencia mecánica porque se desprecian las posibles pérdidas en los componentes del aerogenerador. Por tanto, los cambios en la consigna de la velocidad de giro del rotor eólico no son tan bruscos como cuando se utilizan como entrada al lazo externo de control las variables mecánicas, que están afectadas con la constante de tiempo mecánica del aerogenerador.

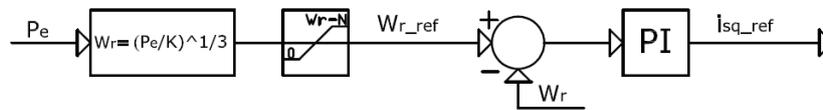


Figura 2.14. Esquema de la estrategia de control Tipo B.

- **Control del par eléctrico a partir de la velocidad de giro del rotor eólico (Tipo C):** En esta estrategia de control, la variable controlada es el par eléctrico y su valor de referencia se determina a partir de la velocidad angular del rotor eólico, según la ecuación:

$$T_e = K_{opt} \cdot W_r^2 \quad (2.32)$$

Por tanto, el seguimiento del punto de máxima potencia se realiza a partir de esta ecuación. Esta estrategia de control se plantea en [Belhadj *et ál.*, 2007] y [Ramtharan *et ál.*, 2007]. Como muestra la Figura 2.15, el esquema de control es diferente del resto porque la consigna del lazo interno de control se obtiene a partir del par eléctrico del generador según la ecuación (2.20) y no de un controlador PI como en el resto de estrategias.



Figura 2.15. Esquema de la estrategia de control Tipo C.

- **Control de la potencia activa del generador a partir de la velocidad de giro del rotor eólico (Tipo D):** En esta estrategia, como muestra la Figura 2.16, la variable controlada es la potencia activa del generador eléctrico y su valor de referencia se obtiene a partir de la velocidad de giro del rotor eólico, según la ecuación (2.5). Este esquema de control se plantea en [Buehring *et ál.*, 1981], [Conroy *et ál.*, 2007], [Muyeen *et ál.*, 2007] y [Fernandez *et ál.*, 2010].

En este caso, es un regulador de potencia el que proporciona el valor de referencia de la componente en cuadratura de la corriente del estator, que es la entrada del lazo interno de control.

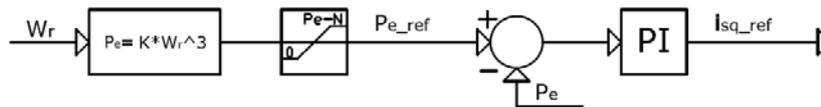


Figura 2.16. Esquema de la estrategia de control Tipo D.

Como se observa desde la Figura 2.13 hasta la Figura 2.16, cuando la velocidad del viento supera su valor nominal y las variables controladas por el lazo externo de control también alcanzan este valor, los valores de referencia de estas variables se mantienen constante en su valor nominal, con el fin de limitar la potencia generada y así no exceder los límites de funcionamiento de la máquina para evitar sobrecargas en el aerogenerador.

El tipo de control de las dos primeras estrategias se denomina *control directo de la velocidad* porque el rotor eólico gira a la velocidad óptima mediante la acción directa de un regulador. Sin embargo, el tipo de control de las dos últimas estrategias se denomina *control indirecto de la velocidad* porque el seguimiento del punto de máxima potencia se realiza de forma indirecta. Al obtener el valor óptimo de la variable controlada por el lazo externo de control, el aerogenerador, de forma indirecta, girará a la velocidad óptima.

En este caso, para conocer los parámetros del regulador del lazo externo de control, se ha utilizado el *método del óptimo simétrico* [Mizera, 2005].

Para determinar cuál de las estrategias de control estudiadas proporciona el comportamiento más apropiado del aerogenerador, es necesario analizar los valores de las diferentes variables eléctricas y mecánicas que entran en juego durante el funcionamiento normal del aerogenerador y cualquier evolución dinámica que en ellas se produzca, frente a cambios en las condiciones externas del sistema. Por ello, se ha simulado el comportamiento del aerogenerador, según las diferentes estrategias de control estudiadas, cuando la máquina se somete a una perturbación en la velocidad del viento, representada por un escalón de viento, y un hueco de tensión en la red, ya que ambas son perturbaciones habituales en cualquier parque eólico conectado a la red eléctrica.

De los resultados obtenidos, que se analizan en el apartado 2.1.8, se deduce que la estrategia de control que proporciona el comportamiento más adecuado del aerogenerador es la que regula la potencia activa del generador a partir de la velocidad de giro del rotor eólico (estrategia de control tipo D) y, por tanto, es la que se va a utilizar en el modelo detallado del aerogenerador que se está estudiando en esta tesis. Entonces, como muestra la Figura 2.17, la variable regulada por el lazo externo de control es la potencia activa del generador y su valor de referencia se obtiene a partir de la velocidad de giro del rotor eólico, según la ecuación (2.5). A partir del error de la potencia se genera la consigna del lazo interno de control que, como ya se ha comentado, se encarga de controlar la componente en cuadratura de la corriente del estator.

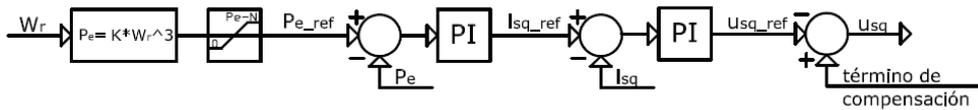


Figura 2.17. Esquema del control del rectificador.

2.1.7.2. Control del ángulo de paso de pala

En el apartado 2.1.1 se comentó que la actuación sobre el ángulo β es una manera de controlar el comportamiento del aerogenerador y, por tanto, el control del ángulo de paso de pala influye en la evolución de las variables que se están estudiando. De hecho, el control del rectificador y el de β están coordinados, de forma que realizando distintas funciones de control se consigue el objetivo común de mantener al aerogenerador funcionando dentro de sus límites de diseño.

El sistema de regulación del ángulo de paso de pala se puede implementar para controlar la potencia activa del generador o la velocidad de giro del rotor eólico. Las dos son estrategias de control convencionales que están presentes en la literatura [Rodríguez Amenedo *et ál.* 2003]. En cualquier caso, este sistema de control de β sólo se activa para velocidades de viento por encima de su valor nominal, con el objetivo de evitar que la velocidad angular del rotor o la potencia activa del generador adquieran valores excesivos y aparezcan sobrecargas en los componentes mecánicos de la turbina eólica. El controlador del ángulo de paso de pala modifica el valor de β y el mecanismo asociado a este controlador hace girar las palas alrededor de su eje longitudinal, de modo que se reduce el coeficiente de potencia y, en consecuencia, la potencia extraída del viento. Sin embargo, cuando la velocidad del viento es inferior a su valor nominal y las variables controladas no han alcanzado su valor nominal, el controlador del ángulo de paso de pala mantiene este ángulo en su valor óptimo, de modo que la turbina eólica trabaja con un rendimiento óptimo y extrae la máxima potencia del viento incidente en el rotor.

En la Figura 2.18 se muestran los esquemas de las dos estrategias de control del ángulo de paso de pala consideradas. Los esquemas, además del controlador PI, incluyen:

- Limitador del ángulo de paso de pala, que satura la salida del regulador entre las posiciones mínima y máxima de β , donde la potencia extraída del viento adquiere un valor mínimo y máximo, respectivamente.
- Limitador de la velocidad de cambio del ángulo de paso de pala, para reducir los esfuerzos transmitidos al aerogenerador.

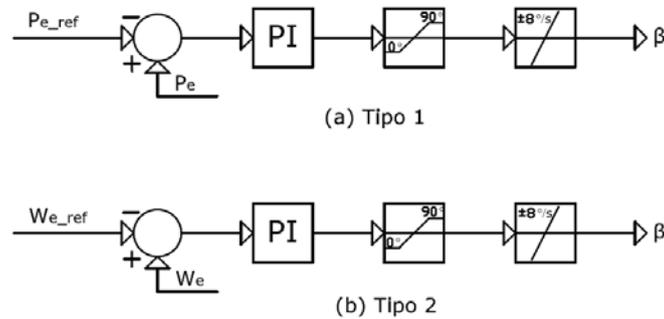


Figura 2.18. Control del ángulo de paso de pala. Estrategias de control.

En [Rodríguez Amenedo *et ál.*, 2003] se expone que, normalmente, el sistema de control del ángulo de paso de pala que se implementa es el que regula la velocidad de giro en lugar de la potencia, fundamentalmente, por dos motivos:

- Cuando se utiliza el control indirecto de velocidad en el lazo externo de control del rectificador (estrategias de control tipo C y D), no se garantiza un control fiable de la velocidad de giro del rotor eólico; por tanto, es conveniente realizar un control directo de esta variable a través del control del ángulo de paso de pala.
- La velocidad de giro del rotor eólico presenta transiciones más suaves que la potencia eléctrica generada debido a la inercia de la máquina, por lo que el mecanismo de cambio de paso de pala está sometido a una menor fatiga mecánica.

Por tanto, dado que en esta tesis se ha seleccionado una estrategia de control indirecto de velocidad para aplicarla al lazo externo de control del rectificador, como se comentó en el apartado 2.1.7.1, en este caso también se ha optado por la estrategia de control del ángulo de paso de pala que regula la velocidad de giro del rotor eólico (esquema tipo 2 de la Figura 2.18) para implementarla en el modelo detallado del aerogenerador que se está estudiando en esta tesis.

De todas formas, se ha simulado el comportamiento del aerogenerador con los dos esquemas de la Figura 2.18 y en el apartado 2.1.8.1 se analizan los resultados del estudio comparativo realizado. Como se verá en el análisis de los resultados de la simulación, las estrategias de control que realizan un control directo de la velocidad de giro del rotor eólico (estrategias tipo A y B) se han coordinado con el esquema de control del ángulo de paso de pala que regula la potencia eléctrica (esquema tipo 1 de la Figura 2.18); mientras que las estrategias de control que realizan un control indirecto de la velocidad angular del rotor eólico (estrategias tipo C y D) se han coordinado con el esquema de control de β que regula W_r (esquema tipo 2 de la Figura 2.18).

Por último, mencionar que la variación no-lineal de β frente a la velocidad del viento, a causa de la gran inercia de las palas del rotor eólico, indica que sería necesario un *ajuste de la ganancia* a medida que los vientos de entrada van creciendo. Esta variación de la ganancia con el punto de operación se denomina *gain scheduling* [Zhang *et ál.*, 2008].

En esta tesis no se ha implementado el ajuste de ganancia en el control del ángulo de paso de pala porque el sistema de control del aerogenerador no es el objetivo principal de estudio. Por ello, las constantes del controlador se han considerado invariables para todo el rango de vientos de entrada.

2.1.7.3. Control del inversor

El sistema de control del aerogenerador se completa con el control del inversor. Este sistema de control tiene las funciones de mantener constante la tensión de la etapa de continua para transferir la potencia activa generada a la red y mantener un intercambio de potencia reactiva con la red que garantice el factor de potencia deseado.

Al igual que en el rectificador, la estructura del sistema de control del inversor tiene forma de bucle anidado, como muestra la Figura 2.19. El lazo interno controla las componentes de la corriente de la red y el lazo externo controla la tensión de la etapa de continua y la potencia reactiva.

Como se observa en la figura, las componentes d - q de la tensión de red son el resultado de las tensiones generadas por los controladores PI, que regulan las corrientes, más los términos de compensación, que se añaden para mejorar la respuesta dinámica del sistema. El valor de referencia de la componente directa de la corriente de red está generado por otro regulador PI, siendo la tensión de la etapa de continua la variable controlada. Mientras que el valor de referencia de la componente en cuadratura de la corriente de red se considera nulo con el fin de mantener la potencia reactiva igual a cero.

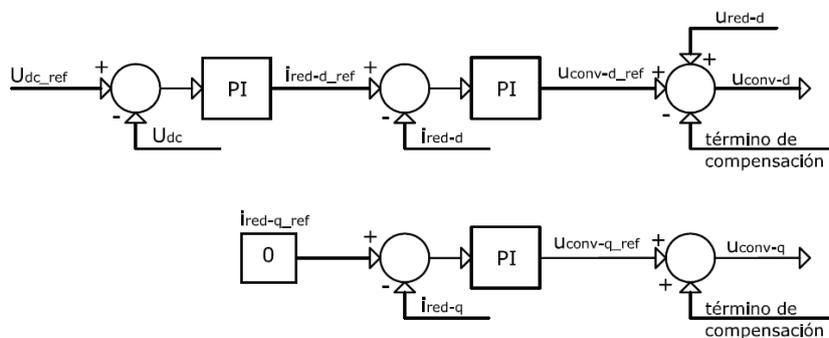


Figura 2.19. Esquema del control del inversor.

Al igual que en el cálculo de los reguladores del sistema de control del rectificador, en este caso también se utiliza el método de compensación de la mayor constante de tiempo para determinar los parámetros de los reguladores del lazo interno de control del inversor, y el método del óptimo simétrico para determinar las constantes del regulador del lazo externo de control.

Como se verá en el apartado 2.1.8, del análisis de los resultados obtenidos en la simulación, realizada con el objetivo de conocer el comportamiento del aerogenerador cuando las condiciones externas cambian, se deduce que los cambios que se puedan producir en las condiciones externas en el lado del generador no influyen en el comportamiento del lado de la red y viceversa, debido al desacoplamiento que produce el condensador de la etapa de continua, como ya se comentó en el apartado 2.1.4.

2.1.8. Simulaciones

El objetivo de este capítulo es desarrollar el modelo detallado de un aerogenerador con GSIP que represente de una forma precisa el comportamiento de un aerogenerador real. En los diferentes apartados se han descrito los modelos de cada uno de los componentes de la máquina y las diferentes estrategias de control que se pueden considerar en su diseño.

Como ya se comentó en el apartado 2.1.7.1.B, para determinar cuál de las estrategias de control estudiadas proporciona el comportamiento más apropiado del aerogenerador, es necesario analizar los valores de las diferentes variables eléctricas y mecánicas que entran en juego durante el funcionamiento normal del aerogenerador y cualquier evolución dinámica que en ellas se produzca, frente a cambios en las condiciones externas del sistema. Por ello, se ha simulado el comportamiento del aerogenerador, según las diferentes estrategias de control estudiadas, cuando la máquina se somete a un escalón en la velocidad del viento y un hueco de tensión en la red, dado que ambas son perturbaciones habituales en cualquier parque eólico conectado a la red eléctrica.

En este apartado se recogen y analizan los resultados de las simulaciones realizadas.

2.1.8.1. Respuesta del aerogenerador frente a una perturbación del viento

El aerogenerador en estudio se somete a un cambio de tipo escalón en la velocidad del viento incidente en el rotor eólico, como se observa en la Figura 2.20. La perturbación se produce en el instante $t=0.5s$ y la velocidad del viento pasa de 10m/s a 15m/s de forma instantánea.

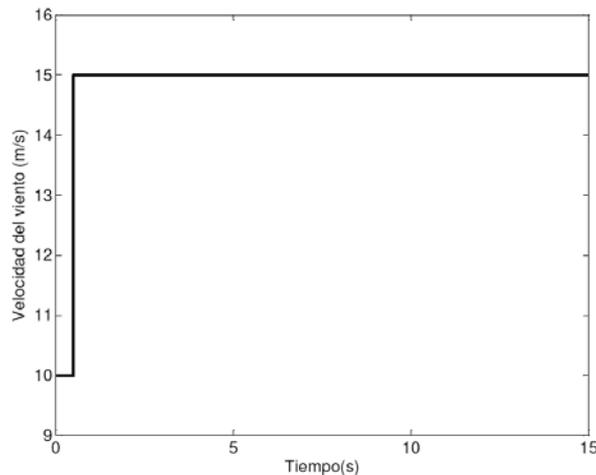


Figura 2.20. Escalón en la velocidad del viento.

El aerogenerador parte del régimen permanente. Cuando se produce el cambio en la velocidad del viento incidente en el rotor, el sistema eólico abandona el régimen permanente y reacciona para volver a recuperar ese estado, dando lugar a un cambio en su comportamiento, como se muestra desde la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** hasta la Figura 2.26.

En los cuatro casos estudiados, cuando se produce el escalón en la velocidad del viento, el par mecánico crece rápidamente porque está directamente relacionado con la velocidad del viento incidente en el rotor eólico, como se deduce de la ecuación (2.2). Sin embargo, el comportamiento del par eléctrico depende de la estrategia de control con la que trabaje el aerogenerador; además, este par sólo crece hasta un valor concreto, que está determinado por las restricciones de diseño de las corrientes del generador. Por tanto, existe un desequilibrio entre la energía que se convierte en mecánica y la que se convierte en eléctrica, de modo que la diferencia entre ambas se convierte en energía cinética y, en consecuencia, el rotor eólico acelera o desacelera hasta que el aerogenerador recupera el equilibrio energético.

La Figura 2.21 representa el comportamiento del aerogenerador cuando se produce la perturbación en el viento de la Figura 2.20, y éste opera según la estrategia de control tipo A, analizada en el apartado 2.1.7.1.B.

En este primer caso, el seguimiento del punto de máxima potencia se realiza a partir de la velocidad de giro óptima del rotor eólico y su relación con la velocidad del viento, según la ecuación (2.31). Por ello, cualquier variación en la velocidad del viento se transmite directamente a la velocidad angular del rotor y, en consecuencia, a la componente en cuadratura de la corriente del estator, como se deduce del esquema de control de la Figura 2.13, que afecta de forma directa al par eléctrico. Por este motivo, el desequilibrio entre pares es grande, como se observa en la gráfica de T_m y T_e de la Figura 2.21, y el rotor acelera mucho, alcanzando su velocidad nominal antes que la potencia nominal.

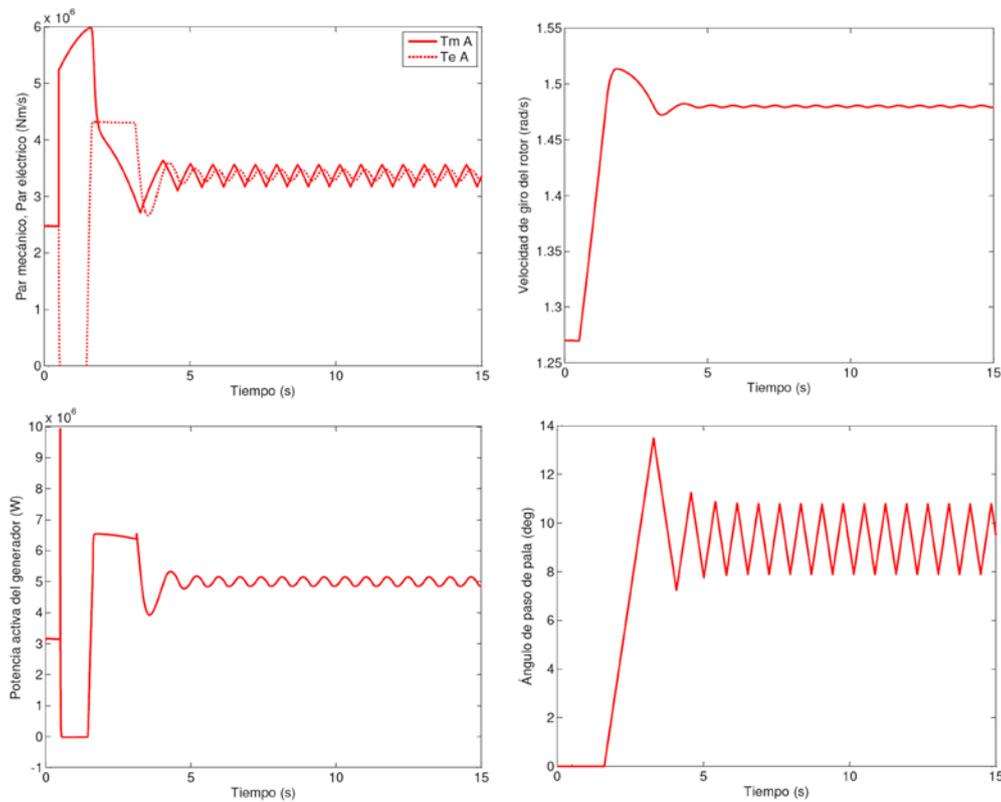


Figura 2.21. Comportamiento del aerogenerador cuando se produce la perturbación de la Figura 2.20, según la estrategia de control Tipo A.

Esta estrategia de control pertenece al tipo control directo de velocidad y, por ello, está coordinada con la estrategia del sistema de control del ángulo de paso de pala que regula la potencia activa del generador. Por tanto, a pesar de que el rotor eólico está acelerado en exceso, el control de β no actúa todavía y el rotor sigue acelerando hasta que la potencia eléctrica supera su valor nominal.

En el instante que la potencia generada alcanza su valor nominal, el sistema de control de β empieza a actuar. Aumenta el valor del ángulo de paso de pala y, en consecuencia, disminuye el C_p o, lo que es lo mismo, el rendimiento del rotor eólico. Por tanto, la potencia mecánica extraída del viento también disminuye. A partir de ese momento la diferencia entre los pares mecánico y eléctrico empieza a disminuir y el rotor desacelera, como muestran las gráficas de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, aunque el sistema eólico todavía tarda unos segundos en recuperar el régimen permanente.

Las oscilaciones que se observan en la gráfica de β de la Figura 2.21 son fruto de la rapidez con la que cambia la variable regulada por el sistema de control del ángulo de paso de pala que, como se ha comentado, en este caso es la potencia eléctrica. Como se observa en las gráficas del resto de variables analizadas, estas oscilaciones también quedan reflejadas en su comportamiento, lo que indica que tanto el mecanismo de cambio de paso de pala como el resto de elementos del aerogenerador están sometidos a una fatiga mecánica importante, según se comentó en el apartado 2.1.7.2.

Entonces, se deduce que la estrategia de control tipo A produce cambios bruscos en el comportamiento del sistema eólico que pueden causar daños estructurales en los elementos del aerogenerador. Además, presenta la desventaja de la medida de la velocidad del viento, como se comentó en el apartado 2.1.7.1.B.

La Figura 2.22 representa el comportamiento del aerogenerador, cuando se produce la perturbación en el viento de la Figura 2.20, y éste opera según la estrategia de control tipo B, analizada en el apartado 2.1.7.1.B.

En este caso, el seguimiento del punto de máxima potencia se realiza a partir de la velocidad de giro óptima del rotor eólico y su relación con la potencia eléctrica, según la ecuación (2.5). Ahora, los cambios en la velocidad del viento afectan al valor de referencia de la velocidad de giro del rotor de forma indirecta, a diferencia del caso anterior, y en definitiva, el par eléctrico no sufre variaciones tan bruscas, como muestra la gráfica de T_m y T_e de la Figura 2.22.

Entonces, cuando se produce el escalón en la velocidad del viento, la diferencia entre los pares es menor, el rotor acelera menos y el sistema eólico tarda más en alcanzar los valores nominales de la velocidad de giro del rotor y la potencia activa del generador, que ocurre prácticamente en el mismo instante.

De nuevo, esta estrategia pertenece al tipo control directo de velocidad y, por lo tanto, está coordinada con la estrategia del sistema de control del ángulo de paso de pala que regula la potencia activa del generador. Cuando la potencia del generador excede su valor nominal, el sistema de control de β empieza a actuar, como muestran las gráficas de la Figura 2.22. A partir de ese instante, el aerogenerador tiende al régimen permanente.

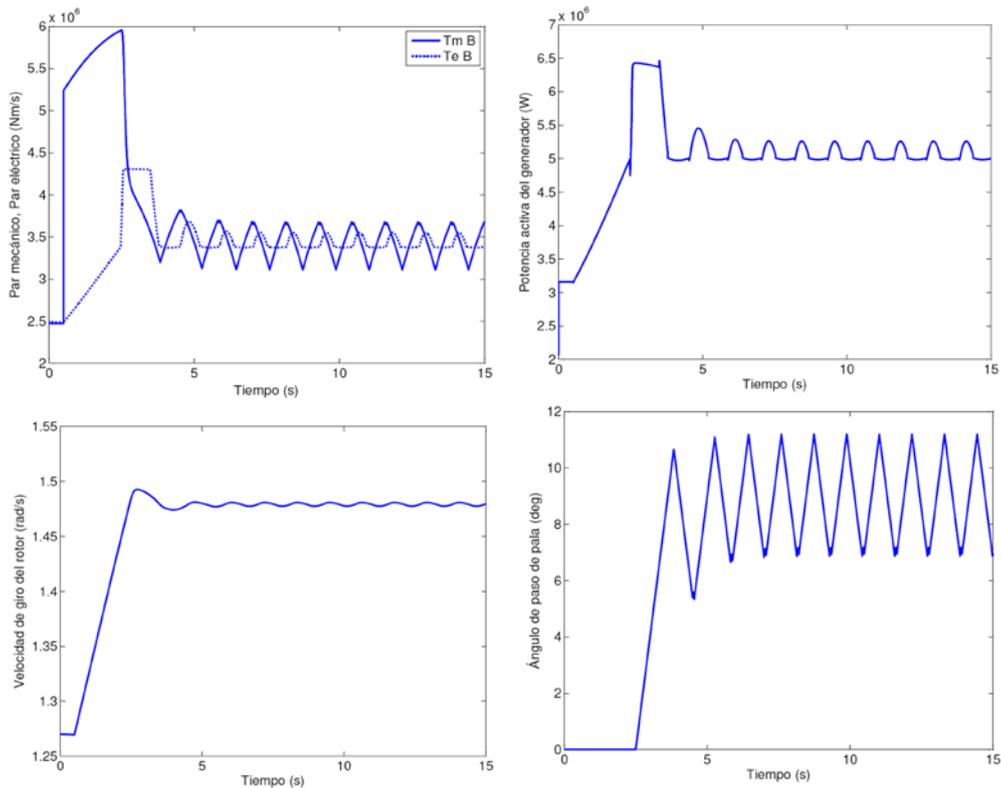


Figura 2.22. Comportamiento del aerogenerador cuando se produce la perturbación de la Figura 2.20, según la estrategia de control Tipo B.

Del comportamiento del aerogenerador cuando éste opera según la estrategia de control tipo B, se concluye que el sistema eólico es más lento y que los cambios en el valor de referencia de la velocidad de giro del rotor eólico son más suaves, aunque se siguen produciendo oscilaciones en la dinámica de las variables estudiadas, a causa de las rápidas transiciones que sufre la potencia eléctrica cuando el sistema de control del ángulo de paso de pala actúa sobre esta variable. En cualquier caso, los elementos del aerogenerador están sometidos a una fatiga menor que con la estrategia de control tipo A, y el riesgo de sufrir daños estructurales en los componentes de la máquina es inferior.

La Figura 2.23 representa el comportamiento del aerogenerador, cuando se produce la perturbación en el viento de la Figura 2.20, y éste opera según la estrategia de control tipo C, analizada en el apartado 2.1.7.1.B.

Esta estrategia de control pertenece al tipo control indirecto de velocidad y para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia, se obtiene el par eléctrico óptimo, que viene dado por la ecuación (2.32), y entonces el aerogenerador, de forma indirecta, gira a la velocidad óptima.

Al igual que en los casos anteriores, la perturbación en la velocidad del viento incidente en el rotor eólico produce un cambio brusco en el par mecánico y dado que la velocidad de giro del sistema no puede

cambiar de forma instantánea debido a la inercia de la máquina, el par de referencia permanece inalterable, lo que genera un desequilibrio entre los pares y, por tanto, que el rotor acelere hasta alcanzar un nuevo punto óptimo de funcionamiento.

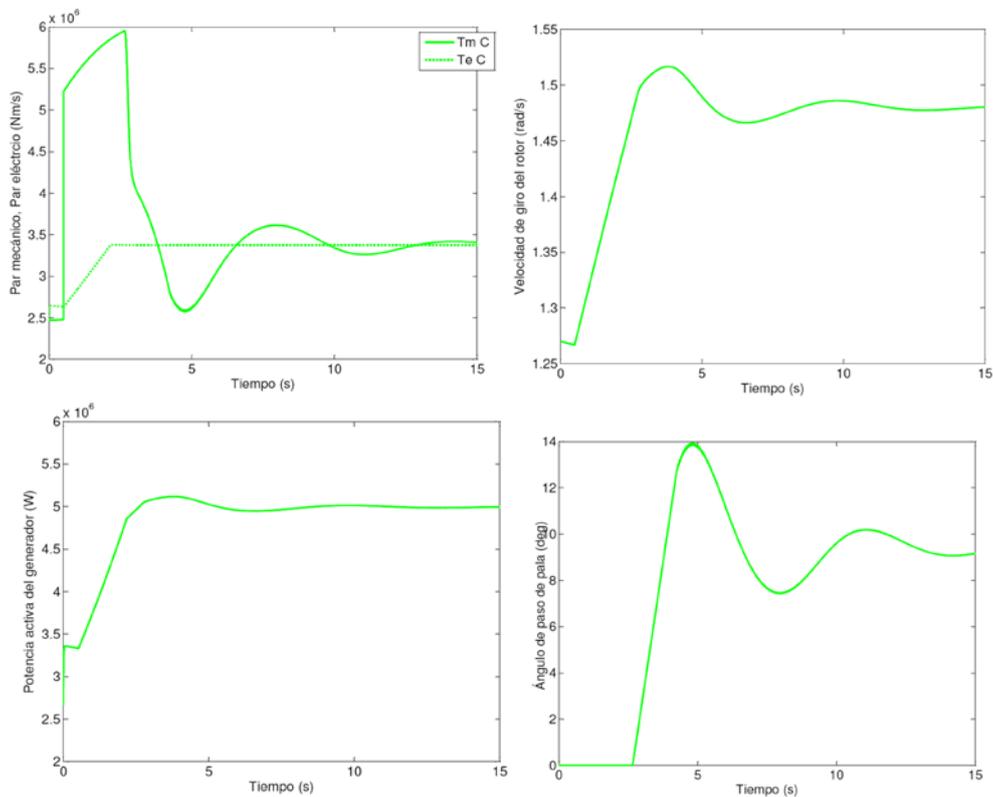


Figura 2.23 Comportamiento del aerogenerador cuando se produce la perturbación de la Figura 2.20, según la estrategia de control Tipo C.

En este caso, como la estrategia de control pertenece al tipo control indirecto de velocidad, está coordinada con la estrategia del sistema de control del ángulo de paso de pala que regula la velocidad de giro del rotor eólico, según se comentó en el apartado 2.1.7.2.

Como se puede observar en las gráficas de la Figura 2.23, el sistema eólico es más lento que en los casos anteriores, pero del mismo modo su comportamiento es más suave porque los cambios en la velocidad del viento afectan de forma indirecta a la consigna del par electromagnético. Además, la inercia de la máquina hace que las transiciones de la velocidad de giro sean más suaves cuando el sistema de control del ángulo de paso de pala actúa sobre esta variable en vez de sobre la potencia eléctrica y, por tanto, la evolución del ángulo de paso de pala y del resto de variables estudiadas no sufren oscilaciones tan abruptas como en los casos anteriores.

En consecuencia, la estrategia de control tipo C coordinada con el esquema de control que regula la velocidad de giro del rotor (esquema tipo 2 de la Figura 2.18) hace que tanto el mecanismo de cambio de paso de pala como el resto de elementos del aerogenerador estén sometidos a una fatiga mecánica mucho menor que con las dos estrategias de control descritas.

Otra ventaja que presenta esta estrategia de control es que es mucho más simple y fácil de implementar que las dos anteriores porque, como se comentó en el apartado 2.1.7.1.B, el valor de referencia de i_{sq} se obtiene a partir del par eléctrico del generador según la ecuación (2.20) y no de un controlador PI como en el resto de estrategias.

Por último, la Figura 2.24 representa el comportamiento del aerogenerador, cuando se produce la perturbación en el viento de la Figura 2.20, y éste opera según la estrategia de control tipo D, analizada en el apartado 2.1.7.1.B.

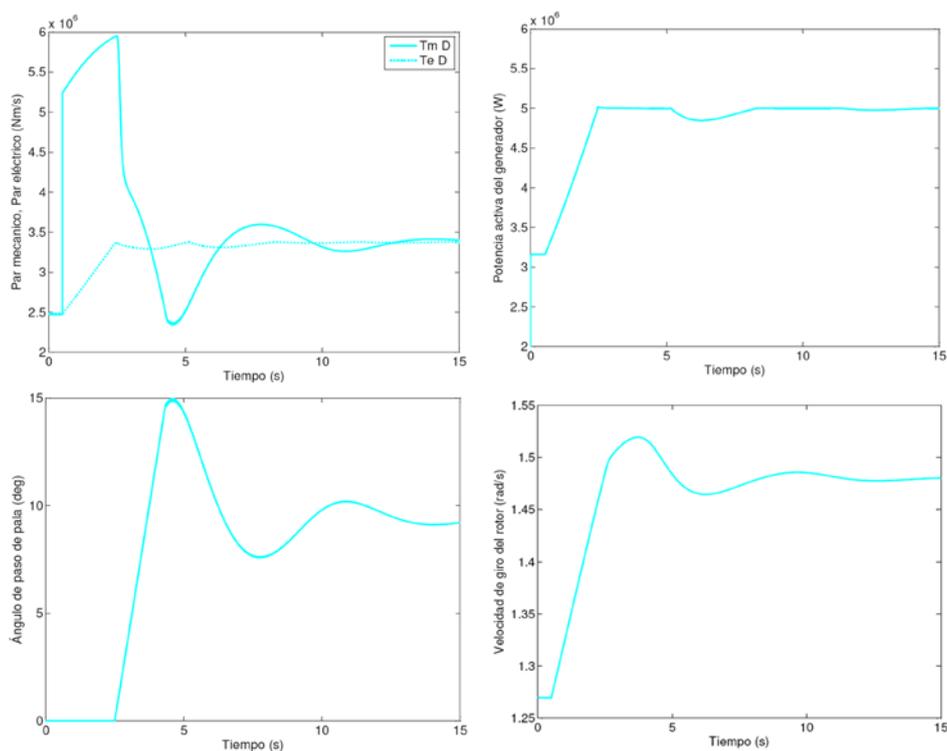


Figura 2.24. Comportamiento del aerogenerador cuando se produce la perturbación de la Figura 2.20, según la estrategia de control Tipo D.

En este caso, la variable controlada por el lazo externo del rectificador es la potencia activa del generador eléctrico y su valor de referencia se obtiene a partir de la velocidad de giro del rotor eólico, según la ecuación (2.5).

Además, la consigna del lazo interno de control se obtiene de un regulador PI, como ocurría en las dos primeras estrategias de control. De este modo, se vuelve a dotar al comportamiento del aerogenerador de la

fiabilidad que proporciona el control en lazo cerrado frente al control en lazo abierto, cuando se producen perturbaciones externas [Ogata, 2003].

Si se comparan la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y la Figura 2.24, se observa que el comportamiento del aerogenerador es prácticamente idéntico cuando éste actúa según la estrategia de control tipo D o según la estrategia tipo C. Por tanto, a las ventajas que presenta la estrategia tipo C hay que añadir la seguridad que aporta el control en lazo cerrado, aunque se pierde la simplicidad de la estrategia anterior.

Todo lo expuesto anteriormente, respecto a la influencia de un cambio en la velocidad del viento en el comportamiento del aerogenerador, se puede resumir en las siguientes ideas:

- La estrategia de control tipo A es la que produce un comportamiento del aerogenerador más rápido, como se observa en la Figura 2.25, pero también el más abrupto, con fuertes cambios en el valor de referencia de la velocidad de giro del rotor eólico que afectan de forma directa al par eléctrico y, por tanto, a la potencia de salida del rectificador, como muestra la Figura 2.26. Esto se debe a que la velocidad angular del rotor depende directamente de la velocidad del viento.

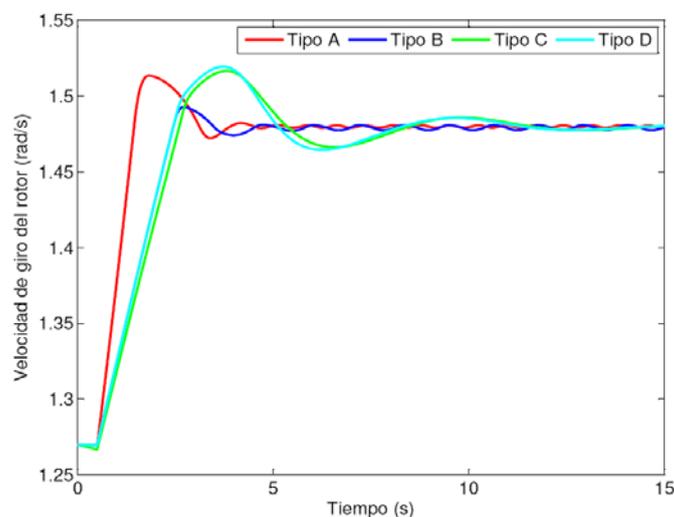


Figura 2.25. Velocidad de giro del rotor eólico cuando se produce la perturbación de la Figura 2.20, según las diferentes estrategias de control.

Además, la dinámica del aerogenerador se ve afectada por una serie de oscilaciones, que pueden causar daños estructurales en los elementos del aerogenerador, debido a la fatiga mecánica a la que están sometidos.

Por último, esta estrategia presenta la desventaja de la medida de la velocidad del viento, ya que es necesario disponer de anemómetros en distintos puntos lo suficientemente cercanos a la turbina para conseguir un valor medio válido y, a la vez, lo suficientemente alejados de ella para que no se vean afectados por el régimen turbulento originado por la propia turbina eólica o por el resto de turbinas que se encuentren en las inmediaciones.

- La estrategia de control tipo B proporciona un comportamiento más lento que la estrategia tipo A, como muestra la Figura 2.25. En este caso, los cambios en el valor de referencia de la velocidad de giro del rotor eólico no son tan abruptos porque los cambios en la velocidad del viento le afectan de forma indirecta; por tanto, las variaciones en el par eléctrico y, en definitiva, en la potencia generada también son un poco más suaves, como muestra la Figura 2.26.

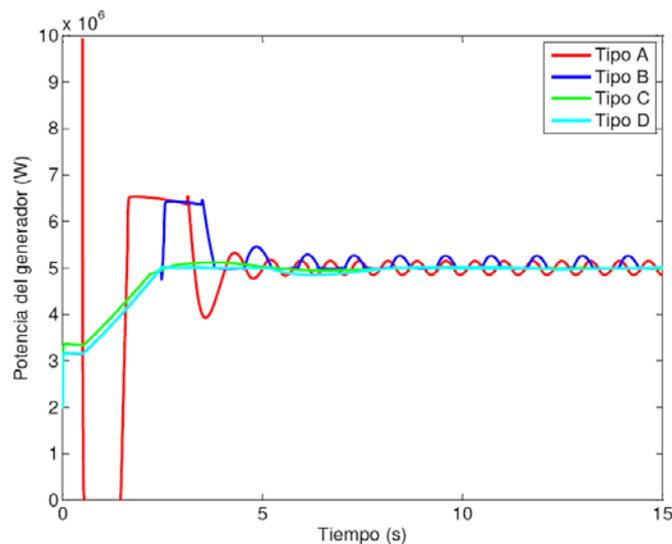


Figura 2.26. Potencia activa del generador cuando se produce la perturbación de la Figura 2.20, según las diferentes estrategias de control.

Entonces, se siguen produciendo oscilaciones en el comportamiento del aerogenerador; sin embargo, los elementos del aerogenerador están sometidos a una fatiga mecánica menor y el riesgo de sufrir daños estructurales en los componentes de la máquina también es inferior.

- La estrategia de control tipo C presenta una buena respuesta ante el cambio en la velocidad del viento porque, aunque el aerogenerador tarda más en alcanzar el régimen permanente, como se puede observar en la Figura 2.25, el comportamiento del aerogenerador es mucho más suave. Esto se debe a que los cambios en el valor de referencia del par electromagnético a causa de la perturbación en el viento apenas son apreciables, como muestra la Figura 2.26, y por tanto, los componentes del aerogenerador están sometidos a una fatiga mecánica mucho menor.

Otra ventaja que presenta esta estrategia de control es que es mucho más simple y fácil de implementar que las dos anteriores porque la consigna del lazo interno de control se obtiene a partir de la ecuación del par eléctrico del generador (ecuación ((2.20)) y no de un controlador PI como en el resto de estrategias.

- La estrategia de control tipo D proporciona al aerogenerador un comportamiento prácticamente idéntico al de la estrategia tipo C. Por tanto, a las ventajas que presenta esta última hay que añadir la seguridad que aporta el control en lazo cerrado, dado que la consigna del lazo interno de control se obtiene de nuevo a partir de un regulador PI, aunque se pierde la simplicidad de la estrategia anterior.

Durante el funcionamiento normal del aerogenerador, la tensión de la etapa de continua del convertidor de frecuencia se mantiene constante y, por lo tanto, la potencia activa del generador se transmite de forma íntegra a la red, como muestra la Figura 2.27.

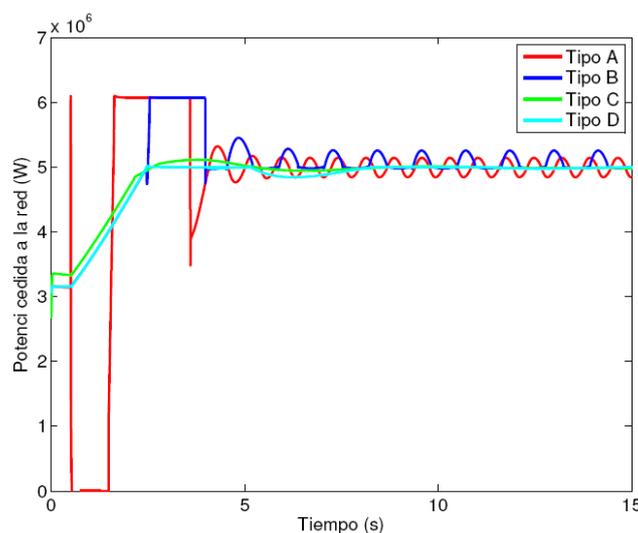


Figura 2.27. Potencia cedida a la red cuando se produce la perturbación de la Figura 2.20, según las diferentes estrategias de control.

En definitiva, cuando la velocidad del viento cambia de forma rápida, todas las estrategias de control estudiadas aportan una buena respuesta del aerogenerador. Sin embargo, la estrategia que se va a considerar en el modelo detallado del aerogenerador con GSIP que se está desarrollando en este capítulo, es aquella que regula la potencia eléctrica a partir de la velocidad de giro del rotor (estrategia de control tipo D) porque, aunque la respuesta del sistema sea un poco más lenta que con las otras estrategias estudiadas, la evolución de las variables mecánicas y eléctricas involucradas en el proceso de funcionamiento cuando se produce el cambio en la velocidad del viento es suave, por lo que los elementos del aerogenerador estarán sometidos a una fatiga mecánica mucho menor que con otras estrategias de control. Por tanto, el riesgo de que se produzcan daños estructurales en los componentes de la máquina es inferior.

Además, hay que añadir, que el control de potencia está cada día más presente en las nuevas tecnologías de los aerogeneradores porque, como se expone en [Fernandez *et ál.*, 2008], el incremento de la presencia de la energía eólica en la red provoca que los parques eólicos participen de forma más activa en la gestión del sistema eléctrico, al igual que lo hacen las centrales de energía convencionales. Por ello, el operador del sistema exige que el parque eólico controle su capacidad de generación de potencia activa y reactiva, para asegurar un funcionamiento seguro y fiable del sistema eléctrico. En consecuencia, el parque eólico necesita un control centralizado que regule en el punto de conexión si las potencias entregadas a la red cumplen los requisitos impuestos por el operador del sistema.

Hasta hace poco tiempo, el principal objetivo de la mayoría de las estrategias de control para todos los aerogeneradores presentes en el mercado era producir la máxima potencia porque se podía entregar a la red toda la energía producida. Sin embargo, desde que el operador del sistema exige a los parques eólicos un comportamiento similar al de las centrales convencionales, es necesario que los nuevos aerogeneradores sean capaces de controlar la potencia activa y reactiva cedida a la red, de acuerdo a las referencias de potencia establecidas por el sistema de control del parque eólico. Según [Fernandez *et ál.*, 2008], este objetivo se puede lograr cuando el aerogenerador opera según la estrategia de control tipo B o según la tipo D.

Finalmente, este fenómeno corrobora la decisión de considerar la estrategia de control tipo D en el modelo detallado del aerogenerador con GSIP que se está desarrollando en este capítulo.

2.1.8.2. Respuesta del aerogenerador frente a un hueco de tensión

En este apartado, para comprobar la robustez del modelo del aerogenerador desarrollado en este capítulo, se analiza su comportamiento ante una falta en la red eléctrica, considerando las estrategias de control estudiadas en el apartado 2.1.7.1.B.

En la Figura 2.28 se muestra el hueco de tensión que se produce en el punto de conexión común a la red (PCC). La falta se produce en el instante $t=2s$ y, como se puede observar en la figura, la tensión de ese punto disminuye hasta el 20% de su valor nominal durante el tiempo que dura el hueco de tensión. En la simulación, la velocidad del viento se mantiene constante en su valor nominal.

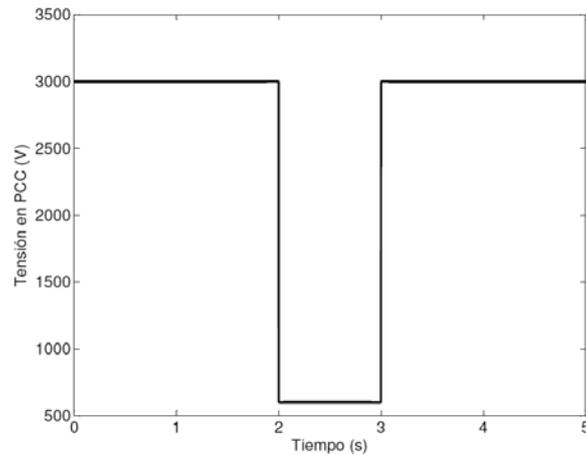


Figura 2.28. Hueco de tensión en PCC.

Como se comentó en el apartado 2.1.6, cuando en los terminales del inversor de una turbina eólica se origina un hueco de tensión, la máxima potencia activa que el aerogenerador puede transmitir a la red se reduce de forma proporcional a la caída de tensión entre los terminales de la máquina.

En la Figura 2.29 se puede observar cómo la potencia activa de salida del inversor se reduce rápidamente cuando se produce el hueco de tensión de la Figura 2.28. Sin embargo, la potencia activa de entrada al rectificador no puede disminuir tan rápido; de hecho, la misión del sistema de control del rectificador es mantener constante el suministro de potencia activa desde el generador a la etapa de continua del convertidor, de acuerdo a la velocidad del viento incidente en el rotor eólico, como muestra la Figura 2.30. Además, como se comentó en el apartado 2.1.4, debido al desacoplamiento que introduce el convertidor entre el lado del generador y el lado de conexión a red, el comportamiento dinámico del generador eléctrico no se ve afectado por la falta producida en la red.

En consecuencia, se produce un desequilibrio energético entre ambos lados del convertidor y el exceso de energía se acumula en el condensador de la etapa de continua, provocando un incremento de u_{dc} , como muestra la Figura 2.31. Una vez despejada la falta, se produce un aumento de la potencia activa cedida a la red que provoca la descarga del condensador hasta que éste alcanza su tensión nominal y el sistema eólico vuelve a su funcionamiento normal, como se puede comprobar en la Figura 2.29 y la Figura 2.31.

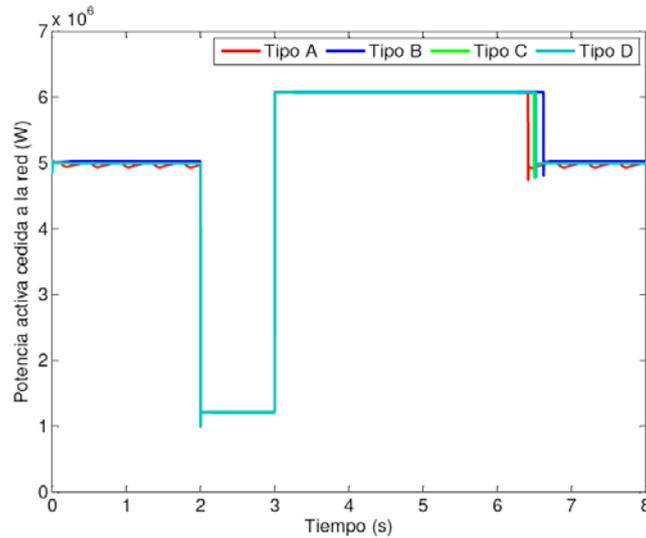


Figura 2.29. Potencia activa cedida a la red cuando se produce el hueco de tensión de la Figura 2.28, según las diferentes estrategias de control.

Según se ha comentado en párrafos anteriores, el desacoplamiento que introduce el convertidor entre el lado del generador y el lado de conexión a red es la causa de que el comportamiento del generador eléctrico no se vea afectado por la falta producida en la red. Por ello, en relación a las diferentes estrategias de control aplicadas al lazo externo de control del rectificador, los resultados mostrados desde la Figura 2.29 hasta la Figura 2.31 sugieren que todas las estrategias de control estudiadas producen un comportamiento prácticamente idéntico en el lado de la red del convertidor cuando ocurre un hueco de tensión en el PCC.

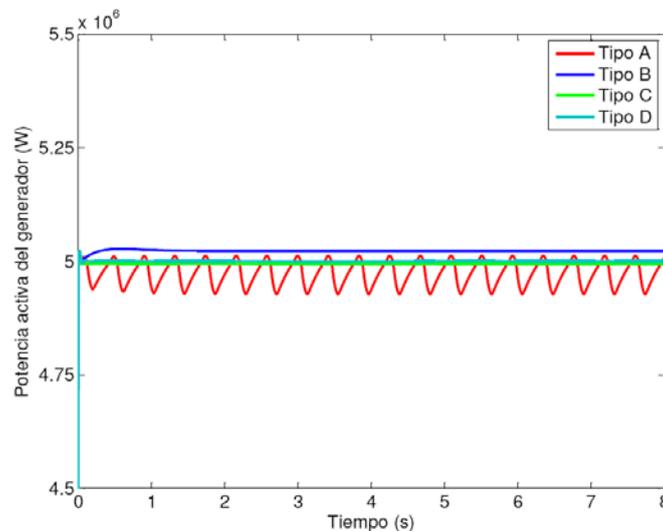


Figura 2.30. Potencia activa del generador cuando se produce el hueco de tensión de la Figura 2.28, según las diferentes estrategias de control.

Por tanto, en el resto de simulaciones sólo se va a representar el comportamiento del aerogenerador según la estrategia de control tipo D porque, como se concluyó en el apartado 2.1.8.1, éste es el esquema de control que se va a considerar en el modelo detallado del aerogenerador que se está desarrollando en este capítulo.

Es importante recordar que un excesivo valor de u_{dc} provocará la ruptura de la capacidad de la etapa de continua y de los convertidores del lado del generador y del lado de la red. Por ello, antes de que esto ocurra, es necesario tomar precauciones. En el apartado 2.1.6 se comentó que en la literatura existen diferentes alternativas para solucionar el desequilibrio energético que se produce en el momento de la falta [Akhmatov, 2006], [Conroy *et ál.*, 2007], [Hansen *et ál.*, 2009], [Deng *et ál.*, 2009_b]. En esta tesis, como ya se indicó, se opta por la medida propuesta en [Conroy *et ál.*, 2007], y se considera que la resistencia de frenado es una buena solución para mejorar la capacidad de superar la caída de tensión del aerogenerador.

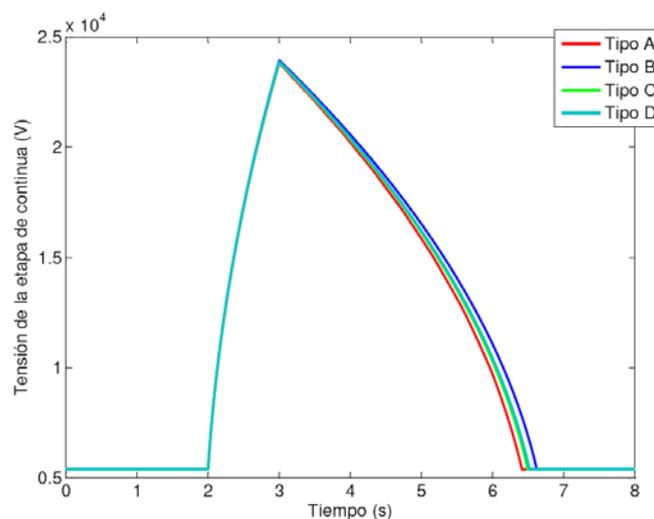


Figura 2.31. Tensión de la etapa de continua cuando se produce el hueco de tensión de la Figura 2.28, según las diferentes estrategias de control.

La Figura 2.32 muestra que, cuando se utiliza la resistencia de frenado como sistema de protección del convertidor de frecuencia, la cantidad de potencia activa intercambiada con la red es proporcional a la caída de tensión producida en el PCC, como ocurría en la respuesta del aerogenerador sin protección. Sin embargo, cuando se despeja la falta, el inversor recupera su tensión nominal de forma instantánea, como se observa en la Figura 2.33, y continua suministrando la potencia activa nominal a la red sin que se produzcan transitorios significativos. De hecho, si se comparan la Figura 2.29 y la Figura 2.32, se observa que la acción de la resistencia de frenado reduce el tiempo en el que el sistema recupera el régimen permanente.

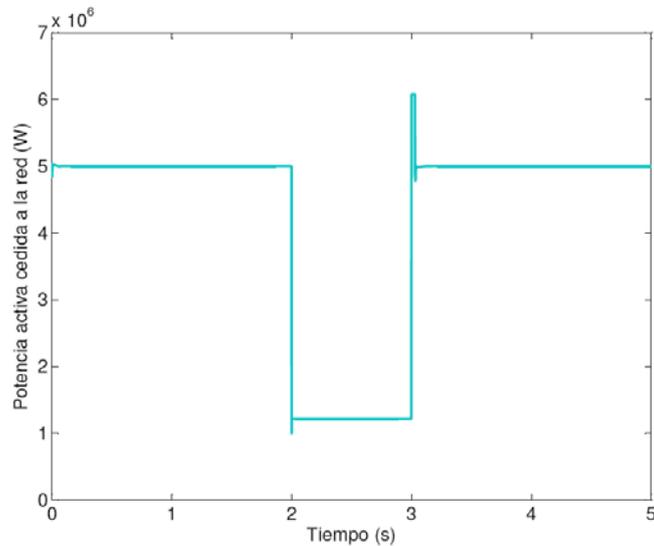


Figura 2.32. Potencia activa cedida a la red cuando se produce el hueco de tensión de la Figura 2.28 y el convertidor de frecuencia está protegido con una resistencia de frenado.

Según [Perdana, 2008], la tensión máxima de la etapa de continua del convertidor de frecuencia puede variar entre el 10 y el 25 por ciento sobre su valor nominal. En esta tesis se ha considerado el 10% como valor límite para u_{dc} . En la Figura 2.33 se observa que cuando la tensión del condensador de la etapa de continua alcanza este valor, la resistencia de frenado se dispara y disipa el exceso de energía acumulada en el condensador, con lo que evita que la tensión de la etapa de continua alcance valores no deseados y facilita la recuperación del régimen permanente.

En definitiva, cuando se produce un hueco de tensión en el PCC, los resultados de la simulación muestran que las estrategias de control no afectan a la capacidad del aerogenerador para superar la falta porque el comportamiento del rectificador está totalmente desacoplado del comportamiento del inversor. Sin embargo, sí es necesario utilizar un sistema de protección para evitar que el condensador de la etapa de continua del convertidor de frecuencia se sobrecargue; para ello, se opta por una resistencia de frenado en paralelo con el condensador para que, cuando se produce el hueco de tensión, ésta disipe el exceso de energía y facilite la recuperación del régimen permanente.

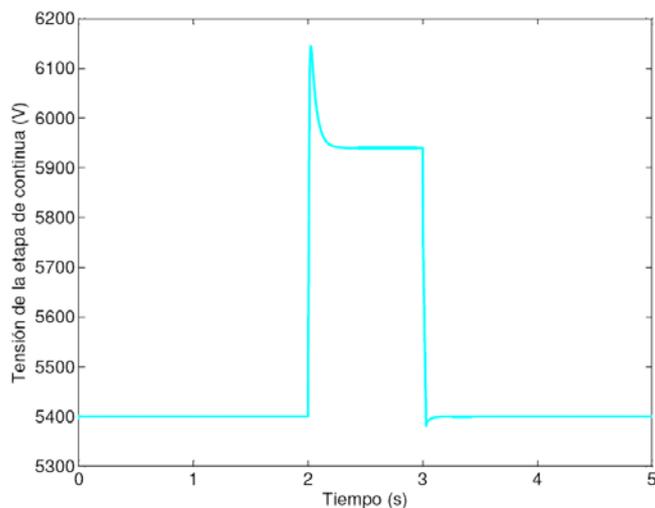


Figura 2.33. Tensión de la etapa de continua cuando se produce el hueco de tensión de la Figura 2.28 y el convertidor de frecuencia está protegido con una resistencia de frenado.

2.2. Parque eólico a modelar

El parque eólico que se va a estudiar en esta tesis tiene estructura radial y está compuesto por 6 aerogeneradores de velocidad variable con generadores síncronos de imanes permanentes. Cada una de las máquinas tiene una potencia de 5MW y sus parámetros están definidos en el Apéndice A.

En la Figura 2.34 se muestra el esquema interno del parque eólico que se va a estudiar. Por simplicidad, en el modelo desarrollado en esta tesis, no se han considerado los transformadores de cada uno de los aerogeneradores ni las líneas de media tensión subterráneas hasta el punto de conexión a red. Es decir, se ha considerado que el parque eólico se conecta a la red eléctrica en un punto con una tensión igual a la que existe en los terminales de salida de cada aerogenerador.

Como se comentó en el apartado 1.3, en los estudios de estabilidad transitoria es habitual despreciar los transitorios magnéticos de los elementos que componen el parque eólico en estudio. Esta simplificación, que también se ha tenido en cuenta en esta tesis, permite modelar la red en régimen permanente como una red de impedancias, como se verá en el capítulo 3.

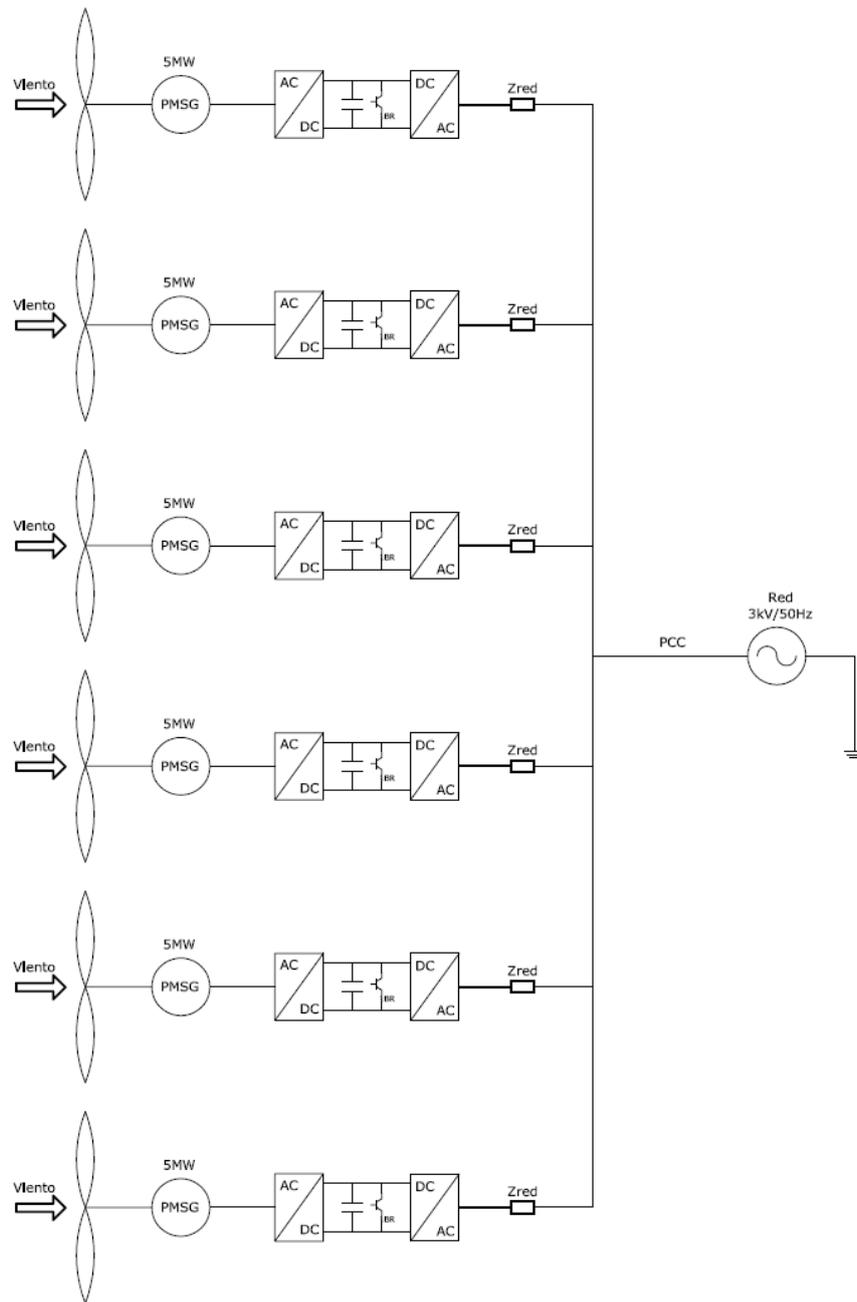


Figura 2.34. Esquema del parque eólico en estudio.

Capítulo 3

Modelos equivalentes de un parque eólico de aerogeneradores de velocidad variable con generador síncrono de imanes permanentes

La razón de desarrollar modelos equivalentes de parques eólicos es que no es práctico representar el comportamiento del parque a través del modelo detallado de cada uno de los aerogeneradores que componen el parque porque es una tarea computacionalmente muy exigente con tiempos de respuesta lentos, debido a la complejidad del sistema de ecuaciones que lo describen. En consecuencia, para representar el comportamiento de uno o varios parques eólicos frente al sistema eléctrico de potencia en estudios de estabilidad transitoria, es necesario desarrollar modelos equivalentes de los parques; de este modo, se reduce la complejidad del sistema, reduciendo el orden del modelo y, por tanto, el tiempo de simulación, sin perder información sobre la respuesta conjunta de los aerogeneradores que forman el parque.

En este capítulo, después de analizar el estado del arte de los modelos equivalentes de aerogeneradores de velocidad variable, en concreto de aquellos con GSIP, se desarrollan tres modelos equivalentes para el parque eólico en estudio, que se definió en el apartado 2.2, según una serie de métodos de agregación que, hasta la fecha, se han aplicado a aerogeneradores con GIDA, siendo esta tesis la primera vez que se aplican a aerogeneradores con generadores síncronos de imanes permanentes, que el autor tenga conocimiento.

Una vez desarrollados los distintos modelos equivalentes, se comparan sus respuestas con la respuesta del modelo detallado del parque eólico en estudio para comprobar la eficacia de los métodos de agregación

empleados para parques formados por aerogeneradores de velocidad variable con generadores síncronos de imanes permanentes.

3.1. Estado del arte

La generación de energía eléctrica a partir de la energía eólica tiene cada día una mayor presencia en el mix energético mundial, como se ha comentado en el apartado 1.4.

Por tanto, para realizar una gestión adecuada de los sistemas eléctricos de potencia con una gran presencia de parques eólicos es importante conocer con antelación la respuesta colectiva de los parques eólicos conectados a la red durante su funcionamiento normal y durante las posibles perturbaciones que se pudieran producir en el punto de conexión a red. Sin embargo, como se ha comentado en el apartado 1.3.1, el tamaño de los parques eólicos está aumentando cada día y, por tanto, no es práctico representar el comportamiento del parque a través de su modelo detallado porque es una tarea computacionalmente muy exigente con tiempos de respuesta lentos, debido a la complejidad del sistema de ecuaciones que lo describen. Por ello, es necesario desarrollar modelos equivalentes de los parques eólicos porque, de este modo, se reduce la complejidad del sistema, reduciendo el orden del modelo y, por tanto, el tiempo de simulación, sin perder información sobre la respuesta conjunta de los aerogeneradores que forman el parque.

La técnica de agregar los aerogeneradores de un parque eólico en uno equivalente o en grupos de máquinas equivalentes se utiliza normalmente en estudios dinámicos de grandes parques para facilitar las investigaciones del impacto de estos sobre el sistema de potencia. Lógicamente, estos modelos son adecuados cuando el objeto de estudio es la influencia del parque en la red y no para analizar el comportamiento de los aerogeneradores que forman el parque. Por este motivo, es necesario un compromiso entre las simplificaciones realizadas para disminuir el tiempo de simulación y mantener una adecuada precisión para representar la influencia del parque en el sistema eléctrico de potencia [Soens *et ál.*, 2004].

Se pueden emplear diferentes métodos para obtener un modelo equivalente que represente el comportamiento colectivo de un parque eólico; sin embargo, la mayoría de los investigadores proponen sustituir el conjunto de aerogeneradores del parque por uno equivalente o por varios (*clusters*), cuando existen diferencias entre las características de producción de los distintos aerogeneradores [Muljadi *et ál.*, 2008] y, a continuación, modificar los parámetros del generador equivalente para que el comportamiento de los modelos equivalentes sea lo más parecido posible al grupo de aerogeneradores individuales a los que representa, en régimen permanente y ante perturbaciones [Slootweg, 2003].

La idea de utilizar modelos equivalentes de parques eólicos mediante la agregación de aerogeneradores de velocidad variable es una técnica que ha sido objeto de estudio recientemente; de hecho, J.G.Slootweg indica en sus tesis doctoral [Slootweg, 2003] que parte de cero en esta materia al no existir referencias en la literatura. C. García Vázquez realiza en su tesis doctoral [García, 2008] un estudio del arte exhaustivo de los modelos equivalentes de parques eólicos de velocidad variable, aunque éste se centra en los aerogeneradores con GIDA dado que el objetivo de su tesis es el estudio de este tipo de máquinas.

En relación a los modelos equivalentes de parques eólicos formados por aerogeneradores con GSIP no hay apenas referencias en la literatura técnica existente. Algunos autores de los referenciados en [García, 2008] proponen métodos de agregación para diferentes tipos de tecnología de velocidad variable pero cuando analizan los resultados no especifican qué tipo de máquinas han utilizado en las simulaciones, por lo que se entiende que los resultados corresponden a aerogeneradores con GIDA, por ser ésta la tecnología con mayor presencia en la literatura existente de los últimos años.

En [Slootweg *et ál.*, 2003_a], por ejemplo, se propone un modelo equivalente, basado en un modelo simplificado de un aerogenerador de velocidad variable, válido para turbinas eólicas que utilicen generadores de inducción de doble alimentación o generadores síncronos de imanes permanentes. Sin embargo, otros autores consideran que el modelo simplificado propuesto por J.G. Slootweg no permite una comparación razonable con el modelo detallado [Conroy *et ál.*, 2009].

En [Pöller *et ál.*, 2004] se considera que la agregación total de máquinas de velocidad variable para estudios dinámicos del sistema eléctrico de potencia sólo es válida cuando las condiciones de funcionamiento son idénticas en todos los aerogeneradores del parque. Este escenario sólo es posible cuando se hace una estimación de potencia o cuando se llevan a cabo estudios de estabilidad transitoria en los que el comportamiento de la máquina no repercute de forma significativa en la tensión o en la potencia del punto de conexión a la red. Por ello, para disminuir la falta de precisión de este método, los autores plantean un aerogenerador equivalente en el que sólo se agrega el sistema eléctrico y el sistema mecánico se modela de forma individual con objeto de mantener la no linealidad del coeficiente de potencia. Aunque el método planteado es válido para generadores de inducción de doble alimentación y generadores síncronos conectados en serie con un convertidor de frecuencia, no se indica cómo se agrega el sistema eléctrico y en el análisis de los resultados de la simulación tampoco se especifica qué tipo de aerogeneradores se han utilizado.

En cualquier caso, la conclusión de [Pöller *et ál.*, 2004] es que el método de combinar un sistema eléctrico agregado con un sistema mecánico no agregado proporciona una gran precisión en simulaciones dinámicas y de estabilidad transitoria y es muy eficiente para disminuir el tiempo de cálculo.

En [Conroy *et ál.*, 2009] es la primera vez, que el autor tenga conocimiento, que se hace referencia de forma explícita al modelo equivalente de un parque eólico compuesto por aerogeneradores con GSIP, aunque el

objeto de estudio es el comportamiento del parque eólico cuando se produce un hueco de tensión. Los autores presentan dos tipos de modelos agregados. En el primero, consideran que la entrega de potencia al circuito de continua del convertidor de frecuencia es constante porque el modelo cuenta con una resistencia de frenado que evita las sobretensiones en el circuito de continua cuando se produce un hueco de tensión y, por ello, prescinden del sistema mecánico de los aerogeneradores, ya que el comportamiento mecánico no es relevante. El segundo modelo es una simplificación del primero pero, en este caso, no aparecen ni el condensador del circuito de la etapa de continua ni la resistencia de frenado, manteniendo constante la tensión de continua a través de una fuente de tensión infinita. Ambos modelos agregados presentan respuestas bastante semejantes a la del modelo detallado, aunque su uso se reduce al análisis de huecos de tensión en el punto de conexión a red.

Por último, Fernando J. Sada en su tesis doctoral [Sada, 2011] desarrolla modelos agregados para parques con GIDA y generadores síncronos, sin especificar de qué tipo, centrándose en la agregación de las líneas de conexión entre los aerogeneradores que componen el parque eólico, que se agrupan teniendo en cuenta el efecto estela del viento incidente, y la producción equivalente del parque. El método propuesto proporciona una buena aproximación del comportamiento del parque con objeto de utilizarlo en estudios de interconexión. No obstante, este método no es válido cuando se produce una falta en algún punto de la red interna del parque.

En general, tras analizar el estado del arte de modelos equivalentes de parques eólicos formados por aerogeneradores de velocidad variable, se observa que el método de agregación más sencillo consiste en reproducir el comportamiento de un parque eólico completo a través de un único aerogenerador equivalente [Ali *et ál.*, 2011], [Matevosyan *et ál.*, 2011]. En este método se asume que las condiciones de viento son idénticas para todos los aerogeneradores que forman el parque y, en consecuencia, todas las máquinas operan en el mismo punto de funcionamiento, por lo que producen la misma potencia eléctrica. En consecuencia, como resultado de la agregación, la máquina equivalente, cuyos parámetros mecánicos y eléctricos se escalan de forma apropiada, recibe el mismo viento que el incidente en el grupo de máquinas agrupadas y tiene una potencia nominal igual a la suma de las potencias nominales de los aerogeneradores agrupados.

Normalmente, las velocidades del viento incidente en cada uno de los aerogeneradores varían poco cuando el parque está situado en un emplazamiento con escasos resaltes orográficos, donde los aerogeneradores están ubicados de forma matricial y con suficiente separación entre ellos para evitar interferencias en las condiciones de viento [García, 2008]. Por tanto, este tipo de parques eólicos son adecuados para aplicar este método de agregación.

Según [Ali *et ál.*, 2011], la ventaja que presenta este método es que se reduce en gran medida el orden del modelo del parque eólico y, por tanto, el tiempo de simulación. Sin embargo, su mayor desventaja es que al no tener en cuenta la posible variación de la velocidad del viento dentro del parque eólico debido a su

diseño y considerar que todos los aerogeneradores del parque reciben el mismo viento, se sobreestima la capacidad de generación del parque eólico y, en consecuencia, el resultado obtenido no es preciso.

Otro método habitual de agregación consiste en desarrollar un modelo multi-máquina en el que el modelo equivalente del parque está formado por tantos aerogeneradores equivalentes como grupos de turbinas con idénticas condiciones de viento incidente haya en el parque [Matevosyan *et ál.*, 2011]. El viento se caracteriza por su velocidad y su dirección, por tanto, según la ubicación de las máquinas dentro de un parque eólico, cada una de ellas recibirá un viento distinto y, en consecuencia, las condiciones de funcionamiento de cada aerogenerador serán diferentes. Por este motivo, una única máquina equivalente no es una buena solución para representar el comportamiento del parque eólico, siendo el modelo multi-máquina una buena solución [Ali *et ál.*, 2011].

En definitiva, cuando se realizan modelos agregados de parques eólicos, la decisión final en cuanto al nivel de simplificación depende del tipo de estudio que se vaya a realizar y de la precisión requerida [Matevosyan *et ál.*, 2011].

En cualquier caso, en esta tesis se van a considerar algunos de los métodos de agregación referenciados en [García, 2008] y que, hasta la fecha, sólo se han aplicado a aerogeneradores con GIDA o aerogeneradores de velocidad fija.

3.2. Modelo del aerogenerador equivalente

El modelo del aerogenerador equivalente es el mismo que el de los individuales con las siguientes diferencias:

- La potencia nominal equivalente es la suma de las potencias nominales de los aerogeneradores individuales.
- Los parámetros mecánicos y eléctricos del aerogenerador equivalente están afectados por el número de aerogeneradores agrupados.

En la Figura 3.1 se muestra el diagrama de bloques del modelo del aerogenerador equivalente.

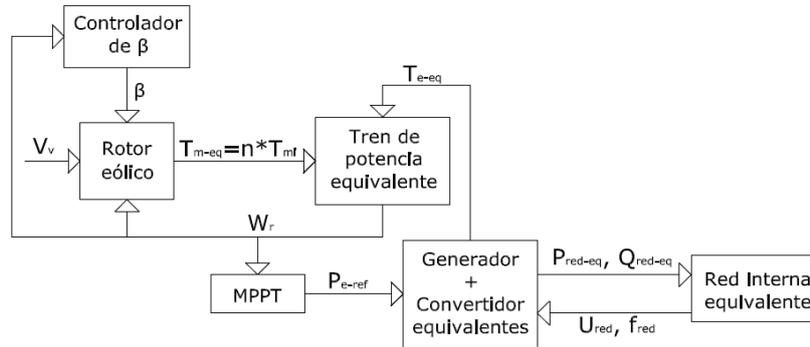


Figura 3.1. Diagrama de bloques del aerogenerador equivalente.

3.2.1. Sistema mecánico del aerogenerador equivalente

El sistema mecánico del aerogenerador equivalente está compuesto por el rotor eólico, el sistema de control del ángulo de paso de pala y el mecanismo de seguimiento del punto de máxima potencia de la máquina individual.

En la mayoría de los métodos de agregación, como se ha comentado en el apartado 3.1, el sistema mecánico de la máquina no se agrega y, por tanto, se considera que el par mecánico equivalente es N veces el par mecánico desarrollado por los aerogeneradores individuales, cuando éstos operan en las mismas condiciones de viento o en condiciones equivalentes, como se explicará más adelante. Por tanto, el par mecánico equivalente se define según la siguiente expresión:

$$T_{m-eq} = \sum_{i=1}^N T_{mi} = N \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot \frac{C_P(\lambda, \theta)}{\lambda} \cdot V_V^2, \quad (3.1)$$

siendo T_{m-eq} el par mecánico equivalente (Nm), T_{mi} el par mecánico del aerogenerador individual (Nm) y N el número de aerogeneradores agrupados.

En cuanto al mecanismo de seguimiento del punto de máxima potencia, la única diferencia respecto al de la máquina individual es que, en este caso, la curva de potencia está reescalada en función del número de aerogeneradores agrupados:

$$P_{m-opt} = N \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot C_{p_max} \cdot V_V^3 \right), \quad (3.2)$$

3.2.2. Tren de potencia del aerogenerador equivalente

El tren de potencia es el elemento del aerogenerador que transmite la potencia mecánica del rotor eólico al generador eléctrico, como se comentó en el apartado 2.1.2, y su comportamiento está definido por la ecuación (2.7).

En el modelo del aerogenerador equivalente, como la potencia mecánica es N veces mayor que la de un aerogenerador individual, es necesario reescalar los parámetros mecánicos que definen el comportamiento del tren de potencia para que se siga verificando la ecuación (2.7)). Por ello, la inercia de la turbina equivalente es N veces la inercia de los aerogeneradores individuales:

$$J'_{eq} = \sum_{i=1}^N J_{eqi} = N \cdot J_{eq}, \quad (3.3)$$

siendo J'_{eq} (Kgm²) la inercia del aerogenerador equivalente.

Entonces, la ecuación (2.7) del tren de potencia del aerogenerador equivalente se define como:

$$T_{m-req} - T_{e-req} = J'_{eq} \cdot \frac{d\omega_r}{dt}, \quad (3.4)$$

siendo T_{e-req} el par eléctrico equivalente (Nm).

3.2.3. Sistema eléctrico del aerogenerador equivalente

El sistema eléctrico del aerogenerador equivalente está compuesto por el generador eléctrico, el convertidor de frecuencia y sus sistemas de control.

En el caso de un parque de N aerogeneradores de la misma potencia y con parámetros idénticos, el modelo equivalente del generador debe coincidir con el paralelo de los N modelos de las máquinas individuales [García, 2008].

En la Figura 3.2 se muestra el circuito equivalente de la conexión de los generadores eléctricos. Todos los generadores son idénticos y están conectados a la misma red eléctrica a través del convertidor de frecuencia (éste no se ha dibujado en el circuito equivalente por simplificación, pero se admite que cada

generador está conectado a su convertidor). Además, se supone que todos trabajan en condiciones similares, por tanto, se puede considerar que el generador equivalente es otro generador idéntico a los individuales con una impedancia equivalente que es el paralelo de las impedancias individuales, siendo la única diferencia que la potencia generada es N veces la de un generador individual.

Entonces, las ecuaciones que definen el comportamiento del generador equivalente son:

$$\begin{aligned} u_{sd} &= -\left(\frac{R_s}{N}\right) \cdot i'_{sd} - \left(\frac{L_{sd}}{N}\right) \cdot \frac{di'_{sd}}{dt} + W_e \cdot \frac{L_{sq}}{N} \cdot i'_{sq} \\ u_{sq} &= -\left(\frac{R_s}{N}\right) \cdot i'_{sq} - \left(\frac{L_{sq}}{N}\right) \cdot \frac{di'_{sq}}{dt} + W_e \cdot \left(\psi_m - \left(\frac{L_{sd}}{N}\right) \cdot i'_{sd}\right) \end{aligned} \quad (3.5)$$

donde u_{sd} , u_{sq} (V) son las tensiones del generador equivalente, i'_{sd} , i'_{sq} (A) son las corrientes del generador equivalente, R_s (Ω) es la resistencia del estator, L_{sd} , L_{sq} (H) son las inductancias del estator, ψ_m (Wb) es el flujo magnético y W_e (rad/s) es la velocidad de giro del generador equivalente.

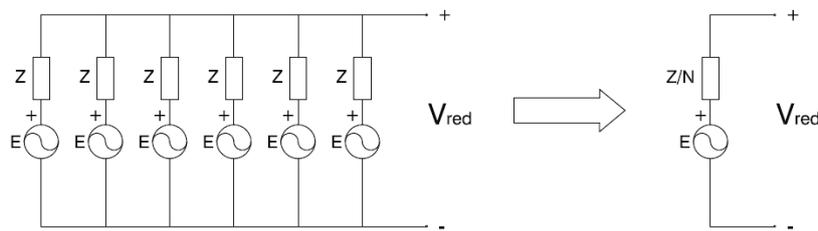


Figura 3.2. Circuito equivalente del generador eléctrico equivalente.

El convertidor de frecuencia sigue siendo ideal y su comportamiento dinámico viene dado por la ecuación (2.22), como se vio en el apartado 2.1.4, pero hay que volver a definir el valor de la capacidad; por tanto, la nueva ecuación es:

$$\frac{du_{dc}}{dt} = \frac{1}{C_{eq}} \cdot (I_{dc} - R - I_{dc} - I) \quad (3.6)$$

siendo C_{eq} la capacidad del convertidor de frecuencia equivalente, definida por la siguiente ecuación:

$$C_{eq} = N \cdot C \quad (3.7)$$

Al igual que en el modelo del convertidor del aerogenerador individual, se introduce una resistencia en paralelo con el condensador de la etapa de continua del convertidor de frecuencia, para evitar que la tensión de la etapa de continua crezca excesivamente cuando se produce una falta en la red.

Por último, los sistemas de control del rectificador y del inversor tienen una estructura idéntica a los de las máquinas individuales, definida en el apartado 2.1.7, pero con los parámetros de los reguladores redefinidos adecuadamente.

3.2.4. Red interna equivalente

En el apartado 1.3 se comentó que es una práctica habitual en los estudios de estabilidad transitoria despreciar los transitorios en la red porque se considera que éstos presentan constantes de tiempo muy pequeñas que no afectan a las simulaciones dinámicas del sistema eléctrico de potencia. Esta simplificación permite modelar la red en régimen permanente como una serie de impedancias.

Además, como se indicó en el apartado 2.2, en los modelos desarrollados en esta tesis no se han tenido en cuenta los transformadores de cada uno de los aerogeneradores ni las líneas de media tensión subterráneas hasta el punto de conexión a red. Es decir, se ha considerado que el parque eólico se conecta a la red eléctrica en un punto con una tensión igual a la que existe en los terminales de salida de cada aerogenerador.

Entonces, el modelo equivalente de la conexión a red está representado por las ecuaciones del modelo individual (2.25), siendo las impedancias N veces más pequeñas. Por tanto, las nuevas ecuaciones son:

$$\begin{aligned} u_{red-d} &= u_{conv-d} - \left(\frac{R_{red}}{N} \right) \cdot i_{red-d} - \left(\frac{L_{red-d}}{N} \right) \cdot \frac{di_{red-d}}{dt} + W_{red} \cdot \frac{L_{red-q}}{N} \cdot i_{red-q} \\ u_{red-q} &= u_{conv-q} - \left(\frac{R_{red}}{N} \right) \cdot i_{red-q} - \left(\frac{L_{red-q}}{N} \right) \cdot \frac{di_{red-q}}{dt} - W_{red} \cdot \frac{L_{red-d}}{N} \cdot i_{red-d} \end{aligned} \quad (3.8)$$

3.3. Métodos de agregación

Tal como se comentó en el apartado 2.2, el parque eólico utilizado en todas las simulaciones realizadas en esta tesis tiene estructura radial y está compuesto por 6 aerogeneradores de velocidad variable con GSIP y una potencia individual para cada una de las máquinas que lo componen de 5MW. Los parámetros de los aerogeneradores individuales se muestran en el Apéndice A.

En los siguientes apartados se van a desarrollar los modelos equivalentes de este parque eólico según los métodos de agregación empleados en [Pöller *et ál.*, 2004], [Fernandez *et ál.*, 2008], [García, 2008], con las correspondientes modificaciones para adaptarlos a la tecnología de los aerogeneradores que se están estudiando en esta tesis. Además, se comparan las respuestas proporcionadas por los modelos equivalentes con la respuesta del modelo detallado frente a una entrada de viento constante para conocer la idoneidad de cada modelo a la hora de representar el comportamiento del parque eólico en el punto de conexión a red.

3.3.1. Método de viento equivalente

En [García, 2008] se propone un nuevo método de agregación total en el que se agregan todos los aerogeneradores de un parque eólico con GIDA en un único aerogenerador equivalente para representar el comportamiento del parque completo en el punto de conexión a red, incluso cuando las máquinas reciben vientos diferentes. Para ello, emplean un viento equivalente, derivado de la curva de potencia y el viento incidente en cada uno de los aerogeneradores individuales.

La respuesta de este método proporciona una gran reducción del orden del modelo del parque y del tiempo de simulación, además de una adecuada aproximación al comportamiento del parque ante fluctuaciones del viento y perturbaciones en la red [García, 2008], [Fernandez *et ál.*, 2009].

Como se ha comentado en el apartado 3.1, apenas hay referencias en la literatura técnica existente en relación a los modelos equivalentes de parques eólicos formados por aerogeneradores con GSIP; por ello, se ha decidido aplicar esta técnica de agregación al parque eólico en estudio y comprobar la eficacia de este método con GSIP.

En la Figura 3.3. se muestra el esquema del modelo equivalente con viento equivalente.

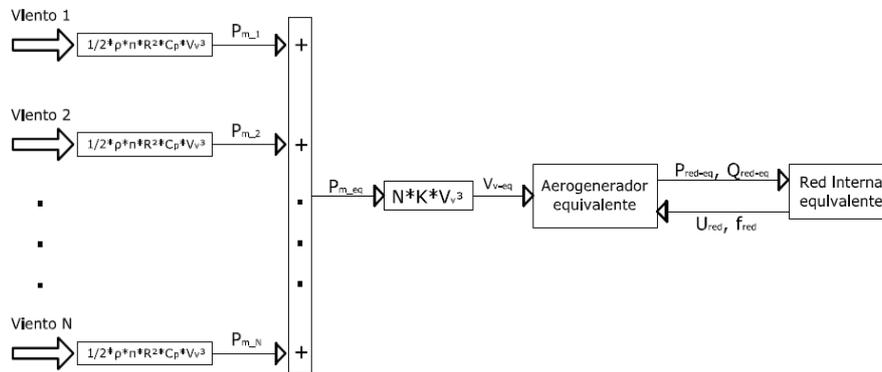


Figura 3.3. Diagrama de bloques del modelo con viento equivalente del parque eólico en estudio.

Como muestra la Figura 3.3, la entrada al aerogenerador equivalente, que representa al parque eólico en estudio, es un viento equivalente que se obtiene según se indica a continuación:

- Se calcula la potencia mecánica desarrollada por cada una de las máquinas individuales según su curva de potencia y el viento incidente en el rotor eólico de cada una de ellas.
- Se suman las potencias mecánicas individuales y la potencia mecánica resultante es la potencia mecánica del modelo equivalente del parque.
- El viento equivalente, que es el viento de entrada al aerogenerador equivalente, se calcula a partir de la potencia mecánica resultante y la curva de potencia del aerogenerador equivalente que, como en este caso todos los aerogeneradores del parque son iguales, es igual a la curva de potencia del aerogenerador individual reescalada según el número de máquinas agrupadas (ecuación (3.2)).

En el caso de que los aerogeneradores que forman el parque fueran distintos, no se podrían agrupar entre sí porque no es posible disponer de la curva de potencia del sistema equivalente. Entonces, la forma de solucionar este problema es obtener un modelo de viento equivalente para cada grupo de aerogeneradores iguales [García, 2008].

En la Figura 3.4 se muestran las respuestas del modelo detallado del parque eólico y del modelo con viento equivalente cuando los vientos incidentes en los aerogeneradores tienen valores inferiores a la velocidad nominal (entre 7.68 y 11.68m/s) y, como se puede observar, existe una gran similitud entre las respuestas. Sin embargo, en la Figura 3.5, se puede comprobar que cuando la velocidad del viento recibido por cada máquina varía entre valores inferiores y superiores al nominal (entre 10 y 13m/s), la distancia entre las respuestas aumenta. La causa de esta diferencia es que en el modelo equivalente los controladores

mantienen la consigna del lazo externo de control del generador equivalente en su valor nominal, cuando en realidad sólo tres de los aerogeneradores reciben velocidades superiores a la nominal.

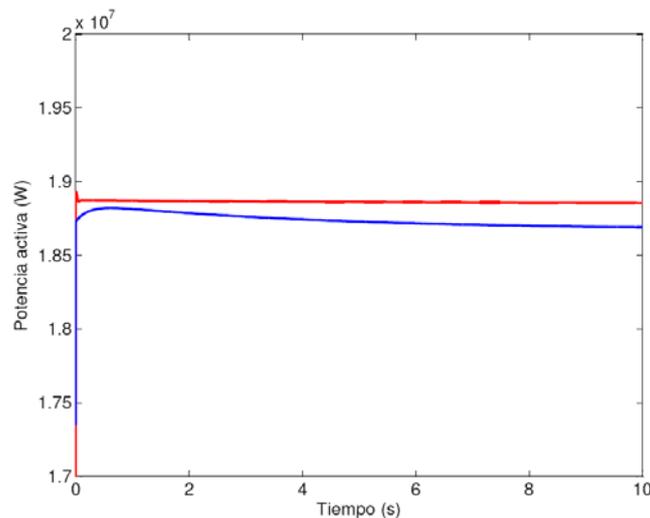


Figura 3.4. Comparación de potencias activas generadas por el modelo detallado del parque eólico en estudio (—) y su modelo equivalente con viento equivalente (—), cuando la velocidad de los vientos incidentes es inferior a la velocidad nominal.

Una forma de disminuir esta distancia entre las respuestas es limitar la potencia desarrollada por cada uno de los aerogeneradores individuales a su valor nominal, de forma que el viento equivalente de entrada al aerogenerador equivalente nunca superaría el valor de la velocidad nominal. Sin embargo, se ha desestimado esta idea porque se considera que de este modo se están falseando las condiciones de entrada del modelo equivalente y, además, el sistema de control del ángulo de paso de pala del aerogenerador equivalente no tendría ningún sentido, ya que la máquina estaría siempre operando en la región de la curva de potencia en la que $\beta=0$.

En consecuencia, para evitar distorsiones en la respuesta del modelo equivalente, lo idóneo sería agrupar los aerogeneradores con condiciones de viento similares.

En cualquier caso, el modelo con viento equivalente, obtenido a partir de los vientos incidentes en los aerogeneradores individuales, presenta una buena aproximación a la respuesta colectiva del parque.

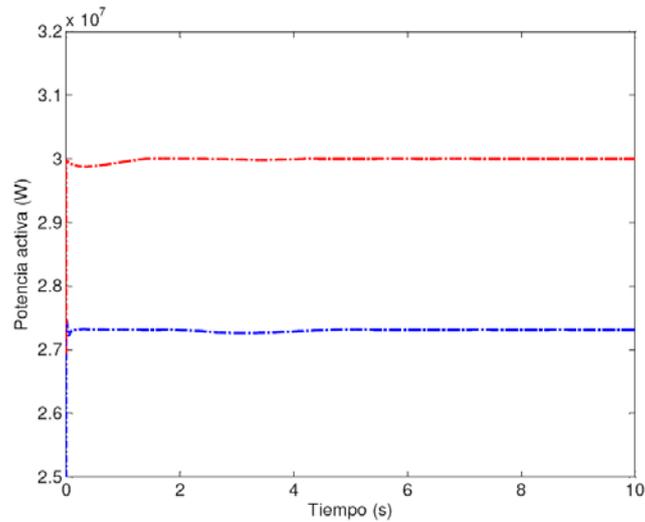


Figura 3.5. Comparación de potencias activas generadas por el modelo detallado del parque eólico en estudio (-.-) y su modelo equivalente con viento equivalente (-.-.-), cuando la velocidad de los vientos incidentes varía entre valores inferiores y superiores a la velocidad nominal.

3.3.2. Método del par mecánico aproximado

El método del par mecánico aproximado consiste en representar el parque eólico completo a través de un único aerogenerador equivalente en el que sólo se agregan los sistemas eléctricos, y los sistemas mecánicos se modelan de forma individual para mantener la no linealidad del coeficiente de potencia. De este modo es posible conocer el comportamiento del parque en el punto de conexión a la red, incluso cuando las máquinas reciben vientos diferentes y, por tanto, cada una de ellas opera en un punto de funcionamiento diferente. Este método se propone en [Pöller *et ál.*, 2004] para parques eólicos de aerogeneradores de velocidad variable y en [Fernandez *et ál.*, 2008], [García, 2008] para parques de aerogeneradores con GIDA, aunque lo desarrollan de diferentes modos.

En [Pöller *et ál.*, 2004] no se indica cómo agregar el sistema eléctrico y respecto a la parte mecánica, distribuye de forma proporcional la participación de cada aerogenerador a partir del par eléctrico equivalente como suma de los pares desarrollados por el individual. Sin embargo, en [Fernandez *et ál.*, 2008], [García, 2008] el modelo equivalente consiste en utilizar un modelo simplificado de cada aerogenerador individual para obtener el par mecánico aproximado desarrollado por cada uno de ellos, de forma que la suma de estos pares es el par mecánico equivalente, que es la entrada al sistema eléctrico del aerogenerador equivalente.

Aunque en ambos trabajos los autores demuestran que los modelos equivalentes proporcionan respuestas con una alta precisión, sólo en [Fernandez *et ál.*, 2008] se aporta suficiente información para poder

reproducir los resultados. Por tanto, se ha decidido aplicar este método de agregación al parque eólico en estudio y comprobar la eficacia de este método con GSIP.

En la Figura 3.6 se muestra el esquema del modelo equivalente con par mecánico aproximado.

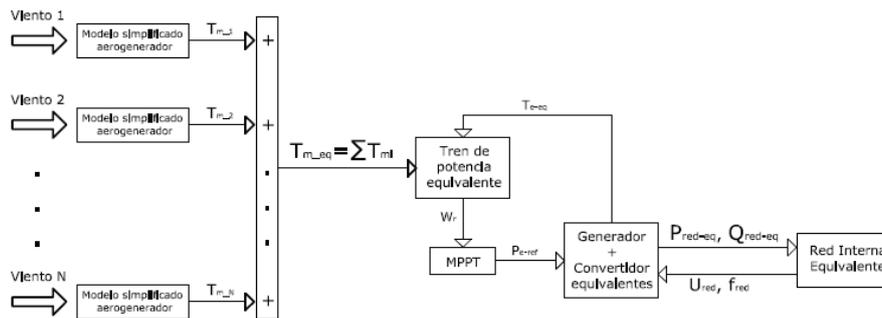


Figura 3.6. Diagrama de bloques del modelo equivalente con par aproximado del parque eólico en estudio.

Los modelos simplificados, que aparecen en la Figura 3.6, se encargan de aproximar el par mecánico de cada máquina en función del viento incidente en cada una de ellas y, como muestra la Figura 3.7, están compuestos por el modelo del rotor eólico, el modelo del tren de potencia, el modelo del GSIP representado por su ecuación mecánica, el controlador de potencia representado por la curva de máxima potencia y el controlador del ángulo de paso de pala.

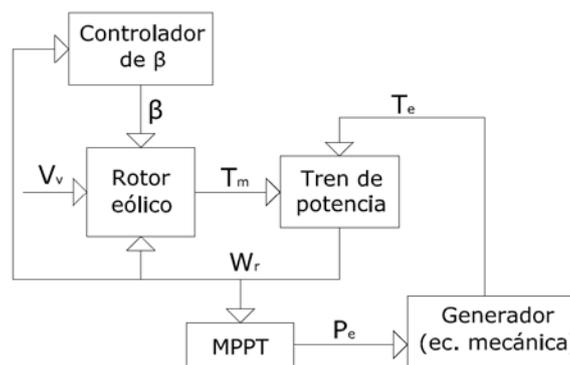


Figura 3.7. Diagrama de bloques del modelo simplificado de un aerogenerador individual.

Al igual que en el caso del método del viento equivalente, se han analizado dos posibles escenarios. En primer lugar, los aerogeneradores reciben velocidades de viento constantes con valores inferiores a la velocidad nominal del viento (entre 7.68 y 11.68 m/s). Y, en el segundo caso, los aerogeneradores reciben velocidades de viento constantes que varían entre valores inferiores y superiores a la velocidad nominal del viento (entre 10 y 13m/s).

En la Figura 3.8 y la Figura 3.9 se muestran las potencias activas generadas por el modelo detallado del parque y el modelo equivalente con par mecánico aproximado en los dos casos mencionados. Como se puede comprobar en ambas figuras, la aproximación entre la respuesta del modelo equivalente y la del modelo detallado del parque eólico en estudio es muy buena en los dos casos.

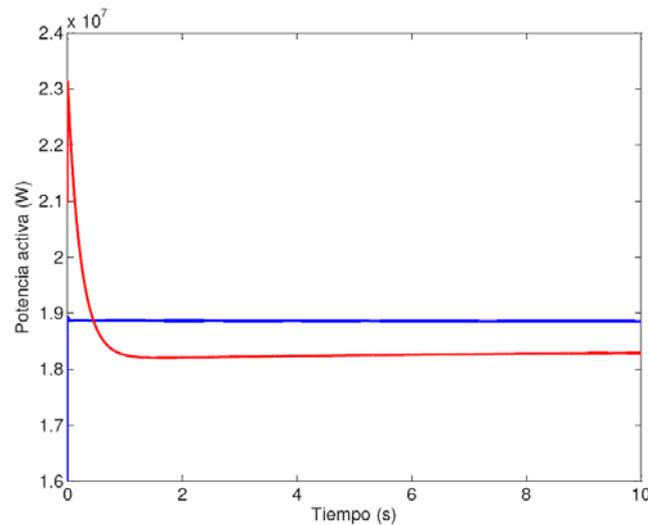


Figura 3.8. Comparación de potencias activas generadas por el modelo detallado del parque eólico en estudio (—) y su modelo equivalente con par mecánico aproximado (—), cuando la velocidad de los vientos incidentes es inferior a la velocidad nominal.

La razón de la semejanza de las respuestas es que sólo se agregan los sistemas eléctricos de los aerogeneradores y los sistemas mecánicos se modelan de forma individual, de modo que es posible conocer el comportamiento del parque en el punto de conexión a la red, incluso cuando las máquinas reciben vientos diferentes y, por tanto, cada una de ellas opera en un punto de funcionamiento diferente.

Según [Ali *et ál.*, 2011], que denomina a este método “*representación compuesta*” porque lo considera una solución intermedia entre la precisión del método multi-máquina y la velocidad de cálculo del primer método, la desventaja que presenta es que para poder determinar el par mecánico desarrollado por cada turbina es necesario un número elevado de ecuaciones diferenciales. Sin embargo, como se afirma en [Pöller *et ál.*, 2003] éste método puede ser muy útil para modelar grandes parques eólicos situados en emplazamientos con importantes variaciones de la velocidad del viento.

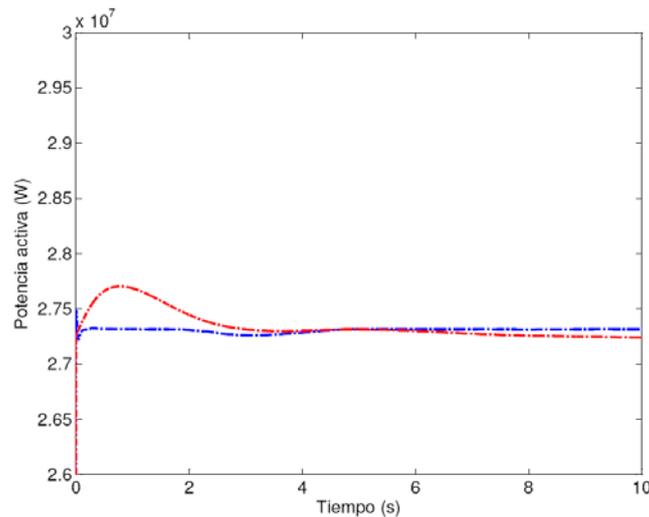


Figura 3.9. Comparación de potencias activas generadas por el modelo detallado del parque eólico en estudio (---) y su modelo equivalente con par mecánico aproximado (-.-.-), cuando la velocidad de los vientos incidentes varía entre valores inferiores y superiores a la velocidad nominal.

3.3.3. Método de la turbina equivalente

El método de agregación de la turbina equivalente se propuso por primera vez en [García, 2008] para parques eólicos compuestos por aerogeneradores con GIDA con objeto de determinar el modelo de un aerogenerador equivalente que represente el comportamiento de máquinas diferentes o máquinas idénticas que trabajen en condiciones de funcionamiento distintas.

Este método consiste en agregar el sistema mecánico además del sistema eléctrico; para ello, se asume que, al estar conectados todos los aerogeneradores a la misma red interna del parque y ser máquinas de potencia elevada, la frecuencia mecánica natural será similar y, por tanto, se pueden combinar los sistemas mecánicos en uno equivalente que proporcione una respuesta lo más parecida posible a la de los aerogeneradores individuales [García, 2008].

Dada la novedad de esta técnica de agregación, se ha decidido aplicar también este método al parque eólico en estudio y comprobar la capacidad de este método con GSIP.

Según se explica en [García, 2008], el método de la turbina equivalente consiste en calcular la potencia aerodinámica que desarrolla la turbina equivalente, de forma que ésta sea la suma de las potencias generadas por cada una de las máquinas individuales, como muestra la siguiente expresión:

$$P_{m-eg} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_{eg} \cdot C_{p-eg} \cdot V_{v-eg}^3 = \sum_{i=1}^N P_{mi} = \sum_{i=1}^N \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_i \cdot C_{pi} \cdot V_{vi}^3, \quad (3.9)$$

siendo P_{m-eg} la potencia mecánica de la turbina equivalente (W), A_{eg} el área de la turbina equivalente (m^2), C_{p-eg} el coeficiente de potencia de la turbina equivalente y V_{v-eg} la velocidad del viento incidente equivalente (m/s).

A partir de la expresión (3.9) es fácil deducir la velocidad del viento equivalente, que es la entrada a la turbina equivalente, como muestra la Figura 3.10:

$$V_{v-eg} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^N A_i \cdot C_{pi} \cdot V_{vi}^3}{A_{eg} \cdot C_{p-eg}}}. \quad (3.10)$$

En esta expresión aparecen el área equivalente, A_{eg} , y el coeficiente de potencia equivalente, C_{p-eg} . El primero se obtiene considerando que el aerogenerador equivalente tiene un radio igual a la suma de los radios de los aerogeneradores que se van a sumar; mientras que el coeficiente de potencia equivalente se considera el valor medio de los coeficientes de potencia de cada una de las máquinas, que depende de sus condiciones de funcionamiento [García, 2008].

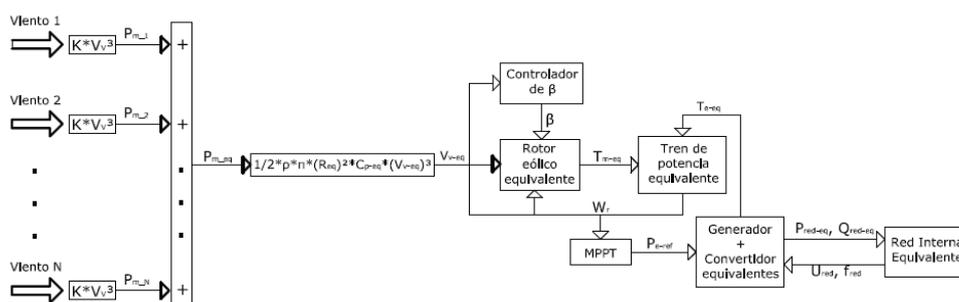


Figura 3.10. Diagrama de bloques del modelo equivalente con turbina equivalente del parque eólico en estudio.

En esta tesis, a diferencia de lo propuesto en [García, 2008], se ha considerado que todos los aerogeneradores operan con el coeficiente óptimo, de modo que se simplifican los cálculos sin incurrir en un error excesivo.

En cuanto a los parámetros del tren de potencia equivalente, para calcular la inercia del sistema, se ha empleado la siguiente ecuación:

$$H = \frac{1/2 \cdot J'_{eq} \cdot \omega_r^2}{P_N}, \quad (3.11)$$

siendo H la constante de inercia (s) y P_N (W) la potencia nominal de la turbina equivalente.

En la Figura 3.11 y la Figura 3.12 se muestran las potencias activas generadas por el modelo detallado del parque y el modelo equivalente con turbina equivalente en los dos casos simulados en los apartados anteriores. Como se puede comprobar en la Figura 3.11, cuando las velocidades recibidas por los aerogeneradores individuales son inferiores a la velocidad nominal (entre 7.68 y 11.68m/s), la respuesta del modelo equivalente es prácticamente igual a la respuesta del modelo detallado del parque eólico en estudio.

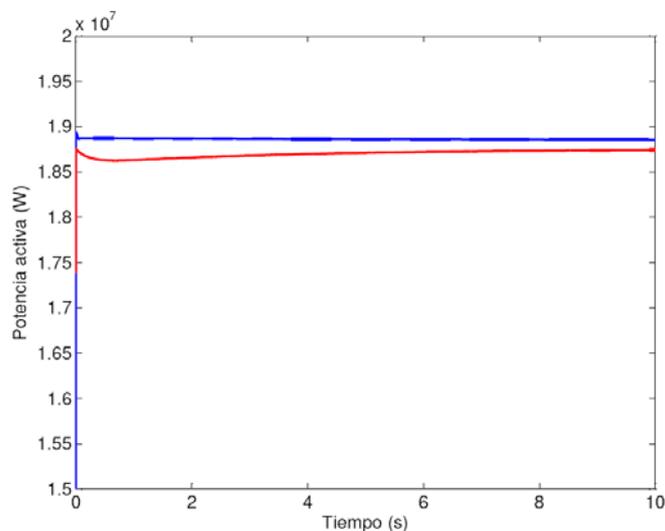


Figura 3.11. Comparación de las potencias activas generadas por el modelo detallado del parque eólico en estudio (—) y su modelo equivalente con turbina equivalente (—), cuando la velocidad de los vientos incidentes es inferior a la velocidad nominal.

Sin embargo, como muestra la Figura 3.12, cuando la velocidad del viento incidente en cada una de las máquinas varía entre valores inferiores y superiores al nominal (entre 10 y 13m/s), la distancia entre las respuestas aumenta, como ocurriría con el modelo de viento equivalente. De nuevo, la causa de esta diferencia es que en el modelo equivalente los controladores mantienen la consigna del lazo externo de control del generador equivalente en su valor nominal, cuando en realidad sólo tres de los aerogeneradores reciben velocidades superiores a la nominal.

En consecuencia, para evitar distorsiones en la respuesta del modelo equivalente, lo idóneo sería agrupar los aerogeneradores con condiciones de viento similares, como también se ha determinado para el modelo con viento equivalente.

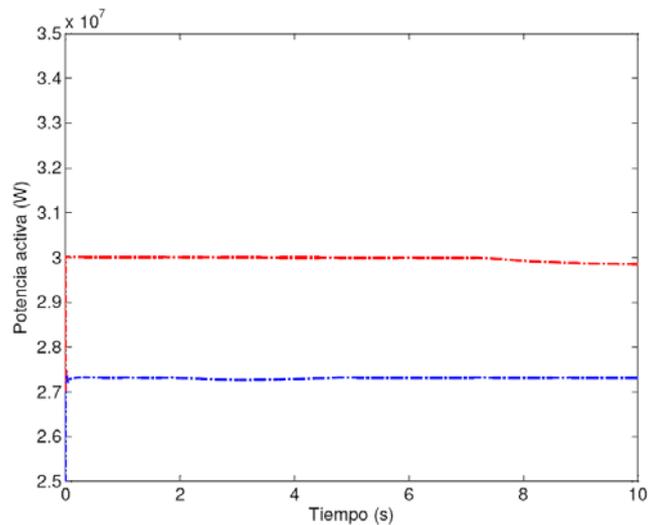


Figura 3.12. Comparación de las potencias activas generadas por el modelo detallado del parque eólico en estudio (-.-.-) y su modelo equivalente con turbina equivalente (-.-.-), cuando la velocidad de los vientos incidentes varía entre valores inferiores y superiores a la velocidad nominal.

3.3.4. Comparación de métodos

Una vez analizados los diferentes métodos de agregación, a modo de resumen, se comparan las respuestas generadas por cada uno de los modelos equivalentes desarrollados con la respuesta del modelo detallado del parque eólico en estudio para verificar la idoneidad de cada uno de los métodos de agregación estudiados.

La Figura 3.13 muestra que las respuestas de todos los modelos equivalentes desarrollados presentan una aproximación muy buena a la respuesta del modelo detallado del parque eólico en estudio, cuando las velocidades del viento incidente en los aerogeneradores del parque tienen valores inferiores a la velocidad nominal del viento.

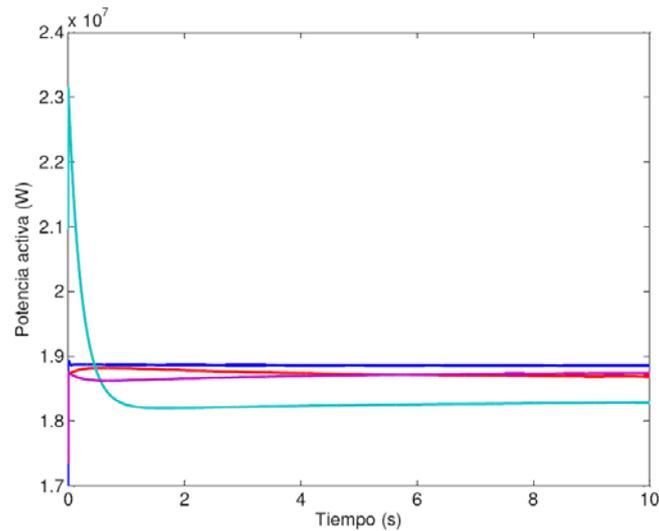


Figura 3.13. Comparación de las potencias activas generadas por el modelo detallado del parque eólico en estudio (—) y sus modelos equivalentes con viento equivalente (—), par mecánico aproximado (—) y turbina equivalente (—), cuando la velocidad de los vientos incidentes es inferior a la velocidad nominal.

En la Figura 3.14 se confirma lo que ya se ha comentado en el análisis individual de cada método de agregación cuando las velocidades del viento recibidas por los aerogeneradores del parque varían entre valores inferiores y superiores a la velocidad nominal del viento.

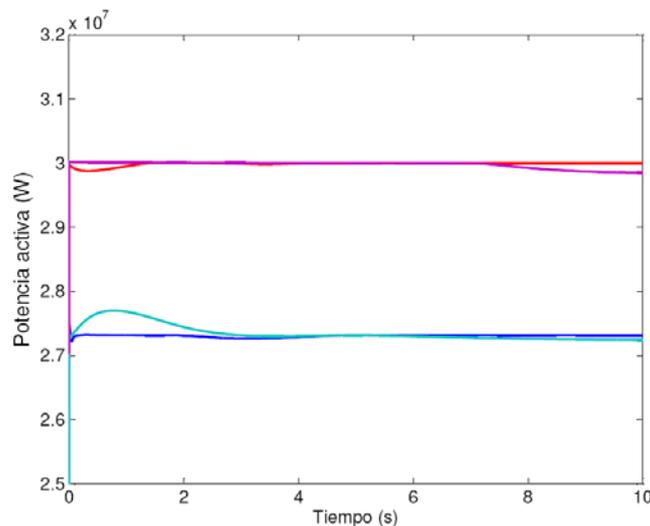


Figura 3.14. Comparación de las potencias activas generadas por el modelo detallado del parque eólico en estudio (—) y sus modelos equivalentes con viento equivalente (—), par mecánico aproximado (—) y turbina equivalente (—), cuando las velocidades de los vientos incidentes varían entre valores inferiores y superiores a la velocidad nominal.

Tras todo lo expuesto, se puede concluir:

- El método de viento equivalente y el método de turbina equivalente proporcionan muy buenas respuestas cuando la velocidad del viento incidente en los aerogeneradores del parque eólico en estudio tienen valores inferiores a la velocidad nominal del viento.

Cuando la velocidad del viento incidente en los aerogeneradores del parque eólico en estudio varía entre valores inferiores y superiores a la velocidad nominal del viento, las respuestas de los métodos de viento equivalente y turbina equivalente se separan de la respuesta del modelo detallado del parque debido a que los controladores de los modelos equivalentes mantienen la consigna del lazo externo de control del generador equivalente en su valor nominal, cuando en realidad sólo algunos de los aerogeneradores reciben velocidades superiores a la nominal. Por tanto, para evitar distorsiones en las respuestas de los modelos equivalentes, lo idóneo sería agrupar los aerogeneradores con condiciones de viento similares.

- El método de agregación del par mecánico aproximado presenta una respuesta muy buena, casi idéntica, a la del modelo detallado del parque eólico en estudio en los dos casos simulados. La razón de la semejanza de las respuestas es que en este método sólo se agregan los sistemas eléctricos de los aerogeneradores y los sistemas mecánicos se modelan de forma individual, de modo que es posible conocer el comportamiento del parque en el punto de conexión a la red, incluso cuando las máquinas reciben vientos diferentes y, por tanto, cada una de ellas opera en un punto de funcionamiento diferente.

Capítulo 4

Resultados

En este capítulo se presentan y analizan los resultados de las simulaciones realizadas con los modelos equivalentes desarrollados del parque eólico en estudio frente a fluctuaciones en la velocidad del viento, representadas por series temporales de velocidad del viento, y frente a perturbaciones en el punto de conexión a red, simbolizadas por dos tipos de huecos de tensión.

Conocidos los distintos modelos equivalentes del parque eólico en estudio y su comportamiento en régimen permanente, es necesario comprobar la evolución dinámica de estos modelos y comparar los resultados con el comportamiento del modelo detallado del parque, con objeto de verificar la robustez de los modelos desarrollados.

El procedimiento empleado para validar los modelos equivalentes desarrollados frente al modelo detallado del parque eólico se basa en el método propuesto por el *Grupo de Trabajo 21* del IEA Wind para parques eólicos de velocidad variable formados por aerogeneradores con GIDA, adaptando algunos de estos requisitos al tipo de aerogeneradores que forman el parque eólico en estudio.

4.1. Modelo del parque eólico en estudio

Según se comentó en el apartado 2.2, el parque eólico utilizado en todas las simulaciones tiene estructura radial y está compuesto por 6 aerogeneradores de velocidad variable con GSIP y una potencia individual para cada una de las máquinas que lo componen de 5MW.

En esta tesis se han desarrollado tres modelos equivalentes para este parque eólico, que han quedado definidos en el capítulo 3.

El primer modelo propone la agregación de todos los aerogeneradores en una única máquina equivalente que recibe un viento de entrada equivalente a los vientos recibidos por cada uno de los aerogeneradores que forman el parque eólico en estudio, como muestra el diagrama de bloques de la Figura 3.3, y se denomina *modelo con viento equivalente* [García, 2008], [Fernandez *et ál.*, 2009]. El aerogenerador equivalente tiene el mismo modelo que las máquinas individuales pero con la potencia nominal reescalada en función del número de aerogeneradores agregados.

El segundo modelo también plantea la agregación de todos los aerogeneradores en una única máquina equivalente que representa al parque completo en el punto de conexión a red, incluso cuando los aerogeneradores reciben vientos distintos. En este modelo se emplean modelos simplificados de cada uno de los aerogeneradores del parque, con objeto de calcular el par mecánico aproximado desarrollado por cada una de las turbinas, sumarlos y obtener un par mecánico equivalente, que es la entrada al sistema eléctrico equivalente, como muestra el diagrama de bloques de la Figura 3.6. Este método se denomina *modelo con par mecánico aproximado* [Fernandez *et ál.*, 2008], [García, 2008].

Por último, en el tercer modelo también se propone la agregación de todos los aerogeneradores en una única máquina equivalente, que recibe un viento de entrada equivalente a los vientos recibidos por cada uno de los aerogeneradores que forman el parque eólico en estudio, siendo la diferencia con el primer método que, en este caso, se agregan los sistemas eléctricos y los sistemas mecánicos de los aerogeneradores del parque eólico, como muestra el diagrama de bloques de la Figura 3.10. Este método se denomina *modelo con turbina equivalente* y se propuso como aportación original en [García, 2008] para parques eólicos de velocidad variable formados por aerogeneradores con generadores de inducción de doble alimentación, siendo esta tesis la primera vez que se aplica este método de agregación a parques eólicos de velocidad variable formados por aerogeneradores con generadores síncronos de imanes permanentes.

En los siguientes apartados se presentan y analizan los resultados de las simulaciones realizadas en el parque eólico en estudio frente a fluctuaciones en la velocidad del viento, representadas por las series temporales de velocidad del viento de los ensayos 1 y 2, y frente a perturbaciones en el punto de conexión a red, simbolizadas por dos tipos de huecos de tensión.

4.2. Series temporales de viento

Se van a realizar dos ensayos distintos para el parque eólico en estudio, descrito en el apartado anterior. Cada uno de los ensayos está compuesto por seis series temporales de velocidad de viento, una para cada

aerogenerador individual del parque eólico, que representan las distintas condiciones a las que puede estar sometido un parque eólico durante su funcionamiento normal.

Las series temporales de los ensayos que se van a realizar se han desarrollado a partir del modelo de viento propuesto en [Slootweg, 2003]. Se considera que la velocidad del viento está compuesta por la suma de cuatro componentes, como muestra la siguiente ecuación:

$$V_v(t) = V_m + V_r(t) + V_g(t) + V_t(t), \quad (4.1)$$

siendo V_m el valor medio inicial de la velocidad del viento, $V_r(t)$ la componente que representa la rampa del viento, $V_g(t)$ la componente que representa la ráfaga del viento y $V_t(t)$ la componente que representa la turbulencia del viento.

Sin embargo, en las series temporales desarrolladas en esta tesis sólo se ha tenido en cuenta el valor medio inicial de la velocidad del viento y la componente que representa la turbulencia del viento. Los valores medios iniciales de cada una de las series temporales que se van a utilizar en las simulaciones se han seleccionado en función del objetivo de cada uno de los ensayos, como se verá más adelante.

En la Tabla 4.1 se muestran los valores medios iniciales de la velocidad del viento para cada uno de los ensayos que se realizan. Estos valores permanecen constantes durante las simulaciones.

Tabla 4.1 Valores medios iniciales de la velocidad del viento de las series temporales de los ensayos 1 y 2.

V_m (m/s)						
Aerogenerador	1	2	3	4	5	6
Ensayo 1	9	9.4	9.8	10	10.2	10.5
Ensayo 2	11.5	11.8	12	12.2	12.5	13

La componente que representa la turbulencia del viento está definida por la función de densidad espectral de energía [Slootweg, 2003]:

$$S_t(f) = \frac{\frac{l \cdot v_m}{\left(\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)\right)^2}}{\left(1 + 1.5 \cdot \frac{f \cdot l}{v_m}\right)^{5/3}}, \quad (4.2)$$

donde f es la frecuencia (Hz), h es la altura del eje del aerogenerador (m), z_0 es la rugosidad del terreno (m) y l es la escala de longitud de la turbulencia (m), que es igual a $20h$ si h es inferior a 30m y 600 cuando h es superior a 30m.

Para poder sumar la componente que representa la turbulencia del viento al valor medio inicial de la velocidad del viento, es necesario generar una serie temporal de la primera; para ello, se suman un gran número de funciones seno de diferentes frecuencias, cuya amplitud está definida por la función de densidad espectral de la ecuación (4.2). En el dominio temporal no es suficiente con conocer la amplitud de la señal sino que también es necesario conocer el ángulo de fase de las componentes senoidales de la señal. Este ángulo de fase inicial de cada frecuencia se determina de forma aleatoria en un intervalo de 0 a 2π .

Entonces, el término temporal que representa la turbulencia del viento viene dado por la siguiente ecuación:

$$v_t(t) = \sum_{i=1}^N \sqrt{S_t(f_i) \cdot \Delta f} \cdot \cos(2\pi f_i t + \phi_i), \quad (4.3)$$

siendo f_i y θ_i la frecuencia y la fase inicial de la componente i -ésima de la componente espectral.

En la Tabla 4.2 se muestran los valores de los parámetros que definen la turbulencia para cada uno de los ensayos que se realizan. A pesar de que estos valores son iguales para ambos ensayos, las turbulencias generadas dependen de los valores medios iniciales de la velocidad del viento, como muestra la ecuación (4.2); por tanto, al sumar las componentes que representan las turbulencias y los valores medios iniciales de velocidad de viento de cada uno de los ensayos, se obtienen series temporales completamente diferentes como muestran la Figura 4.1 y la Figura 4.2.

Tabla 4.2. Valores de los parámetros de la turbulencia del viento de las series temporales de los ensayos 1 y 2.

Tipo de	Parámetros
---------	------------

ensayo	l (m)	h (m)	z ₀ (m)	Δf (Hz)	N
Ensayo 1	600	80	0.005	0.2	50
Ensayo 2	600	80	0.005	0.2	50

La Figura 4.1 presenta las series temporales de velocidad de viento del ensayo 1. Los valores medios de la velocidad varían entre 9 y 10.5m/s, siendo estos valores inferiores a la velocidad nominal del viento. El objetivo de este ensayo es comprobar cómo se comporta el parque eólico cuando trabaja por debajo de sus condiciones nominales.

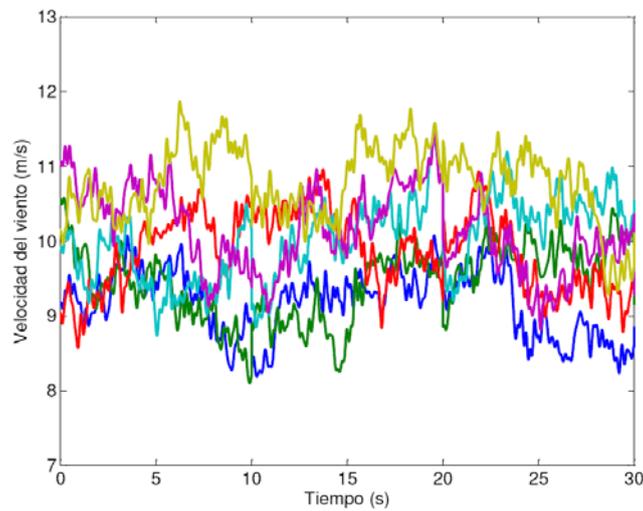


Figura 4.1. Series temporales de velocidad de viento para el ensayo 1.

La Figura 4.2 presenta las series temporales de velocidad de viento del ensayo 2. En este caso, los valores medios de la velocidad oscilan entre 11.5 y 13m/s y, dado que estos valores son superiores a la velocidad nominal del viento, el objetivo de este ensayo es comprobar el comportamiento del parque eólico cuando trabaja en condiciones nominales.

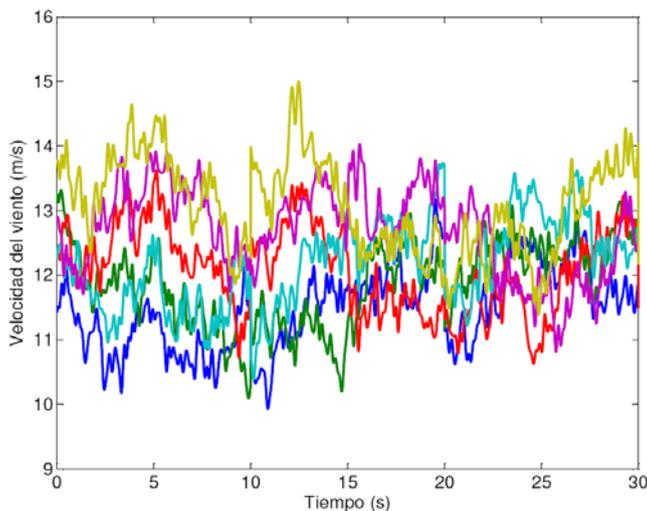


Figura 4.2. Series temporales de velocidad de viento para el ensayo 2.

4.3. Respuesta de los modelos frente a fluctuaciones en la velocidad del viento

Una vez planteados los distintos modelos equivalentes del parque eólico en estudio y conocido su comportamiento en régimen permanente, es necesario conocer la evolución dinámica de estos modelos y comparar los resultados con el comportamiento del modelo detallado del parque eólico en estudio.

El procedimiento que se ha empleado en esta tesis para validar los modelos equivalentes desarrollados frente al modelo detallado del parque eólico se basa en el método propuesto por el *Grupo de Trabajo 21* del IEA Wind para parques eólicos de velocidad variable con aerogeneradores de inducción de doble alimentación. El test para validar la capacidad de los modelos desarrollados para simular el comportamiento del parque eólico en estudio durante su funcionamiento normal consiste en introducir en el modelo series temporales de velocidad de viento, obteniendo a la salida series temporales de potencia activa, potencia reactiva y, opcionalmente, tensión.

En el apartado 2.1.7.3 se comentó que el sistema de control del inversor del aerogenerador se encarga de garantizar el factor de potencia deseado, siendo en este caso igual a la unidad. En consecuencia, el parque eólico en estudio opera con factor de potencia unidad y, por tanto, no se ha considerado necesario representar a la salida series temporales de potencia reactiva.

En el siguiente apartado se muestran las respuestas de los modelos equivalentes desarrollados frente a la respuesta del modelo detallado del parque eólico en estudio, tras las simulaciones realizadas, y se analizan

las series de datos obtenidas. El análisis de datos consiste en la interpretación de un conjunto de medidas típicas de las variables estudiadas en cada uno de los ensayos realizados.

Se han determinado los *valores extremos* y el *rango* de las series de datos obtenidas, para cada ensayo y modelo, porque estas medidas permiten comprobar si las series de datos de cada simulación comparten la misma banda de amplitud. También se han considerado la *media* y la *mediana*, pues las medidas de centralización ayudan a conocer si existe traslación horizontal de las respuestas de los modelos equivalentes respecto a la respuesta del modelo detallado. Con objeto de verificar si estas medidas de la tendencia central son representativas como compendio de las series de datos obtenidas tras las simulaciones, también se han calculado la *desviación típica* y el *coeficiente de variación*, ya que las medidas de dispersión permiten comparar la separación, la dispersión y la variabilidad de los valores de la serie de datos de cada simulación respecto al valor central [García, 2008].

Los valores de las medidas típicas se han expresado en *por unidad* (p.u.) para facilitar la tarea de analizar los datos y la comprensión de su lectura.

4.3.1. Resultados de los ensayos

En la Figura 4.3 se muestra el comportamiento del parque eólico en estudio frente a las series temporales de velocidad del viento del ensayo 1, siendo estas velocidades inferiores a la velocidad nominal de los aerogeneradores, lo que implica que tanto cada uno de los aerogeneradores individuales del modelo detallado del parque como las máquinas equivalentes de los modelos agregados desarrollados operan en la zona de seguimiento del punto de máxima potencia de sus respectivas curvas de potencia. En una curva de potencia tipo, como la representada en la Figura 2.7, la región de seguimiento del punto de máxima potencia corresponde a la zona II.

Como se comentó en el apartado 2.1.7, el objetivo del sistema de control del aerogenerador en esta región es obtener la máxima potencia para cada velocidad del viento; para ello, el ángulo de paso de pala se mantiene constante en su valor óptimo, $\beta=0$.

Observando la Figura 4.3 se puede comprobar que el modelo con viento equivalente y el modelo con par mecánico aproximado presentan respuestas prácticamente idénticas a la del modelo detallado, siendo la respuesta del modelo con turbina equivalente muy similar a las anteriores pero desplazada verticalmente.

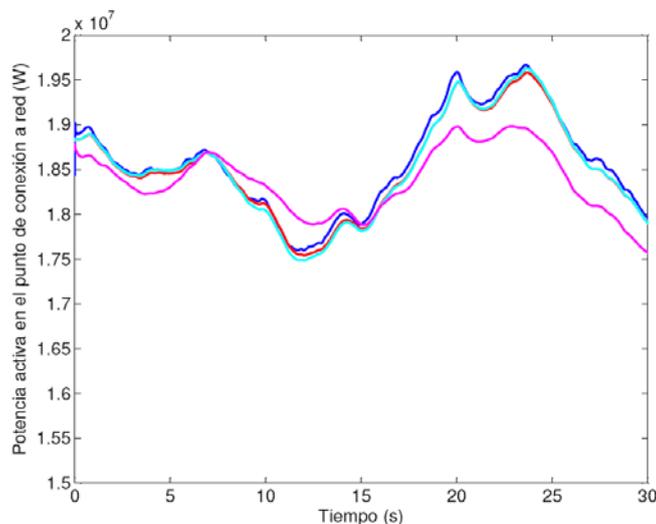


Figura 4.3. Comparación de las potencias activas generadas por el modelo detallado (—), el modelo con viento equivalente (—), el modelo con par mecánico aproximado (—) y el modelo con turbina equivalente (—) en el ensayo 1.

La proximidad de las respuestas de los tres modelos equivalentes desarrollados se debe a la ventaja que supone agregar máquinas idénticas. En el caso del modelo con turbina equivalente, además de agregar los sistemas eléctricos como en los otros dos modelos equivalentes, también se agrega el sistema mecánico y, por tanto, la inercia de la máquina equivalente es muy superior a la inercia de las máquinas individuales, lo que provoca la ralentización de la respuesta.

En la Tabla 4.3 se muestran las series de datos de la potencia activa entregada a la red en el punto de conexión, obtenidas en el ensayo 1.

Como se ha comentado en el apartado anterior, el rango da una idea de la semejanza de las respuestas porque permite comprobar si las series de datos, obtenidas en cada ensayo, comparten la misma banda de amplitud. Entonces, analizando los valores de la Tabla 4.3 se confirma que los modelos agregados con viento equivalente y par mecánico aproximado presentan respuestas muy similares a la del modelo detallado, ya que el valor del error apenas alcanza las 6 milésimas para el primer modelo detallado (0.0057) y es algo más elevado para el modelo de par mecánico aproximado (0.0146).

En el caso del modelo agregado con turbina equivalente, el valor del error del rango es bastante superior, lo que significa que la respuesta está desplazada respecto a la del modelo detallado, como se ha comentado tras observar la Figura 4.3. Sin embargo, es importante mencionar que el rango depende de los valores extremos (máximo y mínimo) y como muestra la Tabla 4.3, en el caso del modelo con turbina equivalente es el valor máximo el que provoca que el error del rango adquiera un valor alto.

Tabla 4.3. Comparación de las series de datos de potencia activa obtenidas en el ensayo 1.

Potencia activa entregada en el punto de conexión a la red					Centralización		Dispersión	
Ensayo 1	Modelo	Mínimo	Máximo	Rango	Media	Mediana	Desviación típica	CV
	Detallado	3,5194	3,9333	0,4139	3,7184	3,7049	0,1096	2,948%
	Viento equivalente	3,5081	3,9163	0,4082	3,7064	3,6961	0,1082	2,919%
	Par mecánico aproximado	3,4967	3,9252	0,4285	3,7059	3,6998	0,1128	3,044%
	Turbina equivalente	3,5144	3,7958	0,2814	3,6761	3,6727	0,0710	1,931%
	Error V.E.	0,0113	0,0170	0,0057	0,0120	0,0088	0,0014	0,028%
	Error Tm. A.	0,0227	0,0081	0,0146	0,0125	0,0051	0,0032	0,096%
	Error T. E.	0,0050	0,1375	0,1325	0,0423	0,0322	0,0386	1,016%

En cuanto a la tendencia central, la Tabla 4.3 muestra que los valores de la media y la mediana de todos los modelos son muy similares, lo que significa que no existen valores excesivos en las series de datos que puedan afectar el valor medio de la potencia obtenida en el tiempo de simulación. Los valores de los errores vuelven a confirmar que los modelos agregados con viento equivalente y par mecánico aproximado presentan muy buenas respuestas.

Por otro lado, como se ha comentado en el apartado anterior, las medidas de dispersión cotejan si las medidas de tendencia central son representativas como resumen de las series de datos obtenidas en las simulaciones, ya que proporcionan información sobre la separación, la dispersión y la variabilidad de los datos respecto al valor central. Por tanto, analizando los valores de la Tabla 4.3 se puede reafirmar la gran afinidad entre la respuesta del modelo detallado y las de los modelos agregados con viento equivalente y par mecánico aproximado, ya que el valor del error del coeficiente de variación en el modelo con viento equivalente es de 0.028% y en el modelo con par mecánico aproximado es de 0.096%.

Por último, para confirmar la buena aproximación de las respuestas de los tres modelos equivalentes respecto de la respuesta del modelo detallado, se añade al análisis estadístico de los datos obtenidos en el ensayo 1, la medida de la *distancia total* entre las respuestas.

La distancia total se define según la siguiente ecuación:

$$d_T = \left| \frac{\sum_{i=1}^n (X_1 - X_2)^2}{n} \right|, \quad (4.4)$$

siendo d_T la distancia total, X_1 el valor del modelo detallado de la variable considerada, X_2 el valor del modelo equivalente de la variable considerada y n el número de puntos.

Como se puede observar en la Tabla 4.4, las distancias totales de los modelos agregados con viento equivalente y par mecánico aproximado son de 0.2 milésimas y el valor de la distancia total del modelo agregado con turbina equivalente es ligeramente superior a las 5 milésimas (0.0052). Por tanto, es evidente que los tres métodos de agregación proporcionan muy buenas respuestas.

Tabla 4.4. Comparación de la distancia total entre las respuestas del modelo detallado y los modelos equivalentes del ensayo 1.

Potencia activa entregada en el punto de conexión a la red			
Ensayo 1	Distancia Total V.E.	Distancia Total Tm. A.	Distancia Total T. E.
	0.0002	0.0002	0.0052

En la Figura 4.4 se muestra el comportamiento del parque eólico en estudio frente a las series temporales de velocidad del viento del ensayo 2, siendo estas velocidades superiores a la velocidad nominal de los aerogeneradores, lo que conlleva que tanto cada uno de los aerogeneradores individuales del modelo detallado como las máquinas equivalentes de los modelos agregados desarrollados operan en la zona de limitación de potencia de sus respectivas curvas de potencia. En una curva de potencia tipo, como la representada en la Figura 2.7, la región de limitación de potencia corresponde a la zona III.

En esta región, el objetivo del sistema de control es limitar la potencia a su valor nominal, como se comentó en el apartado 2.1.7; y para ello, se actúa sobre el ángulo de paso de pala.

Observando la Figura 4.4 se puede comprobar que las respuestas del modelo con viento equivalente y el modelo con turbina equivalente están desplazadas respecto de la respuesta del modelo detallado, siendo la respuesta del modelo con par mecánico aproximado prácticamente idéntica a la del modelo detallado.

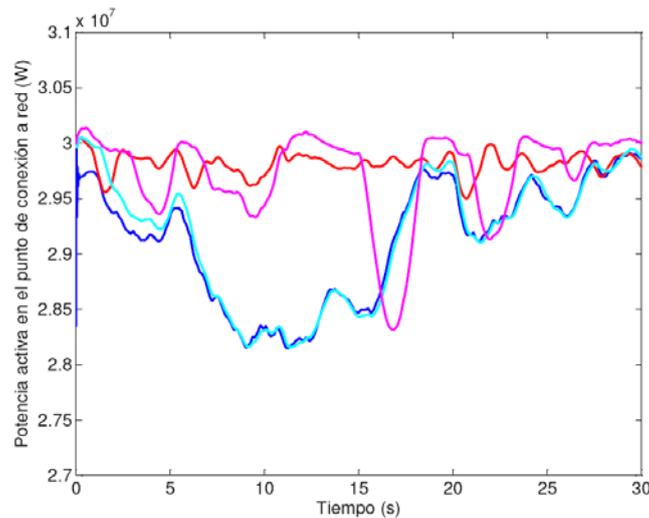


Figura 4.4. Comparación de las potencias activas generadas por el modelo detallado (—), el modelo con viento equivalente (—), el modelo con par mecánico aproximado (—) y el modelo con turbina equivalente (—) en el ensayo 2.

La diferencia entre las respuestas está causada por el sistema de control del ángulo de paso de pala. En el apartado 3.3.2 se explicó que el método de agregación del par mecánico aproximado consiste en utilizar un modelo simplificado de cada aerogenerador para obtener el par mecánico aproximado desarrollado por cada turbina individual, de forma que la suma de todos ellos, el par mecánico equivalente, es la entrada al aerogenerador equivalente. Por tanto, primero se calculan los pares individuales que quedan afectados por la actuación del sistema de control de β correspondiente a cada una de las máquinas y después el par mecánico resultante se aplica al sistema eléctrico agregado. Sin embargo, en el caso del modelo con viento equivalente y del modelo con turbina equivalente, para calcular el viento equivalente de entrada a las máquinas equivalentes se considera el C_p óptimo, sin incurrir en un error reseñable, por lo que la actuación del sistema de control del ángulo de paso de pala es posterior y no afecta a las entradas de estos dos modelos.

Por otro lado, al observar las respuestas de los modelos con viento equivalente y turbina equivalente, se pueden apreciar pequeños huecos de potencia, debidos a las posibles interferencias entre los controladores de potencia y los del ángulo de paso de pala en condiciones de limitación de potencia, cuando la velocidad adquiere valores inferiores a su valor nominal. La forma de evitar estos huecos sería aumentar el valor de la consigna del sistema de control de β a un valor superior al nominal, con objeto de que las caídas transitorias de la velocidad de giro del rotor no produzcan una disminución de la potencia activa generada [Bossanyi *et al.*, 2000].

En la Tabla 4.5 se muestran las series de datos de la potencia activa entregada a la red en el punto de conexión, obtenidas en el ensayo 2.

Como ya se ha comentado, el rango da una idea de la semejanza de las respuestas. Sin embargo, en este caso, debido a los huecos de potencia que se producen en los modelos con viento equivalente y con turbina equivalente, los valores extremos de las respuestas distorsionan, en cierta medida, la medida del rango.

En relación a la tendencia central, la Tabla 4.5 muestra de forma más real la semejanza entre las respuestas obtenidas. De hecho, el error de la media para el modelo con par mecánico aproximado es de 8 milésimas, siendo los errores de esta medida bastante superiores para los otros dos modelos. Por tanto, se confirma lo deducido tras observar la Figura 4.4, que la respuesta del modelo con par mecánico aproximado es la más semejante a la del modelo detallado.

Tabla 4.5. Comparación de las series de datos de potencia activa obtenidas en el ensayo 2.

Potencia activa entregada en el punto de conexión a la red					Centralización		Dispersión	
		Mínimo	Máximo	Rango	Media	Mediana	Desviación típica	CV
Ensayo 2	Modelo							
	Detallado	5,6294	6,0014	0,3720	5,8247	5,8505	0,1083	1,859%
	Viento equivalente	5,8998	6,0094	0,1097	5,9625	5,9649	0,0195	0,327%
	Par mecánico aproximado	5,6309	6,0106	0,3797	5,8327	5,8621	0,1154	1,979%
	Turbina equivalente	5,6628	6,0275	0,3647	5,9442	5,9821	0,0807	1,358%
	Error V.E.	0,2704	0,0080	0,2623	0,1378	0,1144	0,0888	1,532%
	Error Tm. A.	0,0015	0,0092	0,0077	0,0080	0,0116	0,0071	0,119%
	Error T. E.	0,0334	0,0261	0,0073	0,1195	0,1316	0,0276	0,502%

Como también se ha comentado anteriormente, las medidas de dispersión ratifican si las medidas de tendencia central son representativas como resumen de las series de datos obtenidas en las simulaciones. Entonces, analizando los valores de la Tabla 4.5 se puede confirmar la gran afinidad entre la respuesta del modelo detallado y la del modelo agregado con par mecánico aproximado, ya que el valor del error del coeficiente de variación es de 0.119%.

Respecto a las respuestas de los otros dos modelos equivalentes, el análisis estadístico realizado muestra que no son malas aproximaciones pero que no son tan similares a la respuesta del modelo detallado como la del modelo con par mecánico aproximado. De hecho, los valores de la distancia total entre las respuestas,

mostrados en la Tabla 4.6, verifican que los tres métodos de agregación estudiados generan respuestas óptimas, siendo la mejor solución la del método basado en el par mecánico aproximado con un valor de la distancia total de 0.4 milésimas, como ya se ha comentado.

Tabla 4.6. Comparación de la distancia total entre las respuestas del modelo detallado y los modelos equivalentes del ensayo 1.

Potencia activa entregada en el punto de conexión a la red			
Ensayo 2	Distancia Total V.E.	Distancia Total Tm. A.	Distancia Total T. E.
	0.0304	0.0004	0.0287

Por último, al comparar los resultados de los dos ensayos, se obtienen las siguientes conclusiones:

- Cuando el parque eólico opera en condiciones inferiores a las nominales, el modelo con viento equivalente y el modelo con par mecánico aproximado proporcionan respuestas prácticamente idénticas a la del modelo detallado, siendo la característica común de estos dos modelos que en ambos el sistema eléctrico está agregado.
- Cuando el parque eólico opera en condiciones nominales, es el modelo con par aproximado el que presenta la respuesta más semejante a la del modelo detallado. La causa es que en este modelo la entrada al aerogenerador equivalente es el par mecánico equivalente afectado por la actuación del sistema de control de β correspondiente a cada una de las máquinas individuales.

En cualquier caso, como muestran los valores de la distancia total de la Tabla 4.4 y la Tabla 4.6, se puede considerar que los tres métodos de agregación estudiados proporcionan buenas respuestas en ambos ensayos, sin que las diferencias entre ellas ocasionen grandes errores que puedan dar lugar a conclusiones erróneas sobre el comportamiento del parque eólico en estudio.

4.4. Respuesta de los modelos frente a perturbaciones en la red

Hace años, cuando la generación eólica era pequeña en comparación con otras tecnologías de producción de energía, el operador del sistema eléctrico requería que los parques eólicos se desconectaran ante cualquier perturbación, para evitar daños en la red eléctrica [Pöller *et ál.*, 2004], hasta que se despejaba la falta. En la actualidad, debido al aumento de la penetración de la energía eólica en el sistema eléctrico, es

fundamental que los sistemas eólicos sean capaces de seguir operando durante alteraciones transitorias en la red para poder garantizar la continuidad del suministro a todos los usuarios.

Por ello, el operador del sistema eléctrico ha determinado una serie de requisitos para que los parques permanezcan conectados al sistema durante las perturbaciones, ya que la pérdida de potencia en la desconexión puede afectar a la estabilidad del sistema. En España, REE establece en el P.O. 12.3 los *requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas*, como se indicó en el apartado 1.5.

Este procedimiento de operación exige que las instalaciones sean capaces de soportar, sin desconexión, los huecos de tensión en el punto de conexión a red, incluidos en el área sombreada de la Figura 4.5. Los tiempos de recuperación del sistema eléctrico, que se muestran en la Figura 4.5, se verifican siempre que la producción eólica sea inferior al 5% de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión. Además, en el caso de faltas equilibradas, no podrá existir consumo de potencia en el punto de conexión a red [REE, 2006].

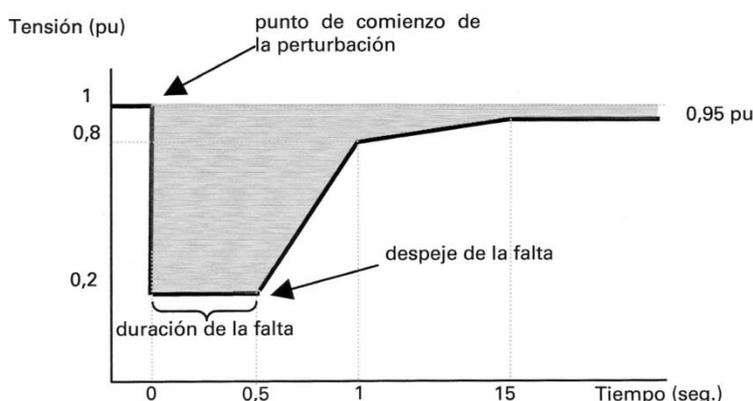


Figura 4.5. Curva que define el área del hueco de tensión en el punto de conexión a red, que debe ser soportado por la instalación [REE, 2006].

Entonces, para comprobar la robustez de los modelos desarrollados es necesario simularlos, no sólo ante fluctuaciones en la velocidad del viento, sino también ante huecos de tensión en el punto de conexión a red.

Al igual que en el caso anterior, el procedimiento utilizado para validar la capacidad de los modelos desarrollados para simular la respuesta del parque eólico en estudio durante un hueco de tensión se basa en el método propuesto por el *Grupo de Trabajo 21* del IEA Wind para parques eólicos de velocidad variable con aerogeneradores de inducción de doble alimentación. El test consiste en introducir en el modelo series temporales de velocidad de viento, obteniendo a la salida series temporales de potencia activa, potencia reactiva y, opcionalmente, de tensión en el punto de conexión a red. De nuevo, no se ha considerado

necesario representar series temporales de potencia reactiva a la salida porque, como ya se ha mencionado, el parque eólico en estudio tiene factor de potencia unidad. Sin embargo, dado que los aerogeneradores del parque eólico en estudio tienen resistencias de frenado como sistema de protección frente a sobretensiones en el circuito de corriente continua del convertidor de frecuencia, se ha considerado interesante obtener a la salida series temporales de esta variable para analizar el comportamiento del convertidor de frecuencia del modelo detallado y de los modelos equivalentes desarrollados del parque durante el fallo en la red.

4.4.1. Simulaciones de los modelos frente a huecos de tensión

El parque eólico en estudio se ha sometido a dos tipos de huecos, que cumplen los requisitos descritos en la Figura 4.5:

- Un hueco lento, que consiste en una caída de tensión de larga duración (1s), donde se alcanzan niveles de 0.8 p.u. de la tensión nominal, como muestra la Figura 4.6.
- Un hueco rápido, que consiste en una caída brusca de tensión, que llega a alcanzar el nivel 0.5 p.u de la tensión nominal y dura 0.5s, como muestra la Figura 4.7.

En ambas simulaciones se han utilizado las series temporales de velocidad de viento del ensayo 1 que, como se indicó en el apartado 4.2.1, se caracterizan porque los valores medios de la velocidad varían entre 9 y 10.5m/s, siendo estos valores inferiores a la velocidad nominal del viento.

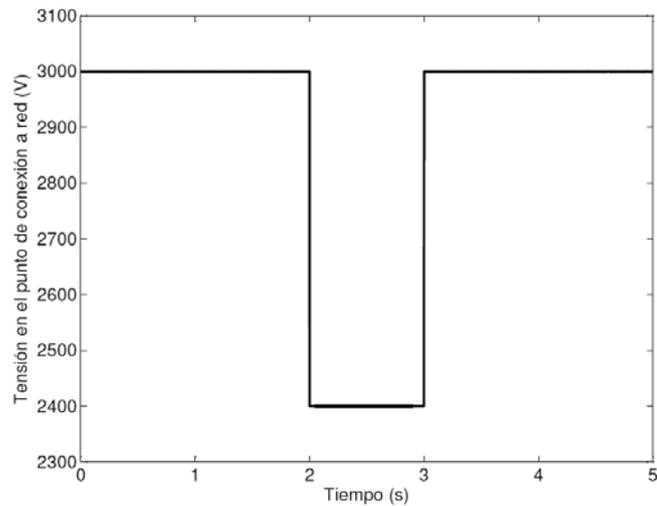


Figura 4.6. Tensión en el punto de conexión a red cuando se produce un hueco de tensión lento.

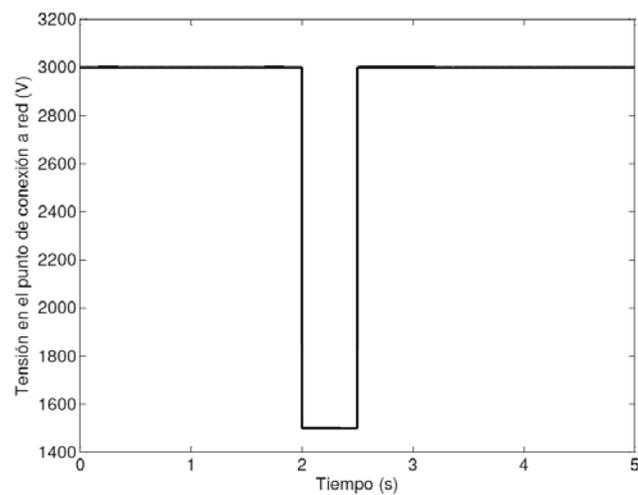


Figura 4.7. Tensión en el punto de conexión a red cuando se produce un hueco de tensión rápido.

4.4.2. Resultados del hueco de tensión lento

En los aerogeneradores de velocidad variable con GSIP, según se comentó en el apartado 2.1.4 y después se corroboró en el apartado 2.1.8.2., el desacoplamiento que introduce el convertidor entre el lado del generador y el lado de conexión a red, hace que el comportamiento dinámico del generador eléctrico no se vea afectado por la falta producida en la red.

En la Figura 4.8 se muestra la potencia activa intercambiada entre el parque eólico en estudio y la red cuando se produce el hueco de tensión lento de la Figura 4.6. Como se puede observar en la Figura 4.8, la potencia es proporcional a la caída de tensión producida en el PCC y, cuando se despeja la falta, el parque eólico continua suministrando la potencia activa nominal a la red sin que se produzcan transitorios significativos. Además, como se puede comprobar, las respuestas de los tres modelos equivalentes desarrollados son muy similares a la respuesta del modelo detallado, aunque se puede apreciar una cierta diferencia en los valores de la potencia cuando se produce la falta y cuando ésta se despeja.

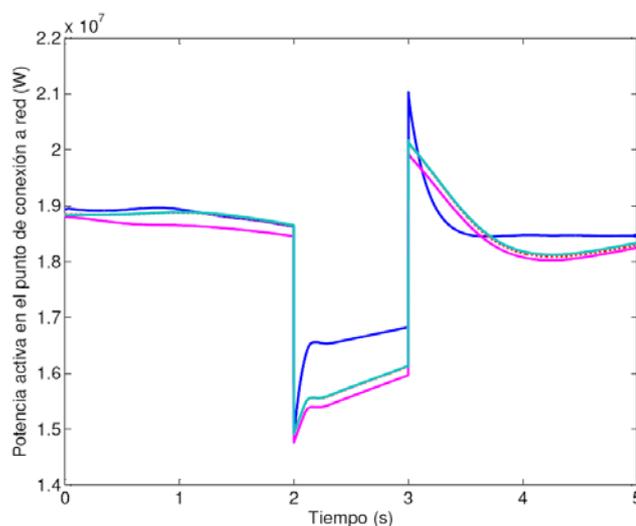


Figura 4.8. Comparación de las potencias activas en el punto de conexión a red del modelo detallado (—), el modelo con viento equivalente (—), el modelo con par mecánico aproximado (—) y el modelo con turbina equivalente (—), cuando se produce un hueco de tensión lento en el parque eólico en estudio.

Asimismo, en la Figura 4.9 se muestra la evolución de la tensión de la etapa de continua del convertidor de frecuencia cuando se produce el hueco de tensión lento y tanto los aerogeneradores individuales como las máquinas equivalentes de los modelos agregados cuentan con una resistencia de frenado como sistema de protección a sobretensiones en la etapa de continua. Como se puede observar en la Figura 4.9, las respuestas de los modelos equivalentes son muy parecidas a la del modelo detallado, aunque el valor de la tensión de las respuestas de los modelos agregados también presenta ciertas diferencias respecto a la respuesta del modelo detallado.

La causa de estas desigualdades es la regulación de los controladores del inversor. Los modelos equivalentes tienen el sistema eléctrico agregado y, por lo tanto, los reguladores PI del inversor se han sintonizado de forma diferente a los reguladores de los aerogeneradores individuales.

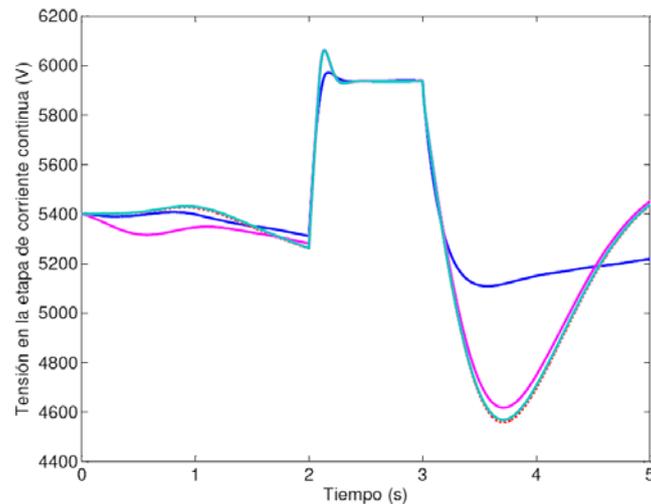


Figura 4.9. Comparación de las tensiones en la etapa de continua del convertidor de frecuencia del modelo detallado (—), el modelo con viento equivalente (—), el modelo con par mecánico aproximado (—) y el modelo con turbina equivalente (—), cuando se produce un hueco de tensión lento en el parque eólico en estudio.

La velocidad de la respuesta está directamente relacionada con las constantes de los controladores PI del inversor. En este caso, al seleccionar los valores de las constantes de estos controladores de los modelos equivalentes ha sido necesario llegar a un compromiso entre la velocidad de la respuesta y la estabilidad de la tensión en la etapa de continua del convertidor de frecuencia. En la Figura 4.8 se puede observar que las respuestas de los modelos agregados no alcanzan el régimen permanente en el mismo instante en el que se despeja la falta, pero con este “inconveniente” se consigue que la tensión en la etapa de continua del convertidor no alcance un valor excesivamente inferior a su valor nominal al despejarse la falta, como muestra la Figura 4.9. Por tanto, es evidente que son los controladores del inversor los que definen el comportamiento de los modelos.

Por otro lado, como se comentó en el apartado 2.1.8.2., es necesario utilizar la resistencia de frenado para evitar que, cuando se produce el hueco de tensión, el condensador de la etapa de continua del convertidor de frecuencia se sobrecargue y provoque su ruptura. Entonces, como muestra la Figura 4.9, cuando la tensión de la etapa de continua del convertidor alcanza su valor límite (un 10% de su valor nominal), la resistencia de frenado se dispara y disipa el exceso de energía acumulada en el condensador, con lo que evita que la tensión de la etapa de continua del convertidor de frecuencia alcance valores no deseados y facilita la recuperación del régimen permanente.

Por último, una forma de cuantificar la semejanza entre las respuestas es la medida de la distancia total y, como muestra la Tabla 4.7, los tres modelos equivalentes presentan valores muy pequeños de esta medida, por lo que se confirma que las respuestas de los modelos equivalentes desarrollados son muy buenas.

Por tanto, se puede concluir que los tres modelos equivalentes desarrollados representan de forma óptima la evolución de la potencia activa y de la tensión en la etapa de continua del convertidor de frecuencia durante el hueco de tensión lento al que se ha sometido al parque eólico en estudio.

Tabla 4.7. Comparación de la distancia total entre las respuestas del modelo detallado y los modelos equivalentes cuando se produce el hueco de tensión lento en el parque eólico en estudio.

Variable	Distancia Total V.E.	Distancia Total Tm. A.	Distancia Total T. E.
Potencia activa entregada en el punto de conexión a la red	0.0074	0.0072	0.0106
Tensión en la etapa de continua del convertidor de frecuencia	0.0014	0.0014	0.0012

4.4.3. Resultados del hueco de tensión rápido

El comportamiento del modelo detallado y de los modelos equivalentes desarrollados del parque eólico en estudio frente al hueco de tensión rápido de la Figura 4.7 es muy similar al comportamiento de los modelos cuando se produce el hueco de tensión lento, como se puede observar en la Figura 4.10 y la Figura 4.11.

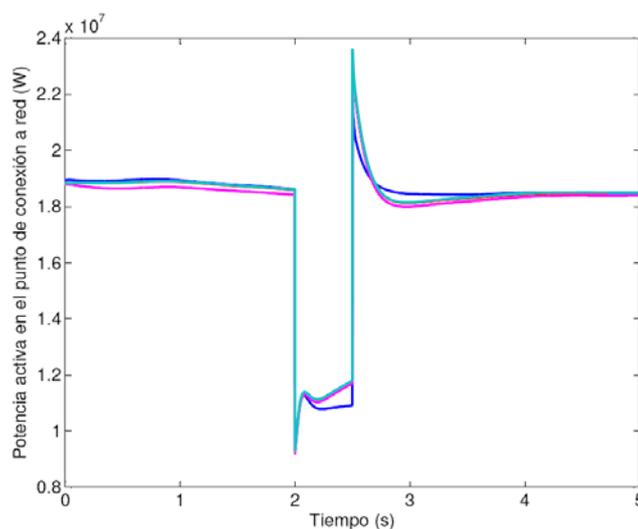


Figura 4.10. Comparación de las potencias en el punto de conexión a red del modelo detallado (—), el modelo con viento equivalente (—), el modelo con par mecánico aproximado (—) y el modelo con turbina equivalente (—), cuando se produce un hueco de tensión rápido en el parque eólico en estudio.

De hecho, ambas figuras muestran que, en este caso, las respuestas de los modelos equivalentes son aún más parecidas a la respuesta del modelo detallado que en el caso del hueco de tensión lento, ya que el

intercambio de potencia activa con la red vuelve a su valor nominal en el mismo instante en el que se despeja la falta.

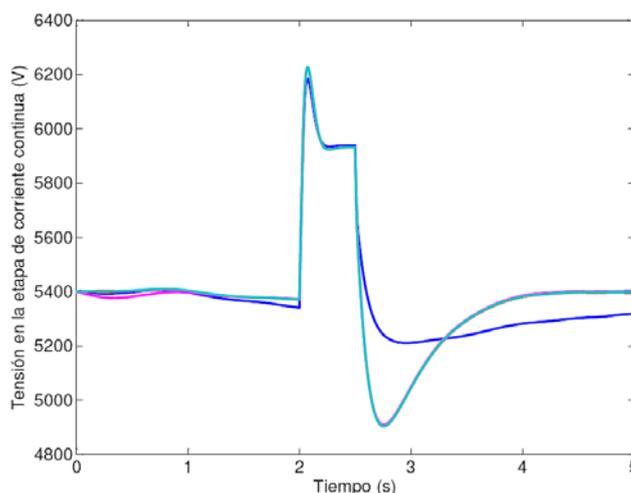


Figura 4.11. Comparación de las tensiones en la etapa de continua del convertidor de frecuencia del modelo detallado (—), el modelo con viento equivalente (—), el modelo con par mecánico aproximado (—) y el modelo con turbina equivalente (—) cuando se produce un hueco de tensión rápido en el parque eólico en estudio.

De nuevo, para cuantificar la semejanza de las respuestas se utiliza la medida de la distancia total y, como muestra la Tabla 4.8, los valores de esta medida para los tres modelos equivalentes son mínimos y, por lo tanto, se confirma que las respuestas de los modelos equivalentes desarrollados son excelentes.

Tabla 4.8. Comparación de la distancia total entre las respuestas del modelo detallado y los modelos equivalentes para el hueco de tensión rápido.

Variable	Distancia Total V.E.	Distancia Total Tm. A.	Distancia Total T. E.
Potencia activa entregada en el punto de conexión a la red	0.0029	0.0028	0.0038
Tensión en la etapa de continua del convertidor de frecuencia	0.0004	0.0004	0.0004

En definitiva, se puede concluir que los tres modelos equivalentes desarrollados representan de forma excelente la evolución de la potencia activa y de la tensión en la etapa de continua del convertidor de frecuencia durante el hueco de tensión rápido al que se ha sometido al parque eólico en estudio.

Capítulo 5

Aspectos finales

5.1. Conclusiones

En esta tesis se han desarrollado tres modelos equivalentes de un parque eólico compuesto por aerogeneradores de velocidad variable con generadores síncronos de imanes permanentes (GSIP) para estudios eléctricos en régimen dinámico, a partir de los métodos de agregación propuestos en la literatura existente para aerogeneradores con generadores de inducción de doble alimentación (GIDA).

- *Modelo con viento equivalente.* Este modelo consiste en agregar todos los aerogeneradores del parque en una única máquina equivalente que recibe un viento de entrada equivalente a los vientos recibidos por cada uno de los aerogeneradores que forman el parque eólico en estudio. El aerogenerador equivalente tiene el mismo modelo que las máquinas individuales pero con la potencia nominal reescalada en función del número de aerogeneradores agregados.

El viento equivalente se calcula a partir de la suma de las potencias mecánicas desarrolladas por cada una de las máquinas individuales y de la curva de potencia del aerogenerador equivalente que, como en el caso estudiado todos los aerogeneradores del parque son idénticos, es igual a la curva de potencia del aerogenerador individual reescalada según el número de máquinas agrupadas.

- *Modelo con par mecánico aproximado.* Este modelo consiste en agregar todos los aerogeneradores en una única máquina equivalente que representa al parque completo en el

punto de conexión a red, incluso cuando los aerogeneradores reciben vientos distintos. Se emplean modelos simplificados de cada uno de los aerogeneradores del parque, con objeto de aproximar el par mecánico desarrollado por cada una de las turbinas, sumarlos y obtener el par mecánico equivalente, que es la entrada al sistema eléctrico equivalente. Los modelos simplificados están compuestos por el modelo del rotor eólico, el modelo del tren de potencia, el modelo del GSIP representado por su ecuación mecánica, el controlador de potencia representado por la curva de máxima potencia y el controlador del ángulo de paso de pala.

- *Método con turbina equivalente.* En este modelo también se propone la agregación de todos los aerogeneradores en una única máquina equivalente, que recibe un viento de entrada equivalente a los vientos recibidos por cada uno de los aerogeneradores que forman el parque eólico en estudio, siendo la diferencia con el primer método que, en este caso, también se agregan los sistemas mecánicos de los aerogeneradores del parque eólico. Este método se propuso como aportación original en [García, 2008] para parques eólicos de velocidad variable formados por aerogeneradores con GIDA, siendo esta tesis la primera vez que se aplica este método de agregación a parques eólicos de velocidad variable formados por aerogeneradores con GSIP.

En este método aparecen los conceptos de área equivalente, A_{eq} , y de coeficiente de potencia equivalente, C_{p-eq} . El primero se obtiene considerando que el aerogenerador equivalente tiene un radio igual a la suma de los radios de los aerogeneradores que se van a sumar; mientras que el coeficiente de potencia equivalente se considera igual a su valor óptimo.

Con objeto de validar la capacidad de los modelos equivalentes desarrollados para simular el comportamiento del parque eólico estudiado durante su funcionamiento normal, se han introducido en los modelos dos series temporales de velocidad de viento, obteniendo a la salida series temporales de potencia activa. En la primera serie temporal los valores medios de la velocidad del viento son inferiores a la velocidad nominal del viento, mientras que en la segunda son superiores a ella.

Las conclusiones obtenidas tras los ensayos realizados son:

- Cuando el parque eólico opera en condiciones inferiores a las nominales, el modelo con viento equivalente y el modelo con par mecánico aproximado presentan respuestas prácticamente

idénticas a la del modelo detallado, siendo la respuesta del modelo con turbina equivalente muy similar a las anteriores pero desplazada verticalmente.

La proximidad de las respuestas de los tres modelos equivalentes desarrollados se debe a la ventaja que supone agregar máquinas idénticas. En el caso del modelo con turbina equivalente, además de agregar los sistemas eléctricos como en los otros dos modelos equivalentes, también se agregan los sistemas mecánicos y, por tanto, la inercia de la máquina equivalente es muy superior a la inercia de las máquinas individuales, lo que provoca la ralentización de la respuesta.

Esta semejanza entre las respuestas de los tres modelos equivalentes respecto de la respuesta del modelo detallado se confirma al comprobar que la distancia total entre las respuestas de los modelos agregados con viento equivalente y par mecánico aproximado y la respuesta del modelo detallado del parque es de 0.2 milésimas en ambos casos, y el valor de la distancia total entre la respuesta del modelo agregado con turbina equivalente y la del modelo detallado es ligeramente superior a las 5 milésimas (0.0052).

- Cuando el parque eólico opera en condiciones nominales, las respuestas del modelo con viento equivalente y el modelo con turbina equivalente están desplazadas respecto de la respuesta del modelo detallado, siendo la respuesta del modelo con par mecánico aproximado prácticamente idéntica a la del modelo detallado.

La diferencia entre las respuestas está causada por el sistema de control del ángulo de paso de pala. El método de agregación del par mecánico aproximado consiste en utilizar un modelo simplificado de cada aerogenerador para obtener el par mecánico aproximado desarrollado por cada turbina individual, de forma que la suma de todos ellos, el par mecánico equivalente, es la entrada al aerogenerador equivalente. Por tanto, primero se calculan los pares individuales que quedan afectados por la actuación del sistema de control de β correspondiente a cada una de las máquinas y después el par mecánico resultante se aplica al sistema eléctrico agregado. Sin embargo, en el caso del modelo con viento equivalente y del modelo con turbina equivalente, para calcular el viento equivalente de entrada a las máquinas equivalentes se considera el C_p óptimo, sin incurrir en un error reseñable, por lo que la actuación del sistema de control del ángulo de paso de pala es posterior y no afecta a las entradas de estos dos modelos.

De nuevo, los valores de la distancia total entre las respuestas de los modelos equivalentes y la respuesta del modelo detallado confirman que los tres métodos de agregación generan

respuestas óptimas, siendo la mejor solución la del método del par mecánico aproximado, con un valor de la distancia total de 0.4 milésimas.

Por otro lado, debido al aumento de la penetración de la energía eólica en el sistema eléctrico, es fundamental que los sistemas eólicos sean capaces de seguir operando durante alteraciones transitorias en la red para poder garantizar la continuidad del suministro a todos los usuarios. Por lo que el operador del sistema exige a las instalaciones eólicas el cumplimiento de una serie de requisitos de respuesta frente a huecos de tensión.

Entonces, para validar la capacidad de los modelos desarrollados para simular la respuesta del parque eólico estudiado cuando se produce un hueco de tensión en el punto de conexión a red, se ha introducido en los modelos equivalentes desarrollados la serie temporal de velocidad de viento con valores medios de la velocidad inferiores a la velocidad nominal del viento, obteniendo a la salida series temporales de potencia activa y series temporales de tensión en el circuito de continua del convertidor de frecuencia, para analizar el comportamiento del convertidor durante el fallo en la red.

El parque eólico estudiado se ha sometido a dos tipos de huecos: un hueco lento, que consiste en una caída de tensión de larga duración (1s), donde se alcanzan niveles de 0.8 p.u. de la tensión nominal; y un hueco rápido, que consiste en una caída brusca de tensión, que llega a alcanzar el nivel 0.5 p.u de la tensión nominal y dura 0.5s.

Entonces, las conclusiones obtenidas tras la simulación de estos dos huecos de tensión son:

- Cuando se produce el hueco de tensión lento, las respuestas de los tres modelos equivalentes desarrollados son muy similares a la respuesta del modelo detallado, tanto en la evolución de la potencia activa intercambiada entre el parque eólico estudiado y la red, como en la evolución de la tensión de la etapa de continua del convertidor de frecuencia. Aunque se pueden apreciar ciertas diferencias, cuando se produce la falta y cuando ésta se despeja, debido a la regulación de los controladores del inversor. Al calcular los valores de las constantes de estos controladores de los modelos equivalentes ha sido necesario llegar a un compromiso entre la velocidad de la respuesta y la estabilidad de la tensión en la etapa de continua del convertidor de frecuencia.

Los valores de la distancia total entre las respuestas de los modelos equivalentes y la respuesta del modelo detallado vuelven a confirmar la semejanza entre las respuestas, siendo la mayor

distancia la existente entre el modelo con turbina equivalente y el modelo detallado, en el caso de la potencia activa, con un valor de 106 milésimas. Y en el caso de la tensión en la etapa de continua del convertidor de frecuencia, de 14 milésimas para los modelos con viento equivalente y par mecánico aproximado.

- Cuando se produce un hueco de tensión rápido, las respuestas de los modelos equivalentes son aún más parecidas a la respuesta del modelo detallado que en el caso del hueco de tensión lento, ya que el intercambio de potencia activa con la red vuelve a su valor nominal en el mismo instante en el que se despeja la falta.

En este caso, el mayor valor de la distancia total es el correspondiente a la existente entre la respuesta del modelo detallado y la respuesta del modelo con turbina equivalente, que toma un valor de 30 milésimas, cuando se evalúa la potencia activa. En cuanto a la tensión en la etapa de continua del convertidor de frecuencia, la distancia entre las respuestas de los tres modelos equivalentes y la del modelo detallado es de 0.4 milésimas.

En definitiva, se puede concluir que los tres modelos equivalentes proporcionan respuestas muy semejantes a las del modelo detallado, tanto en la evolución de la potencia activa cuando se producen fluctuaciones en la velocidad del viento, como de la potencia activa y la tensión en la etapa de continua del convertidor de frecuencia durante los dos huecos de tensión a los que se ha sometido al parque eólico estudiado. Aunque el modelo equivalente con par mecánico aproximado es el que ofrece unos resultados excelentes.

5.2. Aportaciones originales

Las principales aportaciones realizadas en esta tesis son:

- Una revisión del estado del arte sobre los modelos equivalentes de parques eólicos de velocidad variable formados por aerogeneradores con generadores síncronos de imanes permanentes.

- Análisis y comparación de las distintas estrategias de control, existentes en la literatura y que se utilizan en aerogeneradores con GSIP, clasificadas según la variable controlada por el lazo externo del rectificador, con objeto de determinar cuál de ellas proporciona el comportamiento más adecuado del aerogenerador.
- Desarrollo de tres modelos equivalentes de parques eólicos de velocidad variable formados por aerogeneradores con GSIP, basados en métodos de agregación existentes en la literatura técnica que, hasta la fecha se han aplicado a aerogeneradores con generadores de inducción de doble alimentación, siendo esta tesis la primera vez que se aplican a aerogeneradores con generadores síncronos de imanes permanentes, que el autor tenga conocimiento.

5.3. Futuras líneas de trabajo

Se proponen como futuras líneas de trabajo los siguientes aspectos:

- Modificación del modelo detallado del aerogenerador con generador síncrono de imanes permanentes, que incluya el controlador de potencia reactiva en el lazo externo de control del rectificador del convertidor de frecuencia y el controlador de tensión en el lazo externo de control del inversor.
- Modificación de los modelos detallados y equivalentes desarrollados del parque eólico estudiado, con objeto de incluir las modificaciones anteriores.
- Aplicación de los modelos equivalentes desarrollados a parques eólicos más complejos en los que aparezcan aerogeneradores diferentes entre sí y las redes internas de los parques eólicos con sus correspondientes transformadores de tensión y líneas subterráneas de media tensión hasta el punto de conexión a red.
- Validación de los modelos equivalentes desarrollados en parques reales.

Final features

Conclusions

In this thesis three equivalent models of variable speed permanent magnet synchronous generators (PMSG) wind farms have been developed for dynamic electrical studies, using the aggregation methods proposed in existing literature on wind turbines with doubly fed induction generators (DFIG).

- Model with equivalent wind. This model consists of aggregating all the wind turbines in the park onto a single equivalent machine that receives incoming equivalent winds from each of the wind turbines that make up the studied wind farm. This aggregated model presents re-scaled power capacity and therefore its rated power is equal to N times the rated power of the individual wind turbines, where N is the number of aggregated wind turbines.

The equivalent wind is calculated from the sum of the mechanical power developed by each of the individual machines and from the power curve of the equivalent wind turbine. As in the case studied all wind turbines in the wind farm are identical, this is equal to scaling up the power curve of individual wind turbines according to the number of machines.

- Model with approximate mechanical torque. This model consists of aggregating all the wind turbines in the park onto a single equivalent machine that represent the whole wind farm in the point of common coupling. The dynamic simplified model of each individual wind turbine are used to estimate the operating conditions of each one according to the corresponding incoming wind, which are then aggregated and the resulting torque applied to the equivalent electrical system. The simplified models are composed of the wind rotor model, the drive train model, the PMSG model represented by its mechanical equation, and the the blade pitch angle control system.

- Model with equivalent turbine. This model also proposes the addition of all wind turbines onto a single equivalent machine, which receives an equivalent incoming wind from each of the turbines that make up the studied wind farm. The difference between this and the first method is that, in this case, also the mechanical systems of the turbines are aggregated. This method was first proposed by [Garcia, 2008] for variable speed DFIG wind farms, and this thesis is the first time that this aggregation method is applied to variable speed PMSG wind farms, to the best of the author knowledge.

In this method the concepts of equivalent area, A_{eq} , and equivalent power coefficient C_{p-eq} appear. The first is obtained by considering that the equivalent wind turbine has a radius equal to the sum of the radii of all the wind turbines, while the equivalent power coefficient is considered to be the same as its optimum value.

In order to validate the equivalent models, developed to simulate the behaviour of the wind farm during normal operation, two time series of wind speed have been introduced into the models, and time series of active power have been obtained as output. In the first time series the mean wind speed is lower than the nominal wind speed, while the second is higher than it.

The conclusions obtained after the tests performed are:

- When the wind farm operates below nominal conditions, the model with equivalent wind and the model with approximate mechanical torque give almost identical results to the detailed model, with the response of the model with turbine equivalent being very similar to the previous ones but shifted vertically.

The closeness of the results from the three equivalent models developed is due to the advantage of adding identical machines. In the case of model with turbine equivalent, in addition to aggregating the electrical systems as in the other two equivalent models, also the mechanical system is added and, therefore, the equivalent inertia of the machine is far greater than the inertia of the individual machines, causing a slow-down in response.

This similarities between the results of the three equivalent models with respect to that of the detailed model are confirmed by checking that the total distance between the models with equivalent wind and approximate mechanical torque and that of the detailed model is 0.2 mils in both cases, and the value of the total distance between the model with equivalent turbine and the detailed model is slightly higher at 5 mils (0.0052).

- When the wind farm operates at nominal conditions, the results of the model with equivalent wind and the model with equivalent turbine are displaced with respect to the detailed model, being the results of the model with approximate mechanical torque virtually identical to the detailed model.

The difference between the results is caused by the blade pitch angle control system. The method of aggregation of the approximate mechanical torque consists in using a simplified model of each wind turbine to achieve an approximate mechanical torque developed by each individual turbine, so that the sum of them all, the equivalent mechanical torque, is the input of the equivalent turbine. Therefore, firstly the individual torques are calculated which are affected by the action of the β control system corresponding to each of the machines and after the resulting mechanical torque is applied to the equivalent electrical system. However, in the case of the model with equivalent wind and the model with equivalent turbine, to calculate the incoming equivalent wind of the equivalent machines C_p is considered optimum, so that, the blade pitch angle control system performance is subsequent and does not affect entries of these two models.

Again, the values of the total distance between the equivalent models and the detailed model verify that the three aggregation methods generate optimal results, with the best solution being the method of approximate mechanical torque, with a total distance value of 0.4 mils.

Furthermore, due to increased penetration of wind power in the electrical system, it is essential that wind systems are able to continue operating during transient disturbances in the network to ensure continuity of energy supply to all users. Whereby the system operator requires that wind turbines comply with a number of requirements to be able to respond to voltage dips.

Therefore, to validate the ability of the developed models to simulate the studied wind farm response when a voltage dip occurs at the point of common coupling, it has been introduced in developed equivalent models the time series of wind speed with mean wind speed below the rated value, getting to the output time series of active power and DC-link voltage to analyze the behaviour of the power converter during the grid disturbance.

The studied wind farm has experienced two types of dips: a slow one, which is a voltage dip of long duration (1s), where levels of 0.8 p.u. compared to nominal voltage are reached, and a quick dip, which is a sharp drop in voltage, reaching 0.5 p.u. level of the nominal voltage and lasts 0.5s.

Thus, the conclusions obtained after the simulation of these two voltage dips are:

- When a slow voltage dip occurs, the results of the three equivalent models developed are very similar to that of the detailed model, both in the evolution of the active power exchanged between the studied wind farm and the grid, and the evolution of the DC-link voltage. Although some differences can be appreciated when the failure occurs and when it is clear, due to the regulation of the grid-side converter controller. Calculating the values of the constants of the equivalent models controllers has been necessary to reach an agreement between speed and stability of the DC-link voltage.

The total distance values between the equivalent models and the detailed model once again verifies the similarity between the results, being the greatest distance between the model with equivalent turbine and the detailed model, in the case of active power, with a value of 106 mils. And in the case of DC-link voltage, 14 mils for models with equivalent wind and with approximate mechanical torque.

- When a quick voltage dip occurs, the results of the equivalent models are even more similar to the detailed model than in the case of a slow voltage dip, since the active power exchange with the network returns to its nominal value at the same instant in which the fault is fixed.

In this case, the greatest value in total distance is that which corresponds to the results between the detailed model and the model with equivalent turbine, with a value of 30 mils, when evaluating the active power. As for the DC-link, the distance between the three equivalent models and the detailed model is 0.4mils.

In short, we can conclude that the three equivalent models provide very similar results to the detailed model, both in the evolution of active power when fluctuations in wind speed occur, and in the active power and DC-link voltage during the two voltage dips in the studied wind farm. However, the model with an approximate mechanical torque offers excellent results.

Original contributions

The main contributions made in this thesis are:

- A review of the state of the art on equivalent models of variable speed PMSG wind farms.

- Analysis and comparison of different control strategies that already exist in the literature and are employed in PMSG wind turbines, classified according to the variable controlled by the outer loop of the rectifier, to determine which best reflects the behaviour of the wind turbine.
- Development of three equivalent models of variable speed PMSG wind farms, based on existing aggregation methods in technical literature which, to date has been applied to DFIG wind turbines, with this thesis being the first to apply it to PMSG wind farms, to the best of author knowledge.

Future areas of research

The following future areas of research are proposed:

- Modification of the detailed model of the PMSG wind turbine, including reactive power controller in the outer loop control system of the rectifier and voltage controller in the outer loop control system of the inverter.
- Modifying of the developed detailed model and equivalent models of the studied wind farm, to include the above modifications.
- Application of the developed equivalent models to more complex wind farms with different wind turbines and with wind farms internal networks including voltage transformers and medium voltage underground lines right up to the grid connection point.
- Validation of developed equivalent models in real wind farms.

Apéndice A

Parámetros del aerogenerador con GSIP

Rotor eólico

Parámetros	Valor	
Potencia nominal (MW)	5	
Diámetro (m)	126	
Inercia equivalente (Kg m ²)	25.3 10 ⁶	
Coeficiente de potencia	C ₁	0.5
	C ₂	116
	C ₃	0.5
	C ₄	0
	C ₅	5
	C ₆	21

Convertidor de frecuencia

Parámetros	Valor
Tensión etapa DC (V)	5400
Capacidad bus DC (mF)	14

Generador eléctrico

Parámetros	Valor
Potencia nominal (MW)	5
Número de polos	200
Frecuencia (rad/s)	$2\pi 50$
Resistencia del estator (m Ω)	1.8
Inductancia del estator (mH)	1.8
Flujo magnético (Wb)	3

Red interna

Parámetros	Valor
Resistencia (m Ω)	3.3
Inductancia (mH)	0.13

Bibliografía

- [Achilles *et ál.*, 2003] S. Achilles, M. Poller, "Direct drive synchronous machine models for stability assessment of wind farms", in *Proc. 4th Int. Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms*, 2003, Billund, Dinamarca.
- [Ackermann, 2005] T. Ackermann, *Wind power in power systems*. Inglaterra: John Wiley & Sons, 2005.
- [AEE, 2011] Asociación empresarial eólica, *Anuario 2011*. España, 2010.
- [Akhmatov, 2003] V. Akhmatov, *Analysis of dynamic behaviour of electric power system with large amount of wind power*, PhD. Technical University of Denmark, 2003.
- [Akhmatov, 2006] V. Akhmatov, "Modelling and ride-through capability of variable speed wind turbines with permanent magnet generators", *Wind Engineering*, vol. 9, n. 4, July 2006, pp. 313-326.
- [Ali *et ál.*, 2011] M. Ali, J.V. Milanovic, I-S. Ilie, G. Chicco, "Comparison of wind farm aggregate models for transient stability studies", in *Proc. 17th Power Systems Computation Conference*, August 2011, Stockholm, Suecia.
- [Belhadj *et ál.*, 2007] J. Belhadj, X. Roboam, "Investigation of different methods to control a small variable-speed wind turbine with PMSM drives", *Journal of Energy Resources Technology*, vol. 129, n. 3, September 2007, pp. 200-213.
- [Bianchi *et ál.*, 2007] F. D. Bianchi, H. De Battista, R.J. Mantz, *Wind turbine control systems. Principles, modeling and gain scheduling design*. Alemania: Springer, 2007.
- [Buehring *et ál.*, 1981] I.K. Buehring, L.L. Freris, "Control policies for wind-energy conversion systems", *IEE Proc. C Generation, Transmission and Distribution*, vol. 128, n. 5, September 1981, pp. 253-261.
- [Chen *et ál.*, 2009] Z. Chen, J. M. Guerrero, F. Blaabjerg. "A Review of the State of the Art of Power Electronics", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, n. 8, August 2009, pp. 1859-1875.
- [Chinchilla, 2001] M. Chinchilla, *Control de un sistema de generación eólica de velocidad variable con generador síncrono multipolar de imanes permanentes acoplado a red*, Tesis doctoral. Universidad Carlos III de Madrid, 2001.
- [Chinchilla *et ál.*, 2006] M. Chinchilla, S. Arnaltes, J.C. Burgos, "Control of permanent-magnet generators applied to variable-speed wind-energy systems connected to the grid", *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 21, n. 1, March 2006, pp. 130-135.
- [Conroy *et ál.*, 2007] J. F. Conroy, R. Watson, "Low-voltage ride-through of a full converter wind turbine with permanent magnet generator", *IET Renewable Power Generation*, vol. 1, n. 3, 2007, pp. 182-189.

- [Conroy *et ál.*, 2009] J. Conroy, R. Watson, "Aggregate modelling of wind farms containing full-converter wind turbine generators with permanent magnet synchronous machines: Transient stability studies", *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, n. 1, 2009, pp. 39-52.
- [Deng *et ál.*, 2009_a] Deng, F.; Chen, Z. "Power control of permanent magnet generator based variable speed wind turbines" in *Proc. 12th Int. Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS 2009)*, November 2009, Tokyo, Japón.
- [Deng *et ál.*, 2009_b] Deng, F.; Chen, Z. "Low-voltage ride-through of variable speed wind turbines with permanent magnet synchronous generator". in *Proc. 35th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2009)*, November 2009, Porto, Portugal.
- [Fernandez *et ál.*, 2008] L.M. Fernández, F. Jurado, J.R. Sáez, "Aggregated dynamic model for wind farms with doubly fed induction generator wind turbines", *Renewable Energy*, vol. 33, n. 1, 2008, pp. 129-140.
- [Fernandez *et ál.*, 2009] L.M. Fernández, C. A. García, J.R. Sáez, F. Jurado, "Equivalent models of wind farms by using aggregated wind turbines and equivalent winds", *Energy Conversion and Management*, vol. 50, n. 3, 2009, pp. 691-704.
- [Fernandez *et ál.*, 2010] L.M. Fernández, C.A. Garcia, F. Jurado, "Operating capability as PQ/PV node of a direct-drive wind turbine based on a permanent magnet synchronous generator", *Renewable Energy*, vol. 35, n. 6, June 2010, pp. 1308-1318.
- [García, 2008] C.A. García, *Modelos equivalentes de parques eólicos con aerogeneradores diferentes*, Tesis doctoral. Universidad de Cádiz, 2008.
- [GWEC, 2011] Global Wind Energy Council, *Annual market update 2011*. Belgium, 2012.
- [Hansen *et ál.*, 2001] L. H. Hansen, L. Helle, F. Blaabjerg, E. Ritchie, S. Munk-Nielsen, H. Bindner, P. Sørensen, B. Bak-Jensen, *Conceptual survey of Generators and Power Electronics for Wind Turbines*. Dinamarca: Risø National Laboratory, 2001.
- [Hansen *et ál.*, 2008] A.D. Hansen, G. Michalke, "Modelling and control of variable-speed multipole permanent magnet synchronous generator wind turbine", *Wind Energy*, vol. 11, n. 5, May 2008, pp. 537-554.
- [Hansen *et ál.*, 2009] A.D. Hansen, G. Michalke, "Multi-pole permanent magnet synchronous generator wind turbines' grid support capability in uninterrupted operation during grid faults" *Wind Energy*, vol. 3, n. 3, September 2009, pp. 333-348.
- [Hier, 2006] S. Heier, *Grid integration of wind energy conversion systems*. Inglaterra: John Wiley & Sons, 2006.
- [Kundur, 1994] P. Kundur, *Power system stability and control*. E.E.U.U.: EPRI Editors, 1993
- [Li *et ál.*, 2008] H. Li, Z. Chen, "Overview of different wind generator systems and their comparisons", *IET Renewable Power Generation*, vol. 2, n. 2, 2008, pp. 123-138.
- [Liserre *et ál.*, 2011] M. Liserre, R. Cárdenas, M. Molinas, J. Rodriguez, "Overview of multi-MW wind turbines and wind parks", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, n. 4, 2011, pp. 1081-1095.
- [Matevosyan *et ál.*, 2011] J. Matevosyan, S. Martinez Villanueva, S.Z. Djokic, J.L. Acosta, S. Mat Zali, F.O. Resende, J.V. Milanovic, "Aggregated models of wind-based generation and active distribution network cells for power system studies- literature overview", in *Proc IEEE PES Trondheim Power Tech 2011*, June 2011, Trondheim, Noruega.
- [Mercado-Vargas *et ál.*, 2011] M.J. Mercado-Vargas, D.Gómez-Lorente, O. Rabaza, E. Alameda-Hernandez, "Comparison of control strategies of wind turbines with permanent magnet synchronous generator", *International Review on Modelling and Simulations*, vol. 5, n. 1, 2012.
- [Michalke *et ál.*, 2007] G. Michlake, A.D. Hansen, T. Hartkopf, "Control strategy of a variable speed wind turbine with multipole permanent magnet synchronous generator", in *Proc. European Wind Energy Conference and Exhibition 2007 (EWEC 2007)*, May 2007, Milan, Italia.
- [Morimoto *et ál.*, 1990] S. Morimoto, Y. Takeda, T. Hirasu, "Current phase control methods for permanent magnet synchronous motors", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 5, n. 2, April 1990, pp. 133-139.

- [Muljadi *et ál.*, 2008] E. Muljadi, A. Ellis, "Validation of wind power plant models", in *Proc. IEEE Power and Energy Society 2008 General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century (PES)*, July 2008, Pittsburgh, E.E.U.U.
- [Muyeen *et ál.*, 2007] S. M. Muyeen, R. Takahashi, T. Murata, J. Tamura, M. H. Ali, "Transient stability analysis of permanent magnet variable speed synchronous wind generator", in *Proc. of International Conference on Electrical Machines and Systems 2007*, October 2011, Seoul, Corea.
- [Ogata, 2003] K. Ogata, *Ingeniería de control moderna*. España: Pearson Educación, S.A., 2003.
- [Perdana *et ál.*, 2007] A. Perdana, O. Carlson, "Comparison of control schemes of wind turbines with doubly fed induction generator", *Nordic Wind Power Conference (NWPC'2007)*, November 2007, Roskilde, Dinamarca.
- [Perdana, 2008] A. Perdana, *Dynamic Models of Wind Turbines*, PhD. Chalmers University of Technology, 2008.
- [Polinder *et ál.*, 2005] H. Polinder, S.W.H. de Haan, M.R. Dubois, J.G. Sloopweg, "Basic operation principles and electrical conversion system of wind turbines", *EPE Journal*, vol. 15, n. 4, October 2005, pp. 43-50.
- [Pöller *et ál.*, 2003] M. Pöller, S. Achilles, "Aggregated wind park models for analyzing power system dynamics" in *4th International workshop on large-scale integration of wind power and transmission networks for off-shore wind farms*, October 2003, Billund, Dinamarca.
- [Ramtharan *et ál.*, 2007] G. Ramtharan, N. Jenkins, "Modelling and control of synchronous generators for wide-range variable-speed wind turbines", *Wind Energy*, vol. 10, n. 3, May 2007, pp. 231-246.
- [REE, 2011] Red Eléctrica de España, *El sistema eléctrico español. Avance del informe 2011*. España, 2012.
- [Rodríguez Amenedo *et ál.*, 2003] J.L. Rodríguez Amenedo, J.C. Burgos Díaz, S. Arnalte Gómez, *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*. España: Editorial Rueda, S.L., 2003.
- [Rolán *et ál.*, 2009] A. Rolán, A. Luna, G. Vázquez, D. Aguilar, G. Azevedo, "Modeling of a variable speed wind turbine with a permanent magnet synchronous generator" in *IEEE International Symposium on Industrial Electronics (IEEE ISIE 2009)*, July 2009, Seoul, Corea.
- [Sada, 2011] F. J. Sada, *Aggregate model of large wind parks for power system studies*, PhD. KTH Electrical Engineering, 2011.
- [Schiemenz *et ál.*, 2001] I. Schiemenz, M. Stiebler, "Control of a permanent magnet synchronous generator used in a variable speed wind energy system", in *IEEE International Conference on Electric Machines and Drives (IEMDC 2001)*, June 2001, Cambridge, MA, E.E.U.U.
- [Sloopweg, 2003] J. G. Sloopweg, *Wind power. Modelling and impact on power system dynamics*, PhD. Technical University of Delft, 2003.
- [Sloopweg *et ál.*, 2003_a] J. G. Sloopweg, S.W.H. de Haan, H. Polinder, W.L. Kling, "General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, n. 1, February 2003, pp. 144-151.
- [Sloopweg *et ál.*, 2003_b] J. G. Sloopweg, H. Polinder, W.L. Kling, "Representing Wind Turbine Electrical Generating Systems in Fundamental Frequency Simulations", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 18, n. 4, December 2003, pp. 516-524.
- [Soens *et ál.*, 2004] J. Soens, J. Driesen, R. Belmans, "Generic dynamic wind farm model for power system simulations", in *Nordic Wind Power Conference (NWPC'2004)*, March 2004.
- [Yin *et ál.*, 2007] M. Ying, G. Li, M. Zhou, C. Zhao, "Modeling of the wind turbine with a permanent magnet synchronous generator for integration", in *IEEE Power Engineering Society General Meeting (PES 2007)*, June 2007, Tampa, FL, E.E.U.U.
- [Zaragoza *et ál.*, 2011] J. Zaragoza, J. Pou, A. Arias, C. Spiteri, E. Robles, S. Ceballos, "Study and experimental verification of control tuning strategies in a variable speed wind energy conversion system", *Renewable Energy*, vol. 36, n. 5, May 2011, pp. 1421-1430.

