



UNIVERSIDAD
POLITECNICA
DE VALENCIA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Nuevas estrategias para la contribución de los parques eólicos al control de frecuencia de los sistemas eléctricos



Tesis doctoral

Autor:

Néstor Aparicio Marín

Directores:

Salvador Añó Villaba

Enrique Belenguer Balaguer

Valencia, julio de 2011



UNIVERSIDAD
POLITECNICA
DE VALENCIA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Tesis doctoral

Nuevas estrategias para la contribución de los parques eólicos al control de frecuencia de los sistemas eléctricos

Autor:

Néstor Aparicio Marín

Directores:

Salvador Añó Villalba

Enrique Belenguer Balaguer

Valencia, julio de 2011

A Lidón

Agradecimientos

Me hace tremendamente feliz poder escribir estos agradecimientos. Significa que finalmente he logrado concluir la tesis, algo que muchas veces, quizás demasiadas, pensé que nunca se produciría. Además, me permite dar las gracias a todas las personas que me han ayudado a conseguirlo:

A mis directores: Salva, del que he aprendido mucho, especialmente cuando cogía la lupa y acababa encontrando algo que merecía un comentario interesante, y Quique, que me ha dado buenos consejos, confianza y apoyo durante todos estos años.

A Carlos Vila, director del departamento de Ingeniería de Sistemas Industriales y Diseño de la Universitat Jaume I, por su constante e incondicional apoyo.

A Ricardo, por contribuir a que tenga una mejor tesis y en un menor tiempo.

A los atrapados de control: Nacho, Carlos, Emilio y Roberto, por estar siempre dispuestos a ayudarme y a resolverme todas las dudas que me iban surgiendo.

A la banda del *Tupper*, por los ratos tan buenos que hemos pasado juntos y que nos han permitido ver la vida universitaria desde otro punto de vista. Lola ha estado siempre dispuesta a echarme una mano pese a lo liada que va normalmente. Fran no ha logrado que llegue a amar a Bill Gates, pero sí que deje de odiarlo.

A Jesús, por todos los cafés a los que me ha invitado y por las conversaciones que han surgido durante ellos. A Patricia, por su disponibilidad a hacerme la vida un poco más fácil, tanto en la época en que estuvo en el departamento como en la actualidad.

A mi numerosa familia, que no se limita a la biológica. Mi madre, mi hermano y mi hermana han tenido que aguantar durante mucho tiempo que les haya abandonado más de la cuenta. Espero poder compensarles de ahora en adelante. Mi segunda madre ha estado ahí todos los días y mis *cunyaets* Inma y Gonzalo —el detalle que han tenido nunca lo olvidaré— y Malores y Vicente han estado siempre pendientes de mí.

A mi querida Lidón, por todo. Siempre había estado convencido de que solo existían dos cosas que eran infinitas: el universo y la estupidez humana. Desde que la conozco estoy completamente seguro de que su paciencia también lo es.

Y por último a todos los amigos, colegas y resto de personas que no he citado anteriormente y que en algún momento se han preocupado por cómo llevaba la tesis. Gracias a todos.

Los que me conocen saben que durante mis horas de estudio y trabajo nunca ha faltado la música. Por eso, no quiero olvidarme de dar las gracias a los grupos que me han acompañado todos estos años, como **AC/DC**, Air, Coldplay, Deep Purple, Héroes del Silencio, Kings of Leon, Kraftwerk, Led Zeppelin, Los Planetas, Pink Floyd, R.E.M., Snow Patrol, ~~the chemical brothers~~, The Doors, The Prodigy, The Rolling Stones, The Smashing Pumpkins, The Who, Tool y también a Genesis, Mike Oldfield y Yes de principios de los 70, a **METALLICA** de los 80, a U2 de los 90 y a tantos y tantos otros.

Néstor Aparicio Marín
Castelló de la Plana, junio de 2011

Eppur si muove

Galileo Galilei (1564–1642)

Filósofo, matemático y físico súbdito

del Gran Ducado de Toscana.

Resumen

El número de aerogeneradores instalados en los sistemas eléctricos de muchas zonas del mundo ha crecido de manera importante en los últimos años. Esto ha supuesto sustituir generadores convencionales por otros que, por el tipo de energía primaria, tienen una capacidad limitada para variar su potencia activa generada. Además, una gran parte de ellos son de velocidad variable y no suman su inercia a la del sistema eléctrico. Ambas circunstancias tienen un claro efecto negativo sobre las variaciones de frecuencia que se producen tras una pérdida de generación o de carga.

Los operadores de varios sistemas eléctricos han tenido que elaborar procedimientos de operación que obligan a los aerogeneradores a variar la potencia activa generada en función de la frecuencia del sistema. En la mayoría de casos, la exigencia se ha limitado a la obligación de reducir la potencia en presencia de sobrefrecuencia.

Sin embargo, en la literatura se han propuesto otras alternativas que aprovechan la flexibilidad y rapidez de respuesta de los aerogeneradores de velocidad variable para regular la potencia generada y conseguir una mayor reducción en la magnitud y velocidad de las variaciones de frecuencia.

En esta tesis doctoral se ha realizado un completo estudio sobre la contribución de los aerogeneradores de velocidad variable al control de frecuencia. En primer lugar, se ha desarrollado un modelo detallado de aerogenerador con generador asíncrono doblemente alimentado que es específico para estudios de frecuencia-potencia y que ha sido utilizado como modelo agregado de la generación eólica presente en el sistema eléctrico. Además, se han incluido en el sistema eléctrico: *i*) tres tipos de generación convencional según la clase de turbina que la acciona: de vapor, hidráulica y de gas en ciclo combinado; *ii*) un sistema automático de deslastre de cargas; *iii*) un sistema automático de desconexión de generadores no gestionables.

Con el modelo completo se han simulado diferentes escenarios de generación y magnitudes de incidente para obtener las variaciones de frecuencia que se producen cuando los aerogeneradores no contribuyen a su control. Con incidentes importantes, la actuación del deslastre automático de cargas asegura que los desvíos de frecuencia no son excesivos en la práctica totalidad de escenarios. Solo se tiene un mal comportamiento en escenarios valle en los que, debido a una elevada generación

eólica, se ha desacoplado generación convencional. Al tener una inercia muy reducida, las variaciones de frecuencia son tan rápidas que provocan un deslastre de cargas excesivo. El sobredeslastre da lugar a importantes oscilaciones en la frecuencia, que llegan a provocar la desconexión de generación no gestionable y, cuando el incidente es de elevada magnitud, el colapso del sistema eléctrico. En este tipo de escenarios se ha comprobado que la contribución de los parques eólicos al control de frecuencia consigue un buen funcionamiento del deslastre automático de cargas, lográndose que la frecuencia se estabilice rápidamente con desvío cuasi-estacionario reducido.

Para el resto de escenarios, incluidos valles con mayor inercia por mantener generación convencional acoplada, aunque sea parte funcionando en su mínimo técnico, se ha prestado especial interés a cómo afecta la contribución de los parques eólicos al deslastre automático de cargas.

Con los incidentes más pequeños, que pueden ser compensados con la actuación de la generación convencional, se ha comprobado que la contribución de los parques eólicos puede reducir la cantidad de carga deslastrada.

Con incidentes mayores, en los que el deslastre es inevitable, se ha comprobado que la contribución de los parques eólicos puede ser negativa. Durante el tiempo que mantienen su incremento de potencia, el sistema eléctrico se comporta como si tuviera una mayor cantidad de generación convencional o como si el incidente que ocasiona la variación de frecuencia fuera de menor magnitud. En algunos escenarios esto hace que inicialmente se deslastre una menor cantidad de carga. Si es insuficiente para que la frecuencia se recupere, esta seguirá cayendo hasta que se deslastre carga de escalones de menor frecuencia. Como resultado se tiene un mayor desvío y un deslastre de cargas incorrecto que no corresponde con la magnitud del incidente.

En muchos de los casos, el aumento de potencia ordenado por el control de frecuencia de los aerogeneradores lleva asociado una reducción en su velocidad de giro, que hace que disminuya la potencia capturada. Se han propuesto sistemas de control adicionales que, finalizada la contribución, reducen la potencia generada lo suficiente como para que los aerogeneradores recuperen la velocidad inicial de manera estable.

Por último, se ha realizado para el sistema peninsular español un estudio del efecto que tiene la energía eólica en los mercados de servicios de ajuste del sistema y se ha comparado con el que tiene en otras regiones. A partir del estudio comparativo se han podido proponer mejoras que ayudan a la integración de la energía eólica en el mercado eléctrico español.

Resum

El nombre d'aerogeneradors instal·lats als sistemes elèctrics de moltes zones del món ha crescut de manera molt important els darrers anys. Això ha suposat substituir generadors convencionals per altres que, pel tipus d'energia primària, tenen una capacitat limitada a l'hora de variar la seua potència activa generada. A més a més, gran part d'ells són de velocitat variable i no sumen la seua inèrcia a la del sistema elèctric. Ambdues circumstàncies tenen un clar efecte negatiu sobre les variacions de freqüència que es produeixen després d'una pèrdua de generació o de càrrega.

El operador de molts sistemes elèctrics han hagut d'elaborar procediments d'operació que obliguen els generadors a variar la potència activa generada en funció de la freqüència del sistema. En la majoria de casos, l'exigència s'ha limitat a l'obligació de reduir la potència en presència de sobrefreqüència.

En canvi, a la literatura s'han proposat unes altres alternatives que aprofiten la flexibilitat i la rapidesa de resposta dels aerogeneradors de velocitat variable per regular la potència generada i aconseguir una major reducció en la magnitud i velocitat de les variacions de freqüència.

En aquesta tesi doctoral s'ha realitzat un complet estudi sobre la contribució dels aerogeneradors de velocitat variable al control de freqüència. En primer lloc, s'ha desenvolupat un model detallat d'aerogenerador amb generador asíncron doblement alimentat que és específic per a estudis freqüència-potència i que ha estat utilitzat com a model agregat de la generació eòlica present al sistema elèctric. A més a més, s'han inclòs al sistema elèctric: *i*) tres tipus de generació convencional segons la classe de turbina que l'acciona: de vapor, hidràulica y de gas en cicle combinat; *ii*) un sistema automàtic de desllastrament de càrregues; *iii*) un sistema automàtic de desconnexió de generadors no gestionables.

Amb el model complet s'han simulat diferents escenaris de generació i magnituds d'incident per obtindre les variacions de freqüència que es produeixen quan els aerogeneradors no contribueixen al seu control. Amb incidents importants, l'actuació del desllastrament automàtic de càrregues garanteix que els desviaments de freqüència no són excessius a la pràctica totalitat d'escenaris. Només es té un mal comportament en hores vall en què, degut a una elevada generació eòlica, s'ha desco-

blat generació convencional. Com que la inèrcia és molt reduïda, les variacions de freqüència són tan ràpides que provoquen un desllastrament de càrregues excessiu. El sobredesllastrament dóna lloc a importants oscil·lacions en la freqüència, que arriben a provocar la desconexió de generació no gestionable i, quan l'incident és d'elevada magnitud, el col·lapse del sistema elèctric. En aquest tipus d'escenari s'ha comprovat que la contribució dels parcs eòlics al control de freqüència aconseguix un bon funcionament del desllastrament automàtic de càrregues. S'ateny que la freqüència s'estabilitze ràpidament amb un desviament quasi-estacionari reduït.

Per a la resta d'escenaris, incloent les hores vall amb major inèrcia en les que es manté generació convencional acoblada, encara que una part funcionant al seu mínim tècnic, s'ha prestat especial interès en com afecta la contribució dels parcs eòlics al desllastrament automàtic de càrregues.

Amb els incidents més xicotets, els quals es poden compensar amb l'actuació de la generació convencional, s'ha comprovat que la contribució dels parcs eòlics pot reduir la quantitat de càrrega desllastrada.

Amb incidents més grans, on el desllastrament es inevitable, s'ha comprovat que la contribució dels parcs eòlics pot ser negativa. Durant el temps que mantenen el seu increment de potència, el sistema elèctric es comporta com si tingués una major quantitat de generació convencional o com si l'incident que ocasiona la variació de freqüència fóra de menor magnitud. En alguns escenaris això fa que inicialment es desllastre una menor quantitat de càrrega. Si és insuficient per que la freqüència es recupere, aquesta seguirà caient fins que es desllastre la càrrega d'escalons de menor freqüència. Com a resultat es té un major desviament i un desllastrament de càrregues incorrecte que no correspon amb la magnitud de l'incident.

En molts casos, l'augment de potència ordenat pel control de freqüència dels aerogeneradors porta associat una reducció en la seua velocitat de gir, que provoca una disminució en la potència capturada. S'han proposat sistemes de control addicionals que, un cop finalitzada la contribució, redueixen la potència generada en una quantitat suficient per que els aerogeneradors recuperen la velocitat inicial de manera estable.

Per últim, s'ha fet per al sistema peninsular espanyol un estudi sobre l'efecte que té l'energia eòlica als mercats de serveis d'ajust del sistema i s'ha comparat amb el que tenen a altres regions. A partir de l'estudi comparatiu s'ha pogut proposar mesures que ajuden a la integració de la energia eòlica en el mercat elèctric espanyol.

Abstract

The number of wind generators installed in many power systems worldwide has relevantly increased in the last years. As a consequence conventional generators are being progressively substituted by others than, due to the nature of its primary energy, have limited capacity to modify the generated active power. Furthermore, many of these generators operate at variable speed and are not able to add their inertia to the power system. These circumstances have a clear negative effect on the frequency variations that take place after a sudden loss of generation or load.

Several transmission systems operators have designed operating procedures forcing wind generators to modify their active power in terms of the system frequency. In the majority of the cases these directives focus in the obligation of reducing the generated power in case of high frequency situations.

However new alternatives have been proposed in the technical literature in order to take advantage of the flexibility and fast response of variable speed wind generators allowing the regulation of the generated power and being able to control to a larger extent frequency oscillations rates.

In this Doctoral Thesis a complete analysis regarding the contribution of variable speed wind generators to the frequency control of power systems has been performed. First, a numerical model of a doubly-fed induction generator specific for the performance of load-frequency control analyses has been implemented and introduced as an aggregated unit representing the wind energy generation in the power system model. In the complete model the effect of the following elements has also been considered: *i*) three types of conventional generation based on steam, hydraulic and combined cycle turbines; *ii*) an automatic load-shedding system; and *iii*) a system for automatic disconnection of intermittent generators.

Using the previously described model several hypothetical generation scenarios and incidents have been simulated obtaining the frequency variations experimented by the system when wind generators do not contribute to the frequency control. Under severe incidents the presence of the automatic load-shedding system ensures limited frequency variations in most scenarios. Only in the case of valley scenarios, when conventional generation has been uncoupled due to an excessive wind power

generation, a bad performance is detected. In these cases fast frequency variations associated to the low inertia of the system lead to an excessive load-shedding. As a consequence the frequency undergoes severe oscillation levels activating the disconnection of intermittent generation units. In extreme cases this can lead to the collapse of the power system. In these cases it has been proven that the contribution of wind farms to the frequency control achieves a proper automatic load-shedding and, consequently, a fast stabilization of the frequency with a very small quasi-static deviation.

For the remaining scenarios, including valley situations in which inertia levels are higher, as conventional generation are at the minimum operating level, special attention has been paid to how the contribution of wind farms to the frequency control affects the automatic load-shedding schemes.

It has been proven that when small incidents take place, as can be compensated with conventional generation effects, wind farms may reduce the amount of load shed. On the other hand, under the appearance of relevant incidents as load-shedding is unavoidable the presence of wind farms in the power system may be detrimental. While the wind generators maintain its power increment, the power system behaves as if this increment came from conventional generation or as if the incident causing the frequency variation had a smaller magnitude. In some scenarios this leads to a smaller amount of load shed at first. If this is not sufficient for the frequency stabilization the load-shedding process will continue until lower frequency loads are shed. As a result the frequency deviation increases and the load-shedding process does not correspond to the incident magnitude.

In many cases the power increment induced by the frequency control of the wind generators leads to a reduction of its rotating velocity lowering the generated power. Additional control algorithms have been proposed with the aim of recovering the initial velocity stable regime.

Finally, the effect of wind energy generation in electricity balancing markets has been evaluated in the particular case of Spain and compared with other regions. From these comparative analyses several improvement measurements have been proposed with the aim of progressively improving the integration of wind energy in electricity markets.

Contenido

Agradecimientos	v
Resumen	vii
Resum	ix
Abstract	xi
Contenido	xiii
Índice de figuras	xvii
Índice de tablas	xxvii
Listas de símbolos y siglas	xxxi
1. Introducción	1
1.1. Problemática de una elevada penetración eólica	1
1.2. Objetivos de la tesis.....	4
1.3. Sumario de la tesis.....	5
2. Antecedentes	7
2.1. Tecnología de los aerogeneradores actuales	7
2.1.1. Turbina eólica	7
2.1.2. Generador eléctrico.....	9
2.1.3. Caja multiplicadora.....	10
2.2. Sistema eléctrico peninsular español	10
2.2.1. Potencia instalada y cobertura de la demanda	11
2.2.2. Interconexiones	22
2.3. Introducción al control de frecuencia-potencia	25
2.3.1. Regulación primaria.....	29
2.3.2. Regulación secundaria.....	33

2.3.3.	Regulación terciaria	39
2.3.4.	Gestión de desvíos generación-consumo	40
2.3.5.	Gestión de la demanda	42
2.4.	Respuesta de la energía eólica frente a variaciones de frecuencia	42
2.4.1.	Estudios sobre el comportamiento de los aerogeneradores	43
2.4.2.	Exigencias en la normativa de diferentes países	49
3.	Modelo del aerogenerador	63
3.1.	Datos de partida	65
3.2.	Valores base para el cálculo de valores por unidad	67
3.3.	Turbina eólica	69
3.3.1.	Expresiones del coeficiente de potencia	71
3.3.2.	Modelo dinámico	75
3.4.	Sistema mecánico de transmisión	91
3.4.1.	Constantes de inercia	93
3.4.2.	Coeficiente de rigidez	94
3.4.3.	Coeficiente de amortiguamiento	95
3.5.	Control de velocidad	98
3.6.	Control de potencia capturada	109
3.6.1.	Interacción con el control de velocidad	112
3.6.2.	Mantenimiento de la potencia nominal constante	116
3.6.3.	Diseño del controlador. Planificación de ganancia	118
3.6.4.	Comportamiento con el modelo dinámico de turbina	132
4.	Modelo del sistema eléctrico	141
4.1.	Turbina de vapor	143
4.2.	Turbina hidráulica	147
4.3.	Turbina de gas en ciclo combinado	149
4.4.	Deslaste de cargas y desconexión de generación no gestionable	156
4.5.	Interconexión de los diferentes elementos	160
4.5.1.	Potencia aportada por cada tipo de generación	162
4.5.2.	Inercia equivalente y amortiguamiento de las cargas	162
5.	Control de frecuencia en aerogeneradores	165
5.1.	Indicadores empleados	166

5.2. Casos estudiados	169
5.3. Desvíos de frecuencia cuando no hay contribución de los parques eólicos.....	173
5.3.1. Aumento de carga y misma inercia en valle que en punta	174
5.3.2. Disminución de carga y misma inercia en valle que en punta	177
5.3.3. Aumento de carga y menor inercia en valle.....	180
5.4. Referencia adicional de par electromagnético.....	182
5.4.1. Par adicional dependiente de la velocidad de giro	187
5.4.2. Comportamiento del control de velocidad	189
5.5. Comportamiento del control de potencia capturada	190
5.6. Desvíos de frecuencia cuando los parques eólicos emulan inercia	190
5.6.1. Aumento de carga y misma inercia en valle que en punta. Desconexión y reconexión sin saltos del control de velocidad.....	192
5.6.2. Disminución de carga y misma inercia en valle que en punta. Desactivación del sistema de comunicación entre controles	200
5.6.3. Aumento de carga y menor inercia en valle.....	203
5.7. Desvíos de frecuencia cuando los parques eólicos proveen regulación primaria	205
5.7.1. Aumento de carga y misma inercia en valle que en punta. Control de aceleración.	207
5.7.2. Disminución de carga y misma inercia en valle que en punta	223
5.7.3. Aumento de carga y menor inercia en valle.....	224
5.8. Desvíos de frecuencia cuando los parques eólicos emulan inercia y proveen regulación primaria simultáneamente.....	225
5.8.1. Aumento de carga y misma inercia en valle que en punta	226
5.8.2. Disminución de carga y misma inercia en valle que en punta	227
5.9. Desvíos de frecuencia cuando los parques eólicos emplean un control con filtro <i>washout</i>	227
5.9.1. Aumento de carga y misma inercia en valle que en punta	229
5.9.2. Aumento de carga y menor inercia en valle.....	229
5.10. Recomendaciones para la configuración del control de frecuencia	231
6. Efectos de la eólica en los mercados de servicios de ajuste del sistema	235
6.1. Mercados del sistema peninsular español	235

6.1.1. Resolución de restricciones técnicas	236
6.1.2. Gestión de desvíos	239
6.2. Mercados de otros países	245
6.3. Mejoras para facilitar la integración de la energía eólica en el mercado eléctrico español.....	247
7. Conclusiones, aportaciones y trabajos futuros	249
7.1. Conclusiones	249
7.2. Aportaciones más relevantes	255
7.3. Trabajos futuros.....	256
Anexo A. Parámetros de aerogeneradores comerciales	257
A.1. AW-1500 de Acciona	257
A.2. NM 92/2750 de NEG Micon.....	257
A.3. General Electric.....	258
Bibliografía	259

Índice de figuras

Figura 1.1. Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica y potencia instalada a final de año de la energía eólica en el sistema peninsular español.	2
Figura 1.2. Generación perdida en la parte de la UCTE a la que quedó conectado el sistema peninsular español tras el incidente del 4 de noviembre de 2006 (UCTE, 2007).	3
Figura 2.1. Potencia capturada en función de la velocidad de giro del generador y de la velocidad de viento.	9
Figura 2.2. Máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria en invierno y en verano (REE, 2010b).	14
Figura 2.3. Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones en MW. ...	23
Figura 2.4. Esquema del programa GEMAS incluido en el CECRE.	25
Figura 2.5. Temporización del mercado español de producción eléctrica (Llorens Casado, 2005).	27
Figura 2.6. Componentes del precio final medio de la electricidad en 2010 (REE, 2011).	29
Figura 2.7. Diagrama de bloques simplificado de un regulador primario con potencia de referencia.	29
Figura 2.8. Característica frecuencia-potencia de un regulador primario con estatismo.	30
Figura 2.9. Distribución aproximada de las reservas de regulación primaria en la UCTE (UCTE, 2005).	31
Figura 2.10. Desvíos de frecuencia máximos permitidos por el P.O. 1.5.	32
Figura 2.11. Función de transferencia entre potencia y frecuencia.	33
Figura 2.12. Diagrama de bloques de dos sistemas interconectados con control secundario (Kundur, 1994).	34
Figura 2.13. Modelo simplificado de la RCP con cuatro zonas de control (Egido Cortés <i>et al.</i> , 2008).	36
Figura 2.14. Precio marginal de la energía de regulación secundaria a subir (REE, 2010c).	38

Figura 2.15. Control adicional del paso de pala para proveer regulación primaria.	45
Figura 2.16. Controles adicionales de par electromagnético para emular inercia y proveer regulación primaria (Morren <i>et al.</i> , 2006a).	46
Figura 2.17. Regulación de frecuencia con y sin limitación previa de los aerogeneradores conectados a las redes de Eltra y Elkraft System (Eltra y Elkraft, 2004).	50
Figura 2.18. Curva de respuesta a la frecuencia de los parques eólicos controlables conectados a la red de EirGrid (EirGrid, 2009).	52
Figura 2.19. Capacidades de respuesta primaria, secundaria y a la sobrefrecuencia consideradas por National Grid para los generadores conectados a su red (NGET, 2010).	54
Figura 2.20. Respuestas mínimas ante un error de frecuencias de 0,5 Hz (NGET, 2010).	54
Figura 2.21. Requisito básico de la potencia activa generada por un parque eólico marino conectado a la red de transpower en función de la frecuencia (transpower, 2010).	56
Figura 2.22. Tiempos mínimos que una instalación eólica debería ser capaz de soportar sin desconectar de la red en función de la tensión y de la frecuencia según la nueva versión propuesta de P.O. 12.2 (REE, 2009a).	59
Figura 2.23. Incremento unitario de la potencia activa en función del desvío unitario de la frecuencia (REE, 2009a).....	60
Figura 3.1. Entradas y salida del modelo de aerogenerador desarrollado.....	64
Figura 3.2. Subsistemas que forman el modelo del aerogenerador.	64
Figura 3.3. Entradas y salida del modelo de turbina eólica.....	69
Figura 3.4. Coeficientes de potencia calculados con diferentes expresiones.	73
Figura 3.5. Potencia y velocidad de viento en el punto que finaliza la zona de optimización.	74
Figura 3.6. Tubo de corriente y turbina eólica modelada como disco actuador.....	77
Figura 3.7. Tubo de corriente considerando la rotación de la estela.....	79
Figura 3.8. Triángulo de velocidades y fuerzas en un perfil alar.	80
Figura 3.9. Coeficientes de sustentación y arrastre del perfil NACA 0012, (Ingram, 2005).	81

Figura 3.10. Modelo dinámico de turbina desarrollado comparado con el propuesto por Øye.	87
Figura 3.11. Variación de la potencia activa generada por el aerogenerador de Tjæreborg cuando se somete a cambios bruscos en el ángulo de paso de pala, (Moriarty y Hansen, 2005).	88
Figura 3.12. Potencia capturada por la turbina con los modelos convencional y dinámico.	90
Figura 3.13. Modelo del sistema mecánico del aerogenerador.	91
Figura 3.14. Entradas y salidas del modelo del sistema mecánico.	92
Figura 3.15. Entradas y salida del modelo del sistema de control de velocidad.	100
Figura 3.16. Esquema del control de velocidad.	100
Figura 3.17. Estructura del control de velocidad en bucle cerrado.	101
Figura 3.18. Control de velocidad en bucle cerrado considerado como un sistema con perturbación.	103
Figura 3.19. Respuesta en frecuencia del control de velocidad en bucle abierto sin controlador y con el controlador propuesto en (Clark <i>et al.</i> , 2010).	103
Figura 3.20. Seguimiento de la referencia ante escalones de viento con el control de velocidad y el modelo de turbina propuestos en (Clark <i>et al.</i> , 2010).	104
Figura 3.21. Seguimiento de la referencia de velocidad ante escalones de viento con un control con ancho de banda de 2 rad/s y el modelo de turbina de (Clark <i>et al.</i> , 2010).	105
Figura 3.22. Seguimiento de la referencia de velocidad ante escalones de viento con un control con ancho de banda de 3 rad/s y el modelo de turbina de (Clark <i>et al.</i> , 2010).	106
Figura 3.23. Potencia generada tras escalones de viento con el control de velocidad y el modelo de turbina propuestos en (Clark <i>et al.</i> , 2010). ...	107
Figura 3.24. Potencia generada tras escalones de viento con un control de velocidad con ancho de banda de 2 rad/s y el modelo de turbina de (Clark <i>et al.</i> , 2010).	107
Figura 3.25. Potencia generada tras escalones de viento con un control de velocidad con ancho de banda de 3 rad/s y el modelo de turbina de (Clark <i>et al.</i> , 2010).	107
Figura 3.26. Curvas de optimización para control de velocidad y potencia.	108

Figura 3.27. Entrada y salida del modelo del sistema de control de potencia capturada.....	110
Figura 3.28. Estructura del control de potencia capturada en bucle cerrado.....	111
Figura 3.29. Velocidades de referencia del control de potencia capturada y máxima del control de velocidad.....	112
Figura 3.30. Respuesta ante escalones de viento con diferente referencia máxima en el control de velocidad.	114
Figura 3.31. Respuesta antes escalones de viento con y sin comunicación entre los controles de velocidad y de potencia capturada.	115
Figura 3.32. Respuesta ante escalones de viento con y sin sistema para mantener la potencia nominal constante.	117
Figura 3.33. Control de potencia capturada en bucle cerrado considerado como un sistema con perturbaciones.	118
Figura 3.34. Potencia capturada en función del ángulo de pala para velocidades de viento entre 7 y 19 m/s y velocidad de giro máxima con el modelo de turbina de velocidad variable de (Slootweg, 2003).	120
Figura 3.35. Potencia capturada en función del ángulo de pala para velocidades de viento entre 6 y 25 m/s y velocidad de giro máxima con el modelo de turbina de (Clark <i>et al.</i> , 2010).	120
Figura 3.36. Derivada de la potencia capturada con respecto al ángulo de pala para la velocidad de giro máxima con el modelo de turbina de velocidad variable de (Slootweg, 2003).	122
Figura 3.37. Derivada de la potencia capturada con respecto al ángulo de paso de pala para el modelo de turbina de velocidad variable de (Clark <i>et al.</i> , 2010).	122
Figura 3.38. Respuesta en frecuencia del control de potencia capturada en bucle abierto con el controlador de (Clark <i>et al.</i> , 2010) y con los valores máximo y mínimo que puede tener la ganancia del par de la turbina ante variaciones de β durante la operación normal.	125
Figura 3.39. Diagrama de Nyquist del control de potencia capturada en bucle abierto con el controlador de (Clark <i>et al.</i> , 2010) y con la ganancia máxima del par de la turbina ante cambios de β	126
Figura 3.40. Ángulo de paso de pala tras escalones de viento de 1 m/s entre 10 y 14 m/s.	128

Figura 3.41. Ángulo de paso de pala tras escalones de viento de 1 m/s entre 21 y 25 m/s.....	128
Figura 3.42. Velocidad de giro tras escalones de viento de 1 m/s con velocidades iniciales de 10 y 21 m/s.	128
Figura 3.43. Ángulo de paso de pala tras escalones de viento de 1 m/s entre 10 y 14 m/s con planificación de ganancia en el controlador.....	129
Figura 3.44. Ángulo de paso de pala tras escalones de viento de 1 m/s entre 21 y 25 m/s con planificación de ganancia en el controlador.....	129
Figura 3.45. Velocidad de giro tras escalones de viento de 1 m/s con velocidades iniciales de 10 y 21 m/s con planificación de ganancia en el controlador.....	129
Figura 3.46. Respuesta en frecuencia del control de potencia capturada en bucle abierto con planificación de ganancia y con los valores extremos que tener la ganancia del par de la turbina ante variaciones de β	131
Figura 3.47. Respuesta en frecuencia del control de potencia capturada en bucle abierto considerando el modelo dinámico de turbina para velocidades de viento de 7 y 25 m/s.	134
Figura 3.48. Respuesta en frecuencia del control de potencia capturada en bucle abierto con planificación de ganancia considerando el modelo dinámico de turbina para velocidades de viento de 7 y 25 m/s.	135
Figura 3.49. Potencia generada por el GADA tras un escalón en el ángulo de pala con los modelos de turbina dinámico y convencional.	136
Figura 3.50. Potencia generada por el GADA tras un escalón en el ángulo de pala con los modelos de turbina dinámico y convencional cuando el control de velocidad es el propuesto en (Clark <i>et al.</i> , 2010).....	137
Figura 3.51. Potencia capturada por el GADA tras un escalón en la potencia activa con los modelos de turbina dinámico y convencional.	137
Figura 3.52. Ángulo de pala tras un escalón en la potencia activa con los modelos de turbina dinámico y convencional.	138
Figura 3.53. Velocidad de giro del generador tras un escalón en la potencia activa con los modelos de turbina dinámico y convencional.	139
Figura 4.1. Esquema del sistema eléctrico considerado.	143
Figura 4.2. Diagrama de bloques de una turbina de vapor de tres etapas (Gómez Expósito, 2002).	144

Figura 4.3. Regulador de velocidad de una turbina de vapor (Kundur, 1994).	145
Figura 4.4. Modelo de turbina de vapor empleado en las simulaciones.	146
Figura 4.5. Regulador de velocidad de una turbina hidráulica con estatismo transitorio.	148
Figura 4.6. Modelo completo de turbina hidráulica con regulador de velocidad.	149
Figura 4.7. Esquema de una turbina de gas con las principales variables.	150
Figura 4.8. Diagrama de bloques de una turbina de gas.	151
Figura 4.9. Modelo de central de ciclo combinado empleado en las simulaciones.	155
Figura 4.10. Modelo del sistema eléctrico completo empleado en las simulaciones.	161
Figura 5.1. Frecuencias que provocan el deslastre de cargas o la desconexión de generación.	167
Figura 5.2. Codificación utilizada para identificar los casos estudiados.	172
Figura 5.3. Frecuencia tras aumentos de carga de 0,03 p.u. cuando no hay contribución de los parques eólicos.	174
Figura 5.4. Frecuencia tras aumentos de carga cuando el sistema eléctrico tiene una inercia muy reducida.	180
Figura 5.5. Control de frecuencia como referencia adicional de par electromagnético.	183
Figura 5.6. Velocidades de viento en los puntos B, C y D de la curva de funcionamiento del aerogenerador.	185
Figura 5.7. Tiempo que puede mantenerse una variación de carga utilizando solo la energía cinética almacenada.	185
Figura 5.8. Evolución de la potencia activa generada por un aerogenerador tras una variación de carga.	187
Figura 5.9. Salida del control de frecuencia en forma de variación de potencia activa.	188
Figura 5.10. Controlador de frecuencia para emular la inercia de un generador síncrono.	191
Figura 5.11. Frecuencia en el caso B3V03.A-X en función del ancho de banda del control de velocidad.	193
Figura 5.12. Frecuencia en el caso B3V03.A-X en función del ancho de banda del control de velocidad cuando este tiene un filtro a la salida.	193

Figura 5.13. Modificaciones en los controles de frecuencia y velocidad para poder desactivar este último.	194
Figura 5.14. Esquema del sistema de reconexión sin saltos — <i>bumpless</i> — incluido en el control de velocidad.	195
Figura 5.15. Frecuencia en el caso B3V03.A-X en función del ancho de banda del control de velocidad cuando tiene incluido un sistema de conmutación sin saltos.	196
Figura 5.16. Velocidad de giro del eje rápido en el caso B3V03.A-B con control para emular inercia.....	197
Figura 5.17. Par electromagnético del aerogenerador en el caso B3V03.A-A con control para emular inercia.	197
Figura 5.18. Respuesta del control de potencia capturada a la disminución de par electromagnético ordenada por el control de frecuencia para emular inercia.	201
Figura 5.19. Frecuencia en el caso C1V07.A con diferentes ganancias en el control de frecuencia para emular inercia.....	203
Figura 5.20. Frecuencia en el caso C1V15.A con diferentes ganancias en el control de frecuencia para emular inercia.....	204
Figura 5.21. Controlador de frecuencia para proveer regulación primaria.	205
Figura 5.22. Frecuencia en el caso B3V03.A-M en función del ancho de banda del control de velocidad cuando el control de frecuencia tiene una ganancia de 20 y una banda muerta de -200 mHz.	207
Figura 5.23. Referencia de par electromagnético proporcionada por el control de aceleración.	208
Figura 5.24. Evolución de la potencia generada durante el control de frecuencia y la posterior recuperación.	210
Figura 5.25. Respuesta en frecuencia del control de aceleración en bucle abierto sin y con controlador.	211
Figura 5.26. Frecuencia en el caso B3V03.A-M cuando se emplea un control de aceleración en la recuperación y el control de frecuencia tiene una ganancia de 20 y una banda muerta de -200 mHz.	212
Figura 5.27. Frecuencia en el caso B3V03.A-M cuando se emplea un control de aceleración en la recuperación y el control de frecuencia tiene una ganancia de 20 y una banda muerta de -400 mHz.	212

Figura 5.28. Frecuencia en el caso B3V03.A-M cuando se emplea un control de aceleración en la recuperación y el control de frecuencia tiene una ganancia de 20 y una banda muerta de -20 mHz.	213
Figura 5.29. Frecuencia en el caso B3V03.A-A cuando el control de frecuencia tiene una banda muerta de -20 mHz.....	213
Figura 5.30. Variables mecánicas en el caso B3V03.A-A cuando el control de frecuencia tiene una banda muerta de -20 mHz y una ganancia igual a 10.....	214
Figura 5.31. Variables mecánicas en el caso B3V03.A-A cuando el control de frecuencia tiene una banda muerta de -20 mHz y una ganancia igual a 20.....	214
Figura 5.32. Variables mecánicas en el caso B3V03.A-A cuando el control de frecuencia tiene una banda muerta de -20 mHz y una ganancia igual a 50.....	215
Figura 5.33. Velocidad de giro del eje rápido en el caso B3V03.A-B con control para proveer regulación primaria con una banda muerta de -200 mHz y una ganancia de 50.	216
Figura 5.34. Frecuencia en el caso C3V03.A-M con diferentes valores de banda muerta y ganancia del control para proveer regulación primaria.....	218
Figura 5.35. Frecuencia en el caso C3V03.A-M con banda muerta de -450 mHz y ganancia de 10 con diferentes referencias en el control de aceleración.....	218
Figura 5.36. Pares electromagnético y ejercido por la turbina y velocidad de giro en el caso C3V03.A-M con banda muerta de -450 mHz y ganancia de 10 con diferentes referencias en el control de aceleración.	219
Figura 5.37. Velocidad de giro del eje rápido en el caso B3V07.A-B con control para proveer regulación primaria con una banda muerta de -400 mHz y una ganancia de 10.	220
Figura 5.38. Frecuencia en el caso B3V07.A-A con y sin limitación del par electromagnético cuando se tiene una banda muerta de -20 mHz y ganancia 20 en el control de frecuencia para proveer regulación primaria.	222

Figura 5.39. Variables mecánicas en el caso B3V07.A-A cuando el control de frecuencia tiene una banda muerta de -20 mHz y una ganancia igual a 20 y se limita la velocidad de giro máxima a 1,2 p.u.	222
Figura 5.40. Variables mecánicas en el caso B3V07.A-A cuando el control de frecuencia tiene una banda muerta de -20 mHz y una ganancia igual a 20 y se limita la velocidad de giro máxima a 1,3 p.u.	223
Figura 5.41. Frecuencia en el caso C1V07.A con ganancia 20 y diferentes bandas muertas en el control de frecuencia para proveer regulación primaria.	224
Figura 5.42. Frecuencia en el caso C1V15.A con ganancia 20 y diferentes bandas muertas en el control de frecuencia para proveer regulación primaria.	225
Figura 5.43. Controlador de frecuencia para emular inercia y proveer regulación primaria simultáneamente.	226
Figura 5.44. Controlador de frecuencia con filtro <i>washout</i>	228
Figura 5.45. Frecuencia en el caso C1V07.A con ganancia 10 y diferentes bandas muertas en el control de frecuencia con filtro <i>washout</i>	230
Figura 5.46. Velocidad del eje rápido del aerogenerador al iniciarse la variación de carga ordenada por el control de frecuencia.	230
Figura 5.47. Frecuencia en el caso C1V15.A con ganancia 10 y diferentes bandas muertas en el control de frecuencia con filtro <i>washout</i>	231

Índice de tablas

Tabla 2.1.	Potencia instalada en el sistema peninsular español a 31 de diciembre.....	12
Tabla 2.2.	Balace eléctrico anual del sistema peninsular español.....	12
Tabla 2.3.	Potencia disponible y disponibilidad por tecnologías en el sistema peninsular español a 31 de diciembre.....	13
Tabla 2.4.	Cobertura de la máxima demanda anual de potencia.....	15
Tabla 2.5.	Potencia disponible por tecnologías y utilización de la misma en la máxima demanda anual de potencia.....	15
Tabla 2.6.	Generación horaria del sistema peninsular español durante el valle mínimo del mes de junio.....	16
Tabla 2.7.	Potencia disponible por tecnologías y utilización de la misma en el valle mínimo anual.....	17
Tabla 2.8.	Generación hidráulica en MW en diferentes escenarios hidráulicos (Domínguez, 2006).....	18
Tabla 2.9.	Respuestas inerciales de generador síncrono convencional y de aerogeneradores de velocidad fija y con GADA obtenidas en (Lalor <i>et al.</i> , 2005a).....	44
Tabla 2.10.	Rangos de frecuencia y tiempo de no desconexión para los aerogeneradores de Hydro-Québec.....	51
Tabla 2.11.	Valores de los puntos de la curva de respuesta a la frecuencia de EirGrid.....	52
Tabla 3.1.	Diámetro y velocidad de giro de aerogeneradores de 1,5 MW.....	71
Tabla 3.2.	Constantes para el cálculo de la potencia capturada y de la velocidad específica del rotor eólico.....	71
Tabla 3.3.	Coefficientes propuestos por diferentes autores para la expresión de C_p	72
Tabla 3.4.	Valores máximos de los coeficientes de potencia calculados con diferentes expresiones.....	73
Tabla 3.5.	Constantes de inercia de turbina y generador.....	93

Tabla 3.6.	Coefficiente de rigidez referido al eje del generador y frecuencia natural del modelo de dos masas.....	95
Tabla 3.7.	Coefficiente de amortiguamiento y frecuencia de resonancia del modelo de dos masas.	97
Tabla 3.8.	Pendientes máxima y mínima que durante la operación normal puede tener la potencia capturada q en función del ángulo de pala para velocidades de giro alrededor de la máxima.....	124
Tabla 3.9.	Características de los ensayos de identificación del modelo dinámico de turbina y resultados obtenidos.....	133
Tabla 4.1.	Valores típicos de contribuciones y constantes de tiempo de una turbina de vapor.	144
Tabla 4.2.	Valores típicos de los parámetros del regulador de velocidad de una turbina de vapor.	145
Tabla 4.3.	Valores de los parámetros del modelo de turbina de vapor empleado en las simulaciones.	147
Tabla 4.4.	Valores típicos de los parámetros del regulador de velocidad de una turbina hidráulica.....	148
Tabla 4.5.	Valores de los parámetros del modelo de turbina hidráulica empleado en las simulaciones.....	149
Tabla 4.6.	Constantes del modelo de turbina de gas.	152
Tabla 4.7.	Potencia eléctrica de los generadores movidos por turbinas de gas y de vapor en centrales de ciclo combinado, en MW.	154
Tabla 4.8.	Valores de los parámetros del modelo de turbina de gas empleado en las simulaciones.	155
Tabla 4.9.	Esquema completo de deslastre en la subestación 10 kV José Cabanillas de Melilla (BOE, 2008).	157
Tabla 4.10.	Esquema completo del sistema automático de deslastre de cargas empleado en las simulaciones.....	158
Tabla 4.11.	Esquema completo del sistema automático de desconexión de instalaciones de generación no gestionable empleado en las simulaciones.	160
Tabla 4.12.	Constantes de inercia del conjunto formado por generador y turbina, en s.....	163

Tabla 5.1.	Indicadores tras un aumento de carga de 0,03 p.u. cuando $H_{eq} = 3,6$ s y los parques eólicos no contribuyen al control de frecuencia.	175
Tabla 5.2.	Indicadores tras un aumento de carga de 0,07 p.u. cuando $H_{eq} = 3,6$ s y los parques eólicos no contribuyen al control de frecuencia.	176
Tabla 5.3.	Indicadores tras un aumento de carga de 0,15 p.u. cuando $H_{eq} = 3,6$ s y los parques eólicos no contribuyen al control de frecuencia.	176
Tabla 5.4.	Indicadores tras una disminución de carga de 0,03 p.u. cuando $H_{eq} = 3,6$ s y los parques eólicos no contribuyen al control de frecuencia.	178
Tabla 5.5.	Indicadores tras una disminución de carga de 0,07 p.u. cuando $H_{eq} = 3,6$ s y los parques eólicos no contribuyen al control de frecuencia.	179
Tabla 5.6.	Indicadores tras un aumento de carga de 0,03 p.u. cuando los parques eólicos tienen implementado un control de frecuencia para emular inercia.	198
Tabla 5.7.	Indicadores tras un aumento de carga de 0,07 p.u. cuando los parques eólicos tienen implementado un control de frecuencia para emular inercia.	199
Tabla 5.8.	Indicadores tras un aumento de carga de 0,15 p.u. cuando los parques eólicos tienen implementado un control de frecuencia para emular inercia.	200
Tabla 5.9.	Indicadores tras una disminución de carga de 0,03 p.u. cuando los parques eólicos tienen implementado un control de frecuencia para emular inercia.	202
Tabla 5.10.	Indicadores tras una disminución de carga de 0,07 p.u. cuando los parques eólicos tienen implementado un control de frecuencia para emular inercia.	202
Tabla 5.11.	Configuración del controlador de los aerogeneradores que proveen regulación primaria.	206

Tabla 5.12. Indicadores tras un aumento de carga de 0,03 p.u. cuando los parques eólicos tienen implementado un control de frecuencia para proveer regulación primaria.	217
Tabla 5.13. Indicadores tras un aumento de carga de 0,07 p.u. cuando los parques eólicos tienen implementado un control de frecuencia para proveer regulación primaria.	221
Tabla 5.14. Indicadores tras una disminución de carga de 0,03 p.u. cuando los parques eólicos tienen implementado un control de frecuencia para proveer regulación primaria.	223
Tabla 5.15. Indicadores tras un aumento de carga de 0,03 p.u. cuando los parques eólicos tienen implementado un control de frecuencia para emular inercia y proveer regulación primaria.	226
Tabla 5.16. Indicadores tras una disminución de carga de 0,03 p.u. cuando los parques eólicos tienen implementado un control de frecuencia para emular inercia y proveer regulación primaria.	227
Tabla 5.17. Indicadores tras un aumento de carga de 0,03 p.u. cuando los parques eólicos tienen implementado un control de frecuencia con filtro <i>washout</i>	229
Tabla 6.1. Servicios complementarios de control de frecuencia del mercado australiano (Thorncraft <i>et al.</i> , 2008).	246
Tabla A.1. Características del aerogenerador AW-1500 de Acciona de interés para la presente tesis.	257
Tabla A.2. Parámetros del sistema de transmisión del aerogenerador NM 92/2750 de NEG Micon.	257
Tabla A.3. Coeficientes de la expresión de C_p dada para los aerogeneradores de General Electric.	258

Listas de símbolos y siglas

Símbolos

a	Factor de velocidad inducida axial.
a_t'	Factor de velocidad inducida tangencial en la punta de pala.
C_p	Coefficiente de potencia.
D	Coefficiente de amortiguamiento de las cargas eléctricas.
D_{tg}	Coefficiente de amortiguamiento del eje del sistema de dos masas.
f	Frecuencia del sistema eléctrico.
H_{em}	Constante de inercia emulada por el aerogenerador gracias a un sistema de control adicional.
H_{eq}	Constante de inercia equivalente del sistema eléctrico.
H_g	Constante de inercia de la máquina eléctrica del aerogenerador.
H_t	Constante de inercia de la turbina eólica.
K_{tg}	Coefficiente de rigidez del eje del sistema mecánico de dos masas.
M_f	Margen de fase.
T_{em}	Par electromagnético de la máquina eléctrica del aerogenerador.
T_t	Par ejercido por la turbina eólica.
p	Número de pares de polos.
P_{col}	Potencia activa generada por el aerogenerador.
P_g	Potencia activa generada.
P_L	Potencia activa consumida por la carga.
P_t	Potencia capturada por la turbina eólica.
R	Radio de la turbina; estatismo del regulador de velocidad.
$s; 1/s$	Operador derivada; operador integral.
v, v_∞	Velocidad del viento.
W	Velocidad inducida.
W_a	Velocidad inducida axial.
W_t	Velocidad inducida tangencial.

Y	Apertura de la válvula de admisión de una turbina de vapor o de gas, o de la compuerta de una turbina hidráulica.
β	Ángulo de paso de pala.
λ	Velocidad específica de la turbina eólica.
ρ	Densidad del aire.
ω	Frecuencia del sistema eléctrico.
ω_a	Ancho de banda.
ω_{cg}	Frecuencia de cruce de ganancia.
ω_g	Velocidad de giro del generador.
ω_{opt}	Velocidad de giro óptima de la turbina eólica.
ω_s	Frecuencia de sincronismo.
ω_t	Velocidad de giro de la turbina eólica.

Siglas

AGC	Control Automático de Generación — <i>Automatic Generation Control</i> —.
BM	Banda muerta del control de frecuencia.
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i> .
GADA	Generador Asíncrono Doblemente Alimentado.
GE	General Electric.
OS	Operador del Sistema.
PDBF	Programa diario base de funcionamiento.
PDVP	Programa diario viable provisional.
PHF	Programa horario final.
PMD	Precio marginal del mercado diario.
P.O.	Procedimiento de Operación.
RD	Real Decreto.
REE	Red Eléctrica de España.
SPS	SimPowerSystems —incluido en Matlab/Simulink—.
UCTE	Unión para la Coordinación del Transporte de Electricidad.

1. Introducción

1.1. Problemática de una elevada penetración eólica

En muchas zonas del mundo, entre las que se incluye la España peninsular, la energía eólica ha dejado de ser un tipo de generación de escasa importancia. En los últimos años, su penetración ha sufrido incrementos considerables que han hecho que en 2010, la cobertura de la demanda anual haya superado el 25% en Dinamarca y, como muestra la Figura 1.1, el 16% en España. Este considerable volumen de energía está producido por una tecnología muy diferente a la convencional, por lo que su integración supone importantes retos para los operadores de los sistemas eléctricos.

Por un lado, afecta a las reservas con las que estos operan, por la variabilidad y los errores de predicción propios de la generación eólica, pero también por el riesgo existente de perder repentinamente una parte importante de esta generación. Hay dos causas principales que pueden provocar una desconexión masiva de aerogeneradores en muy poco tiempo (Ackermann, 2005):

- Un temporal con vientos elevados que afectara a un buen número de aerogeneradores que tuvieran la misma velocidad de parada.
- Una falta que provocara variaciones de frecuencia o tensión que hicieran que un gran número de aerogeneradores se desconectaran por la actuación de sus protecciones.

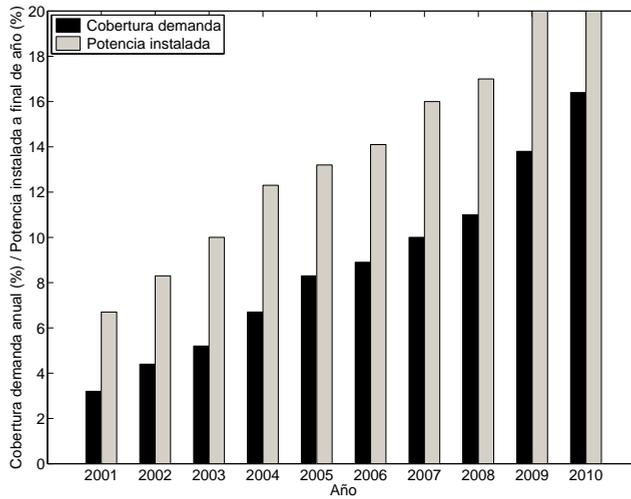


Figura 1.1. Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica y potencia instalada a final de año de la energía eólica en el sistema peninsular español.

Como ejemplo de la primera causa se tiene el ciclón Klaus, que a finales de enero de 2009 hizo que se perdieran más de 7 000 MW de generación eólica en el sistema peninsular español, siendo necesario que por seguridad se acoplaran 13 grupos térmicos en tiempo real (Bola Merino, 2010). Aunque se han realizado algunos estudios sobre predicción de cambios rápidos en la generación eólica, como por ejemplo (Cutler, 2009), sigue siendo necesario realizar un mayor número de investigaciones para lograr más y mejores resultados.

Sobre la segunda causa se han realizado gran cantidad de estudios, principalmente en lo que respecta a la respuesta de los aerogeneradores ante huecos de tensión, lo que ha dado lugar a numerosas publicaciones como por ejemplo (Aparicio *et al.*, 2007), (Hansen y Michalke, 2007) o (Seman *et al.*, 2006). En el caso de España, este interés está más que justificado ya que se han llegado a dar situaciones en las que un hueco de tensión ha provocado la desconexión de hasta 1 100 MW de generación eólica (de la Torre *et al.*, 2008).

Por otro lado, el comportamiento ante variaciones de frecuencia también tiene una clara importancia, especialmente en los sistemas aislados por tener una menor inercia y una menor capacidad de regulación. En sistemas interconectados de gran tamaño, es menos probable que se produzcan variaciones importantes de frecuencia. Sin embargo, cuando se producen, afectan a la totalidad de los sistemas eléctricos que estén en sincronismo, lo que puede ocasionar la desconexión de un número muy

elevado de aerogeneradores. Como claro ejemplo de esto se tiene el incidente sucedido en el sistema UCTE el 4 de noviembre de 2006 que hizo que este se separara en 3 partes. En una de ellas, mostrada en la Figura 1.2 y que incluía al sistema peninsular español, la frecuencia cayó hasta 49 Hz. Esto provocó que el sistema peninsular español perdiera 2 800 MW de generación eólica por el disparo de los relés de subfrecuencia, lo que hizo empeorar el error de frecuencia (UCTE, 2007).

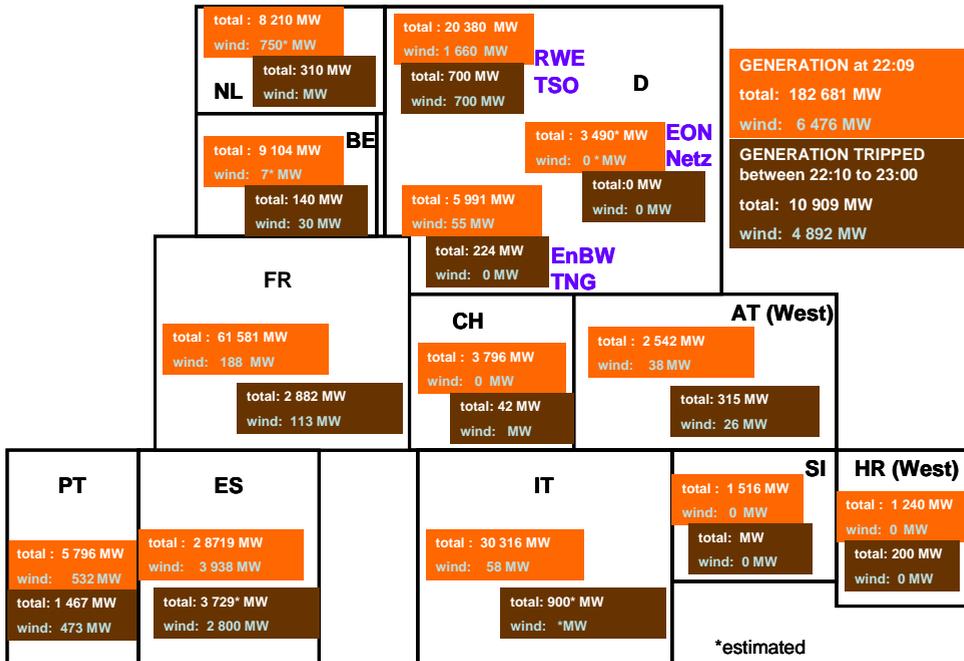


Figura 1.2. Generación perdida en la parte de la UCTE a la que quedó conectado el sistema peninsular español tras el incidente del 4 de noviembre de 2006 (UCTE, 2007).

El mal comportamiento de los aerogeneradores ante las perturbaciones, debido principalmente a los convertidores electrónicos con los que están equipados la mayoría, ha llevado a que se hayan realizado importantes cambios en la normativa y en los procedimientos de operación de muchos sistemas. Ahora, las exigencias a las instalaciones eólicas están mucho más próximas a las que tienen los generadores convencionales.

Para el caso particular de España, en 2006 se aprobó el P.O. 12.3 (REE, 2006c) sobre los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas

y en 2007 se aprobó el RD 661/2007, que ampliaba los límites de frecuencia bajo los que las instalaciones de régimen especial debían permanecer conectadas.

Otro importante reto para los operadores de los sistemas eléctricos es la paulatina sustitución de generación convencional por otra con una capacidad limitada para regular la potencia activa generada y que además reduce la inercia del sistema eléctrico. La generación eólica, no está obligada a ofrecer control de frecuencia al no poder garantizar la disponibilidad de su energía primaria. Además, como los aerogeneradores de velocidad variable no giran en sincronismo con el sistema eléctrico, no le suman su inercia —esconden la inercia—. Ambas circunstancias afectan directamente en el comportamiento de la frecuencia del sistema eléctrico.

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, parece lógico que en escenarios con una elevada penetración eólica tenga interés estudiar la respuesta que tienen los aerogeneradores frente a variaciones de frecuencia.

1.2. Objetivos de la tesis

El objetivo principal de la presente tesis doctoral es proponer nuevas soluciones para que los aerogeneradores mejoren su contribución al control de frecuencia. Para ello, se ha decidido considerar tanto la componente técnica como la económica. Para el desarrollo de la parte técnica se ha considerado necesario:

- i)* Modelar un aerogenerador equipado con generador asíncrono doblemente alimentado. Se pretende obtener un modelo detallado que se adapte a las necesidades propias de los estudios sobre control de frecuencia-potencia.
- ii)* Proponer un control de frecuencia para el aerogenerador que le permita variar su potencia activa generada sin provocar problemas de estabilidad.
- iii)* Comprobar mediante simulación cómo afecta la generación eólica con los controles anteriores implementados al sistema eléctrico. Se pretenden considerar diferentes escenarios de generación y demanda y varias magnitudes de incidente.

Desde el punto de vista económico, el interés se ha centrado en los efectos que tiene la energía eólica sobre los servicios complementarios de control de frecuencia de carácter remunerado. Para ello, se ha decidido:

- iv)* Analizar los elementos de la normativa española que le son de aplicación a la energía eólica en lo relativo a los mercados de servicios de ajuste del sistema.
- v)* Realizar un estudio comparativo sobre el efecto que tiene la energía eólica en los mercados de servicios de ajuste del sistema de otras regiones, que se caractericen por una elevada penetración eólica o por un mercado eléctrico altamente liberalizado.
- vi)* Proponer mejoras en los mercados de servicios de ajuste del sistema peninsular español que ayuden a la integración de la energía eólica en el mercado eléctrico español.

1.3. Sumario de la tesis

La presente tesis doctoral está dividida en siete capítulos, un anexo y un índice bibliográfico. El capítulo 1 es esta introducción. El contenido del resto de capítulos se expone a continuación.

El capítulo 2 introduce la tecnología de los aerogeneradores actuales y las principales características del sistema eléctrico peninsular español, incidiendo en aquellas que tienen influencia en la integración de la generación eólica. Además, explica los fundamentos del control de frecuencia-potencia y de los mercados de servicios de ajuste del sistema. Por último, realiza un primer acercamiento al tema principal de la tesis doctoral, que es la respuesta ofrecida por la energía eólica frente a variaciones de frecuencia. Lo hace recopilando tanto las exigencias que aparecen en la normativa de diferentes países como los estudios ya realizados sobre el comportamiento de los aerogeneradores ante dichas variaciones.

El capítulo 3 presenta y valora con gran detalle el modelo de un aerogenerador con generador asíncrono doblemente alimentado que se utilizará en las simulaciones y en el que destacan el desarrollo de un modelo de turbina eólica dinámico y algunas mejoras en los controles de velocidad y de potencia capturada.

El capítulo 4 muestra el modelo electromecánico del sistema eléctrico al que se ha conectado la energía eólica. Para la generación convencional se han considerado tres tipos diferentes de turbina: de vapor, hidráulica y de gas en ciclo combinado. También se han incluido los sistemas automáticos de deslastre de cargas y de desconexión de instalaciones de generación no gestionable.

El capítulo 5 desarrolla un sistema de control de frecuencia para el aerogenerador modelado que actuando sobre el par electromagnético logra variar la potencia activa generada en función del valor de la frecuencia. Se ha comprobado el funcionamiento del control desarrollado mediante simulaciones en las que se han considerado diferentes escenarios de generación y demanda del sistema eléctrico y varias magnitudes de incidente.

El capítulo 6 realiza una comparativa de los mercados de servicios de ajuste del sistema de diferentes países con el objetivo de encontrar aquellos elementos que podrían beneficiar a la generación eólica sin perjudicar al resto, y que podrían introducirse en el mercado eléctrico español.

El capítulo 7 contiene las conclusiones extraídas de la tesis doctoral, recoge las aportaciones novedosas y propone posibilidades para completar y continuar el trabajo realizado.

Por último, el anexo A incluye los parámetros de tres aerogeneradores comerciales que han sido tenidos en cuenta para realizar el modelo del aerogenerador.

2. Antecedentes

2.1. Tecnología de los aerogeneradores actuales

Durante las últimas dos décadas, la potencia de los nuevos modelos de aerogenerador de todos los fabricantes no ha parado de crecer. Actualmente, la potencia media de los aerogeneradores que se instalan en los nuevos parques eólicos en tierra está entre 1,5 y 2 MW, si bien en el mercado hay modelos de varios fabricantes con potencias entre 3 y 6 MW. Además, se encuentran en fase de desarrollo modelos de hasta 10 MW (Liserre *et al.*, 2011).

El substancial aumento en la potencia de los aerogeneradores ha venido en muchos casos empujado por el importante desarrollo que ha sufrido la eólica marina, que por sus características hace viable la instalación de aerogeneradores de mayor tamaño. Los aerogeneradores de gran potencia han provocado nuevos retos en el diseño de los elementos que lo componen, que han obligado a desarrollar: torres con toda o una parte de hormigón, elementos modulares en palas y cajas multiplicadoras para facilitar el transporte e instalación o convertidores multinivel que trabajan a mayores tensiones, lo que permite menores corrientes y con ello menores pérdidas.

2.1.1. Turbina eólica

La práctica totalidad de los aerogeneradores actuales han optado por una configuración de turbina tripala de eje horizontal a barlovento. Las turbinas se diseñan en fun-

ción de la clase de viento que se vaya a tener en el emplazamiento en el que se vaya a instalar el aerogenerador, siendo común que los fabricantes ofrezcan dos o tres diámetros diferentes para una misma potencia de aerogenerador.

Normalmente, cuanto mayor era la potencia de un aerogenerador, mayor era el diámetro de su turbina. Esto ha sido así hasta que se ha llegado a diámetros en torno a 125 m, que son los valores máximos de los modelos actuales de todos los fabricantes (EWEA, 2009). Ahora, para lograr modelos de mayor potencia, en vez de aumentar el diámetro para incrementar la potencia capturada, se mejora la eficiencia de los diferentes elementos: pala, caja multiplicadora, generador y convertidores electrónicos.

Todas las turbinas están diseñadas para limitar la potencia capturada cuando el viento alcanza velocidades elevadas, logrando que el aerogenerador no supere su potencia nominal. En dichas condiciones el aerogenerador trabaja en la zona de limitación, entre los puntos D y E de la Figura 2.1. Los dos sistemas por los que se puede optar son:

- **Entrada en pérdida aerodinámica.** Cuando la velocidad de viento alcanza el valor para el que se haya diseñado el sistema de limitación, la pala entra en pérdida. Puede optarse por lograrlo de modo pasivo mediante un adecuado diseño de la pala o de modo activo —*active stall*— girando la pala para aumentar el ángulo de ataque hasta entrar en pérdida.
- **Variación del ángulo de paso de pala.** Cuando la potencia generada por el aerogenerador alcanza su valor nominal, se gira la pala para disminuir el ángulo de ataque y con ello la potencia capturada.

Según un informe coordinado por la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA, 2009), el sistema de limitación de potencia por variación del ángulo de pala se ha impuesto al de entrada en pérdida aerodinámica ya que actualmente hay un número cuatro veces superior de modelos de aerogenerador que lo llevan incorporado. Se indica que en aerogeneradores instalados el número es posiblemente superior.

En el mercado se encuentran diferentes mecanismos para girar las palas, tanto eléctricos como hidráulicos y con accionamiento común para todas las palas o independiente para cada una de ellas. El accionamiento independiente de cada pala permite que, a efectos de certificación, se considere que la turbina está provista de un doble sistema de freno.

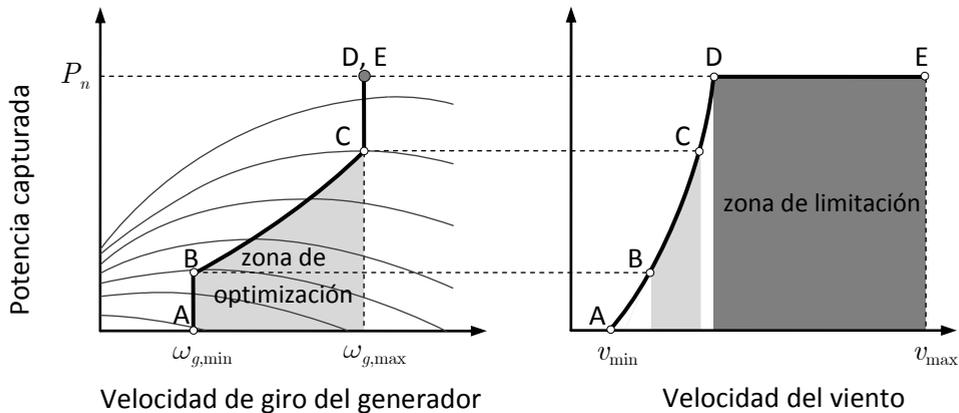


Figura 2.1. Potencia capturada en función de la velocidad de giro del generador y de la velocidad de viento.

2.1.2. Generador eléctrico

En (EWEA, 2009) se analizan 95 modelos de aerogenerador de más de 1 MW de 29 fabricantes diferentes. Más del 75% son de velocidad variable, algo más del 14% de doble velocidad y el 11% restante de velocidad fija. Los aerogeneradores de velocidad variable están equipados con convertidores electrónicos que se conectan a la máquina eléctrica, lo que permite regular su velocidad de giro para así maximizar la potencia capturada. Se logra funcionar en la curva entre B y C de la Figura 2.1, que corta las curvas de potencia en función de la velocidad del viento en sus máximos. Esta zona de optimización está comprendida entre las velocidades de giro máxima y mínima, que imponen tramos de velocidad constante en los que no se maximiza la potencia capturada. Los aerogeneradores de velocidad variable pueden incluir una de las siguientes tres tecnologías de generador eléctrico:

- **Generador asíncrono doblemente alimentado —GADA—.** Es el más popular actualmente, con una cuota de mercado próxima al 50% (Liserre *et al.*, 2011). Esto es debido principalmente a que gracias a los convertidores electrónicos que tiene conectados al rotor, logra regular la velocidad de giro controlando solo la potencia intercambiada por ese devanado, que es aproximadamente un tercio de la nominal de la máquina eléctrica. Con ello se logra que el tamaño, el coste y las pérdidas del convertidor sean bastante menores de los que se tendrían con un convertidor de potencia total.

- **Generador síncrono de imanes permanentes.** Los requisitos de conexión cada vez más exigentes aprobados por los operadores del sistema han hecho que recientemente varios fabricantes con larga tradición de aerogeneradores con GADA hayan desarrollado modelos equipados con generador síncrono de imanes permanentes y convertidor electrónico de potencia total. Como ejemplo se tiene, el modelo de 2,5 MW de General Electric, el de 3 MW de Vestas o el de 4,5 MW de Gamesa. Todos ellos tienen un número reducido de polos por lo que, al no tener una velocidad de giro lo suficientemente lenta, necesitan caja multiplicadora de varias etapas.
- **Generador asíncrono con convertidor de potencia total.** Con el desarrollo de convertidores de mayor potencia se están empezando a comercializar aerogeneradores con máquina asíncrona con rotor cortocircuitado y convertidor de potencia total, como puede ser el modelo de 3,6 MW de Siemens.

2.1.3. Caja multiplicadora

La necesidad de caja multiplicadora viene marcada por la tipología de máquina eléctrica del aerogenerador. Si es asíncrona, tanto GADA como de rotor cortocircuitado, la utilización de la caja multiplicadora es inevitable. Esta será normalmente de 3 etapas y diseño planetario-helicoidal. Sin embargo, si es síncrona, dependerá del número de polos. Cuando es reducido, como en los modelos de General Electric, Vestas y Gamesa comentados en el apartado anterior, también se emplea multiplicadora mientras que cuando es multipolar, como en todos los modelos de Enercon o MTorres, se puede evitar su uso y tener un acoplamiento directo entre los ejes de la turbina y del generador.

2.2. Sistema eléctrico peninsular español

La generación en el sistema eléctrico peninsular español es una actividad liberalizada por lo que se realiza en competencia entre los diferentes productores, que de modo general se pueden clasificar en:

Régimen ordinario. Instalaciones generadoras convencionales que no están acogidas al régimen especial.

Régimen especial. Se incluyen tres tipos de instalaciones: *i)* de cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas que tengan un alto rendimiento energético y una potencia instalada inferior o igual a 50 MW; *ii)* que utilicen como fuente de energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante; *iii)* que utilicen como fuente de energía primaria residuos no renovables o procedentes de los sectores agrícola, ganadero y de servicios cuando supongan un alto rendimiento energético y una potencia instalada igual o inferior a 25 MW.

Estas instalaciones están acogidas a un régimen económico singular fijado por real decreto, actualmente el RD 661/2007 (BOE, 2007d), que les permite vender la toda la electricidad producida a un precio fijo de tarifa o bien venderla en el mercado recibiendo una prima adicional. Dicha normativa también diferencia el régimen especial en dos tipos de generación:

- **No gestionable.** Aquella cuya fuente primaria no es controlable ni almacenable y cuyas plantas de producción asociadas carecen de la posibilidad de realizar un control de la producción siguiendo instrucciones del operador del sistema sin incurrir en un vertido de energía primaria, o bien la firmeza de la previsión de producción futura no es suficiente para que pueda considerarse como programa.
- **Gestionable.** El resto de generación.

El operador del sistema —OS—, actualmente Red Eléctrica de España —REE— en su calidad de gestor y propietario de la red de transporte, es el encargado de coordinar la generación y el transporte de electricidad. El 20% de REE es de titularidad pública. Sin embargo, las redes de distribución son propiedad de varias sociedades privadas, que son las encargadas de su construcción, mantenimiento y operación.

2.2.1. Potencia instalada y cobertura de la demanda

El sistema peninsular español tiene a 31 de diciembre de 2010 una potencia instalada de 97,4 GW. La tecnología con mayor peso es el ciclo combinado con más del 25% seguida de la eólica con algo más del 20%. En la Tabla 2.1 se muestra la potencia instalada del resto de tecnologías a final de 2010 y también de los dos años anteriores, según los datos publicados por REE en sus anuarios.

Tabla 2.1. Potencia instalada en el sistema peninsular español a 31 de diciembre.

	2008		2009		2010	
	MW	%	MW	%	MW	%
Nuclear	7 716	8,5	7 716	8,2	7 716	7,9
Carbón	11 359	12,5	11 359	12,1	11 380	11,7
Fuel + Gas	4 401	4,9	3 008	3,2	2 860	2,9
Total térmica	23 476	25,6	22 083	23,6	21 956	22,5
Hidráulica	13 910	15,4	13 910	14,8	13 910	14,3
Bombeo	2 747	3,0	2 747	2,9	2 747	2,8
Total hidráulica	16 657	18,4	16 657	17,8	16 657	17,1
Ciclo combinado	21 677	23,9	23 066	24,6	25 220	25,9
Total régimen ordinario	61 810	68,2	61 806	65,9	63 833	65,5
Eólica	16 187	17,9	18 719	20,0	19 813	20,3
Solar	3 270	3,6	3 479	3,7	4 018	4,1
Resto régimen especial	9 329	10,3	9 725	10,4	9 783	10,0
Total régimen especial	28 786	31,8	31 923	34,1	33 614	34,5
Total	90 596	100	93 729	100	97 447	100

Tabla 2.2. Balance eléctrico anual del sistema peninsular español.

	2008		2009		2010	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Nuclear	58 973	22,2	52 761	20,9	61 944	23,8
Carbón	46 275	17,4	33 862	13,4	22 372	8,6
Fuel + Gas	2 378	0,9	2 082	0,8	1 847	0,7
Total térmica	107 626	40,6	88 705	35,1	86 163	33,1
Hidráulica	21 428	8,1	23 862	9,4	38 001	14,6
Ciclo combinado	91 286	34,4	78 279	31,0	64 913	25,0
Total régimen ordinario	220 340	83,1	190 846	75,5	189 077	72,7
Eólica	31 734	12,0	36 587	14,5	42 656	16,4
Solar	2 419	0,9	6 894	2,7	6 910	2,7
Resto régimen especial	33 844	12,8	37 407	14,8	40 896	15,7
Total régimen especial	67 997	25,6	80 888	32,0	90 462	34,8
Consumos en generación	-8 338	-3,1	-7 122	-2,8	-6 670	-2,6
Consumos en bombeo	-3 731	-1,4	-3 736	-1,5	-4 439	-1,7
Intercambios internacionales	-11 040	-4,2	-8 104	-3,2	-8 490	-3,3
Demanda en barras de central	265 228	100	252 772	100	259 940	100

El ciclo combinado es también la tecnología que más contribuye a la demanda de energía anual, con un peso en 2010 del 25%, que es prácticamente igual al que tiene en la potencia instalada. Sin embargo, la eólica con un 16,4% pasa al tercer puesto, dejando el segundo a la nuclear con un 23,8%. En la Tabla 2.2 se muestra la parte de demanda anual que ha cubierto cada tipo de tecnología en 2010 y en los dos años anteriores, según los datos publicados por REE.

Pese a que la energía eólica cubre una buena parte de la demanda anual, su naturaleza no gestionable hace que no se pueda garantizar un mínimo de producción en todo momento, lo cual es especialmente importante durante las puntas de demanda. Por eso, actualmente el OS calcula la potencia disponible considerando solo los generadores de régimen ordinario, para los que según el P.O. 2.2 (REE, 2006b), se tendrá en cuenta la disponibilidad prevista de los equipos, el estado de las reservas hidroeléctricas y las existencias de combustibles en parques y almacenamientos.

A modo de ejemplo, en la Tabla 2.3 se dan los valores de potencia disponible a final de los tres años considerados anteriormente junto con el porcentaje de disponibilidad calculado a partir de la potencia instalada dada en la Tabla 2.1. En los tres años la potencia disponible fue superior al 90% de la potencia instalada en generación en régimen ordinario. Concretamente, a final del año 2010 fue de 61 GW.

Tabla 2.3. Potencia disponible y disponibilidad por tecnologías en el sistema peninsular español a 31 de diciembre.

	2008		2009		2010	
	MW	%	MW	%	MW	%
Nuclear	7 597,1	98,5	7 597,1	98,5	6 499,7	84,2
Carbón	9 041,9	79,6	10 788,7	95,0	10 805,2	94,9
Fuel + Gas	3 354,5	76,2	27 48,2	91,4	21 39,7	74,8
Hidráulica + Bombeo	16 289,4	97,8	16 695,6	100	16 674,4	100
Ciclo combinado	20 485,0	94,5	21 986,1	95,3	24 923,5	98,8
Total	56 767,9	91,8	59 815,7	96,8	61 042,5	95,6

La potencia disponible debe ser suficiente para cubrir la punta de demanda del sistema. En la Figura 2.2 se aprecia como la demanda máxima anual de potencia del sistema peninsular español se da en un día de entre semana de invierno —enero o diciembre— de 19 a 20 horas. Al día siguiente es cuando se suele dar la demanda máxima de energía diaria.

La demanda máxima de verano también se da en un día entre semana, normalmente del mes de julio y entre las 13 a 14 horas y es menor que la de invierno. En los tres años considerados lo es entre un 6,5 y un 9,5%.



Figura 2.2. Máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria en invierno y en verano (REE, 2010b).

La Tabla 2.4 muestra la cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima de los tres años estudiados. Incluye tanto la generación de cada tipo de tecnología como los saldos físicos de las interconexiones internacionales.

Para estimar el grado de cobertura de la demanda se utiliza el índice de cobertura, que es la relación entre potencia disponible y la demanda máxima anual de potencia y cuyo valor mínimo deseable es 1,1. Desde 1990 únicamente se ha tenido un valor inferior en 2001. Según REE, actualmente su valor anual está comprendido entre 1,2 y 1,3. En la Tabla 2.5 se han incluido unos índices de cobertura para los tres años estudiados que han sido calculados para la hora con máxima demanda de potencia. Los valores obtenidos están dentro del rango dado para los valores anuales.

Para garantizar la cobertura en el futuro, el anexo III de la Orden ITC/2794/2007 (BOE, 2007c) aprobó un sistema de pagos por capacidad a medio y largo plazo que sustituye a la garantía de potencia. Cada instalación de generación que según la Orden tenga derecho a retribución, recibirá un incentivo económico a la inversión en capacidad a largo plazo que será función del índice de cobertura aplicable a la misma. Concretamente, varía de forma lineal e inversamente proporcional al mismo, con un límite superior de 28 000 €/MW·año —para índices inferiores a 1,1— y otro inferior de 0 €/MW·año —para índices superiores a 1,2867—. Todavía está pendiente la

aprobación del P.O. que defina la metodología para calcular un índice de cobertura que tenga en cuenta las necesidades a largo plazo del sistema eléctrico.

Tabla 2.4. Cobertura de la máxima demanda anual de potencia.

	2008		2009		2010	
	MW	%	MW	%	MW	%
Nuclear	6 367	14,8	7 344	16,5	5 410	12,3
Carbón	7 121	16,6	7 633	17,2	5 021	11,4
Fuel + Gas	350	0,8	264	0,6	389	0,9
Total térmica	13 839	32,2	15 241	34,3	10 820	24,5
Hidráulica	4 683	6,4	4 306	9,7	6 946	15,7
Bombeo	1 257	2,9	1 641	3,7	1 566	3,5
Total hidráulica	5 794	8,7	5 947	13,4	8 512	19,3
Ciclo combinado	12 052	28,1	17 038	38,3	16 284	36,9
Total régimen ordinario	31 831	74,1	38 226	86,0	35 616	80,7
Eólica ^(*)	8 076	18,8	4 203	9,5	5 156	11,7
Resto régimen especial ^(**)	4 736	11,0	3 606	8,1	4 810	10,5
Total régimen especial	12 812	29,8	7 809	17,6	10 010	22,7
Total generación	44 643	103,9	46 035	103,6	45 626	103,4
Saldo con Andorra	-82	-0,2	-59	-0,1	-23	-0,1
Saldo con Francia	-400	-0,9	-400	-0,9	-500	-1,1
Saldo con Portugal	-500	-1,2	-435	-1,0	-381	-0,9
Saldo con Marruecos	-700	-1,6	-700	-1,6	-600	-1,4
Saldo internacional	-1 682	-3,9	-1 594	-3,6	-1 504	-3,4
Demanda	42 961	100	44 440	100	44 122	100

(*) Valor aproximado obtenido de la gráfica de producción eólica de <https://demanda.ree.es/eolica.html>.

(**) Valor obtenido restando la generación eólica a la potencia total de régimen especial.

Tabla 2.5. Potencia disponible por tecnologías y utilización de la misma en la máxima demanda anual de potencia.

	2008		2009		2010	
	MW	%	MW	%	MW	%
Nuclear	6 463,7	98,5	7 455,4	98,5	5 431,8	99,6
Carbón	9 040,9	78,8	9 040,9	84,4	8 566,7	58,6
Fuel + Gas	3 324,8	10,5	3 637,8	7,3	1 797,6	21,7
Hidráulica + Bombeo	16 154,6	36,8	16 288,7	36,5	17 010,6	50,0
Ciclo combinado	17 986,1	67,0	19 782,8	86,1	21 218,2	76,7
Total	52 970,1	60,1	56 205,6	68,0	54 024,9	65,9
Índice de cobertura	1,2330		1,2647		1,2244	

Por otro lado, los valles mínimos anuales, al no afectar a los problemas de cobertura, tienen menos importancia para el OS, lo que se refleja en que no aparezca ningún dato sobre los mimos en los anuarios de REE. Sin embargo, sí que resultan interesantes para la integración de la energía eólica ya que es en los momentos en los que se da una mayor penetración eólica y en los que se tiene una combinación de generación muy diferente a la de las puntas. Consultando las curvas de demanda diarias se ha comprobado que se dan en un domingo de junio de 7 a 8 horas. En la Tabla 2.6 se muestra la generación media horaria de cada tipo de tecnología en los valles mínimos anuales de los tres años estudiados.

Para poder comparar mejor los escenarios punta y valle, se ha recogido en la Tabla 2.7 la utilización de cada tecnología durante los valles mínimos anuales.

Tabla 2.6. Generación horaria del sistema peninsular español durante el valle mínimo del mes de junio.

	2008		2009		2010	
	MW	%	MW	%	MW	%
Nuclear	6 399	33,7	4 408	24,8	6 430	34,0
Carbón	1 753	9,2	2 590	14,6	509	2,7
Fuel + Gas	494	2,6	230	1,3	407	2,2
Total térmica	8 646	45,5	7 228	40,7	7 347	38,9
Hidráulica	2 062	10,8	1 345	7,6	2 883	15,3
Bombeo	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Total hidráulica	2 062	10,8	1 345	7,6	2 883	15,3
Ciclo combinado	4 534	23,8	3 794	21,4	1 363	7,2
Total régimen ordinario	15 242	80,2	12 366	69,7	11 593	61,3
Eólica ^(*)	2 550	13,4	3 700	20,9	6 300	33,3
Resto régimen especial ^(**)	3 545	18,6	3 858	21,7	3 810	20,2
Total régimen especial	6 095	32,1	7 558	42,6	10 110	53,5
Total generación	21 337	112,2	19 924	112,3	21 703	114,8
Consumos en bombeo	-1 651	-8,7	-1 981	-11,2	-2 598	-13,7
Saldo con Andorra	-11	-0,1	0	0,0	-14	-0,1
Saldo con Francia	1 000	5,3	1300	7,3	430	2,3
Saldo con Portugal	-1 400	-7,4	-1 200	-6,8	-500	-2,6
Saldo con Marruecos	-262	-1,4	-300	-1,7	-120	-0,6
Saldo internacional	-673	-3,5	-200	-1,1	-204	-1,1
Demanda	19 014	100	17 743	100	18 901	100

(*) Valor aproximado obtenido de la gráfica de producción eólica de <https://demanda.ree.es/eolica.html>.

(**) Valor obtenido restando la generación eólica a la potencia total de régimen especial.

Tabla 2.7. Potencia disponible por tecnologías y utilización de la misma en el valle mínimo anual.

	2008		2009		2010	
	MW	%	MW	%	MW	%
Nuclear	6 459,6	99,1	4 458,6	98,9	6 463,7	99,5
Carbón	8 348,4	21,0	10 135,7	25,6	10 787,7	4,7
Fuel + Gas	3 102,7	15,9	3 485,5	6,6	2 455,2	16,6
Hidráulica + Bombeo	17 910,7	48,3	18 079,8	40,0	19 706,6	37,3
Ciclo combinado	19 927,0	22,8	19 369,9	19,6	22 330,8	6,1
Total	54 047,3	28,2	52 866,6	23,4	57 634,9	20,1

Una vez presentados los anteriores datos, se pueden exponer algunas consideraciones de cada una de las tecnologías de generación presentes en el sistema peninsular español que tienen interés para la integración de la energía eólica.

Generación térmica

Cuando están disponibles, las ocho centrales nucleares con las que cuenta España funcionan a plena carga, actuando como generación base, tanto en la punta máxima como en el valle mínimo. Como muestra de ello, en las Tablas 2.5 y 2.7 la potencia generada nunca es menor del 98,5% de la potencia disponible. Como además su disponibilidad suele ser superior al 90%, la cobertura de la demanda anual es mayor que la que le correspondería por su potencia instalada. Cuando sufren un incidente suele dar lugar a indisponibilidades de larga duración.

La elevada rigidez de carga de las centrales nucleares hace que no puedan participar en los mercados de reserva y además, obliga a que en las horas valle sea el resto de generación —la de régimen ordinario en primer lugar— la que tenga que variar su producción en función de la demanda y de las necesidades del sistema eléctrico. Sin embargo, esto no tendría por qué ser así. En Francia, el elevado porcentaje de generación nuclear obliga que todas las centrales incluyan barras de control «grises» para que así sean capaces de realizar el seguimiento de la carga (WNA, 2011).

Respecto al resto de centrales térmicas, se tiene por un lado las centrales de fuel y gas que están siendo dadas de baja paulatinamente y que aportan una cantidad de energía eléctrica marginal. Por otro lado, las centrales de carbón cubren cada vez menos parte de la demanda aunque su potencia instalada no disminuye.

Actualmente España cuenta con un parque de generación con carbón obsoleto, con una vida media de 26 años y 145 000 h de funcionamiento (Carbajo Josa, 2008).

Esto hace que estas centrales tengan dificultades técnicas para proveer regulación secundaria ya que se obliga a las calderas a trabajar en condiciones duras. De hecho, la regulación secundaria que se provee no cumple con las exigencias de la normativa (Foro Nuclear, 2007). Además, tienen tiempos de arranque en frío elevados, entre 6 y 24 h, que imposibilitan el que puedan ofrecer regulación terciaria si no están previamente acopladas trabajando a poca carga. También impide ofrecer reserva de emergencia.

Las centrales térmicas pueden reducir su generación hasta llegar a su mínimo, que es la suma de su mínimo técnico más las reservas a bajar programadas. Se han dado circunstancias en las que durante los valles ha habido una generación eólica tan elevada que las centrales térmicas, ante la imposibilidad de bajar más su generación, han tenido que desacoplarse en tiempo real y volverse a acoplar unas horas después para poder cubrir la punta de demanda (Carbajo Josa, 2009).

Si además deben aportar reservas a subir deberán operar con una carga no superior al 80%, lo que les obliga a alejarse del punto del régimen de funcionamiento. Esto implica aumentar los costes de generación y las emisiones contaminantes.

Generación hidráulica

Las centrales hidráulicas del sistema peninsular español se pueden dividir en centrales convencionales y centrales reversibles. Estas últimas funcionan como bombeo durante los valles permitiendo dotar al sistema de una mayor flexibilidad, lo que es de gran utilidad para mejorar la integración de la energía eólica. Además, tienen la ventaja añadida de no requerir un gasto adicional de agua. En la Tabla 2.6 se aprecia claramente como una mayor generación eólica lleva asociada un mayor consumo en bombeo. Existen varios proyectos para aumentar la potencia instalada en instalaciones de bombeo, como pueden ser los de ampliación de las centrales de Aguayo en Cantabria o La Muela en la provincia de Valencia.

Tabla 2.8. Generación hidráulica en MW en diferentes escenarios hidráulicos (Domínguez, 2006).

Año	Valle	Punta
Seco	765	4 067
Medio	2 500	8 500
Húmedo	5 000	9 900

Las instalaciones hidráulicas tienen un elevado valor estratégico por ser capaces de producir electricidad de modo gestionable con una energía primaria autóctona. Esto implica que sea necesario mantener unas reservas mínimas.

El volumen de generación hidráulica viene directamente marcado por la pluviosidad. En 2010, que puede considerarse húmedo, se generó un 59% más de electricidad que en el año 2009, que fue seco al igual que 2008.

En la Tabla 2.8 se dan unos valores indicativos de potencia activa en valle y punta considerados por (Domínguez, 2006) para tres escenarios hidráulicos. Atendiendo a esta clasificación, 2010 fue un año medio ya que la potencia generada en la punta máxima fue de 8 512 MW.

Las centrales hidráulicas también presentan mínimos de generación que están relacionados con los caudales ecológicos o con la necesidad de desembalsar por exceso de almacenamiento, como sucedió en los primeros meses del año 2010, cuando se tuvieron aportaciones hidráulicas fluyentes superiores al promedio histórico. Esto provocó un exceso de generación que fue inasumible por el sistema y que obligó a limitar la generación eólica.

Por último, indicar que las centrales hidráulicas tienen una elevada capacidad para variar su potencia activa generada, lo que les permite proveer una buena regulación secundaria. Además, su reducido tiempo de arranque en frío, que está entre 4 y 10 min, les permite proveer regulación terciaria sin necesidad de estar previamente acopladas.

Generación con ciclo combinado

La potencia instalada no ha parado de crecer en los últimos años como muestra la Tabla 2.1. Sin embargo, la cobertura de la demanda de energía anual ha ido en descenso según los datos de la Tabla 2.2. Esto es debido al aumento de la generación en régimen especial, que oferta su electricidad en el mercado a precios muy reducidos, incluso cero la que está sujeta a tarifa, y que hace que quede fuera de la casación parte del ciclo combinado debido a que tiene mayores costes de generación que el resto de régimen ordinario.

Esta tendencia descendente no se aprecia en la cobertura de la demanda máxima anual ya que la buena disponibilidad de las centrales de ciclo combinado permite que aporten la potencia que necesita el sistema durante esas horas. Sin embargo, esto no está totalmente garantizado ya que el sistema gasista no está lo suficientemente

preparado para el elevado número de centrales de ciclo combinado que se han instalado recientemente. Pueden aparecer problemas de suministro de combustible, especialmente en las puntas de demanda eléctrica, ya que suele coincidir con las de gas. Varias centrales tienen firmados contratos de suministro interrumpible con los proveedores de combustible con el fin de evitar problemas de abastecimiento a otros consumidores (Domínguez, 2006). Sería aconsejable mejorar los niveles de almacenamiento y de coordinación ente las centrales y el sistema gasista.

Las centrales de ciclo combinado tienen una buena capacidad para variar la potencia activa generada, lo que les permite proveer regulación secundaria. Además, tienen unos tiempos de arranque en frío reducidos, entre 1 y 2 h, que no son suficientes para ofrecer regulación terciaria pero sí que son una buena fuente de reserva de emergencia. Arrancando en caliente, pueden llegar a generar su potencia nominal en alrededor de una hora. Si las centrales de ciclo combinado operaran como generación base se perdería esta capacidad para ofrecer reservas ya que el resto de generación no la tienen (Domínguez, 2006).

Es posible que con mayores niveles de energía eólica se puedan dar importantes pérdidas repentinas de generación que requieran tiempos de respuesta aún mayores. Por eso, se ha propuesto construir nuevas centrales con turbina de gas en ciclo abierto de arranque rápido (Carbajo Josa, 2009) —*peaking power plants*— como las reciente instaladas por Contact Energy en Nueva Zelanda.

Generación eólica

En las tablas 2.1 y 2.2 se aprecia claramente que la energía eólica no ha parado de crecer tanto en potencia instalada como en cobertura de la demanda de energía anual. La Figura 1.1 muestra gráficamente este crecimiento en los 10 últimos años. En el horizonte 2020, el Gobierno de España ha fijado un objetivo de 35 000 MW para eólica en tierra y 3 000 MW para eólica marina (Gobierno de España, 2010).

Este continuo crecimiento que ha sufrido la energía eólica ha dado lugar a sucesivos máximos históricos en potencia instantánea y en energías horaria y diaria. El último récord de energía diaria hasta la fecha se produjo el 9 de noviembre de 2010 con 315 528 MWh, lo que permitió cubrir el 43% de la demandad de dicho día. Asimismo, en marzo de 2011 se tuvo la máxima producción mensual, lo que supuso ser la primera fuente de electricidad de ese mes y cubrir el 21% de la demanda.

Sin embargo, cada año también se dan situaciones extremas debidas a la variabilidad propia de este tipo de generación. En 2010 se tuvieron momentos como el producido a las 3.35 h del 9 de noviembre en el que se llegó a cubrir el 54% de la demanda o el de las 10.32 h del 26 de junio en el que apenas se llegó a cubrir el 1% (REE, 2010b).

En varios de los momentos con elevada penetración eólica ha sido necesario enviar órdenes de reducción a ciertos parques eólicos ante la imposibilidad de desacoplar un mayor número de grupos térmicos ya que eran necesarios para garantizar la cobertura de las horas punta —su reducido tiempo de arranque obliga a que permanezcan acoplados— y para cumplir con los requerimientos de servicios complementarios. Se estima que, durante todo el año 2010, la energía perdida por reducciones es cercana al 0,6% del producible anual (REE, 2010b).

El número de órdenes de reducción ha ido aumentando a medida que lo ha ido haciendo la penetración eólica por lo que parece necesario llevar a cabo acciones que traten de evitar estos vertidos de energía primaria (Carbajo Josa, 2009):

- Aumentar el número de instalaciones de almacenamiento. Podrían ser de bombeo o de otro tipo. Además de evitar este problema, permitirían compensar los déficits de generación de los días con poco viento.
- Gestionar la demanda en tiempo real. Una participación más activa de los consumidores en el mercado de la electricidad permitiría adaptar la demanda a las variaciones en la generación eólica.
- Aplanar la curva de demanda. Disminuir la diferencia entre horas punta y valle ayudaría a una mejor operación de los grupos térmicos. Es uno de los objetivos que se buscan, por ejemplo, con el coche eléctrico.
- Reforzar la interconexión con Francia. En el siguiente apartado se explica lo importante que es permitir un suficiente intercambio de energía, para exportar cuando haya exceso de generación eólica y para importar cuando haya menos de la prevista.

2.2.2. Interconexiones

El sistema eléctrico peninsular español pertenece al área síncrona de Europa continental de la ENTSO-E —*European Network of Transmission System Operators for Electricity*—. Esta área, anteriormente conocida como UCTE¹ —Unión para la Coordinación del Transporte de Electricidad— está compuesta por otros veintitrés países. Entre ellos están Portugal y Francia, con los que España tiene interconexión directa. Además, también se encuentra interconectada en sincronismo con otros dos países que no pertenecen al área, Andorra y Marruecos.

Las interconexiones son un elemento clave para alcanzar una elevada penetración eólica ya que permiten evacuar a otros sistemas los excedentes de generación que pudiera haber o importar de otros sistemas la energía necesaria para suplir una generación inferior a la prevista.

Además, permiten recibir apoyo exterior en caso de que se produzca un fallo que afecte al suministro, como pudiera ser una perturbación que provocara una desconexión importante de instalaciones eólicas.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, el *European Wind Integration Study* —EWIS— ha identificado varios proyectos de ampliación del número de líneas de transporte que unen España con Portugal y Francia que mejorarían la integración de la energía eólica.

La ampliación de la capacidad de interconexión con Portugal lograría mejorar la eficiencia del Mercado Ibérico de la Electricidad, reduciendo el número de horas en las que es necesario partirlo en dos —*market splitting*— y asignar precios diferentes a España y Portugal por culpa de una congestión en la interconexión.

Ampliar la capacidad de interconexión con Francia tiene una importancia mucho mayor ya que actualmente es tan reducida que se casi se puede considerar a la península ibérica como una isla eléctrica, tal y como la define el plan prioritario de interconexión de la Unión Europea (Comisión Europea, 2007) para justificar que la ampliación de la interconexión sea una prioridad.

En la Figura 2.3 se muestra como la capacidad de interconexión actual con Francia es de 1 400 MW, lo que supone solo un 3% de la demanda máxima en la península. La ampliación que actualmente se está llevando a cabo pretende duplicar esta capa-

¹ Hasta el 30 de junio de 2009.

cidad. La solución técnica elegida ha sido la de instalar dos circuitos de corriente continua de 320 kV entre la localidades española de Santa Llogaia y francesa de Baixas, donde construirán las centrales de conversión. Finalmente se ha optado por cruzar los Pirineos a través de un túnel, lo que ha provocado que se haya retrasado la finalización de la instalación hasta 2014.

Pese a esta ampliación, la capacidad todavía estará lejos del 10% de la punta de demanda que estableció como nivel mínimo la Unión Europea en la Cumbre de Barcelona de 2002 y muy lejos del 21% que por ejemplo tiene Alemania. Por eso, es necesario planificar ampliaciones adicionales de la interconexión para que se puedan llevar a cabo lo antes posible. De hecho, si en España se desconectara una gran cantidad de energía eólica, el resto de sistemas en sincronismo empezaría a enviar potencia activa por la respuesta inercial y de la regulación primaria de los generadores. Alrededor del 90% provendría de Francia. Debido a la debilidad de la interconexión existe el riesgo de disparo de las líneas que la forman, lo que daría lugar a que el sistema ibérico quedara aislado y posiblemente se colapsara.

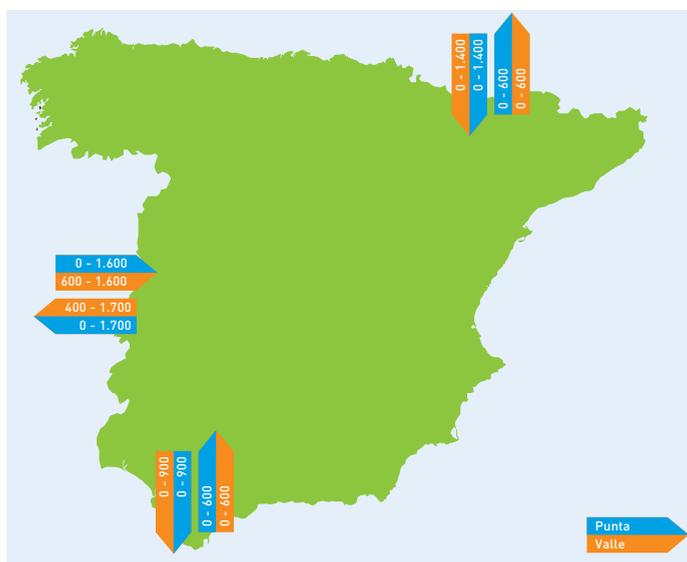


Figura 2.3. Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones en MW.

Como todavía no es posible disminuir este riesgo mediante una interconexión con capacidad suficiente, ha sido necesario utilizar otros mecanismos alternativos, que se presentan a continuación.

Deslaste de cargas

Es el único sistema que tienen los sistemas aislados o con poca capacidad de interconexión para evitar el colapso de frecuencia (Machowski *et al.*, 2008). Los sistemas automáticos de deslaste de cargas emplean relés de subfrecuencia para detectar las disminuciones de frecuencia y desconectar la cantidad de carga necesaria para volver a igualar generación y demanda.

El P.O. 1.6 (REE, 2009b) indica que el deslaste de debe realizar de forma escalonada, desconectando en primer lugar los grupos de bombeo y deslastrando después, a frecuencias menores, conjuntos de cargas preseleccionadas no críticas. En concreto se establecen los siguientes escalones, representados por el valor de frecuencia en el que se produce y el porcentaje de carga:

- 49,5 Hz: 50% de los grupos de bombeo de cada emplazamiento.
- 49,3 Hz: 50% restante de los grupos de bombeo de cada emplazamiento.
- 49,0 Hz: 15% de la carga total real del sistema.
- 48,7 Hz: 15% de la carga total real del sistema.
- 48,4 Hz: 10% de la carga total real del sistema.
- 48,0 Hz: 10% de la carga total real del sistema.

La reconexión no puede ser automática en ningún caso, puesto que debe realizarse siguiendo las instrucciones del OS.

Los escalones cumplen con el criterio de incluido en (UCTE, 2004), que fija el inicio del deslaste de cargas en 49,0 Hz —o menos—, con la posibilidad de desconectar grupos de bombeo a mayores frecuencias como medida de operación, y el final en 47,5 Hz —o más—.

Centro de control específico para la generación en régimen especial

Este centro de control, conocido por su acrónimo CECRE, es una solución propia del sistema peninsular español y hasta ahora única en el mundo. Creado en junio de 2006, se encuentra integrado en el control central —CECOEL— del operador del sistema español y su objetivo es integrar en el sistema eléctrico la máxima producción de energía de origen renovable posible, especialmente eólica.

Como se puede apreciar en la Figura 2.4, la parte central del CECRE es el programa GEMAS, que ha sido específicamente desarrollado para realizar estudios de estabilidad transitoria que permitan calcular la generación eólica máxima admisible en el sistema. Para ello, cada 20 minutos simula cortocircuitos trifásicos en las barras de 70 subestaciones diferentes y estima la generación eólica que se desconectaría comparando la tensión que se tendría en los puntos de conexión de los parques eólicos con la capacidad para soportar huecos que tiene la tecnología de cada uno de los aerogeneradores que están conectados (de la Torre *et al.*, 2008).

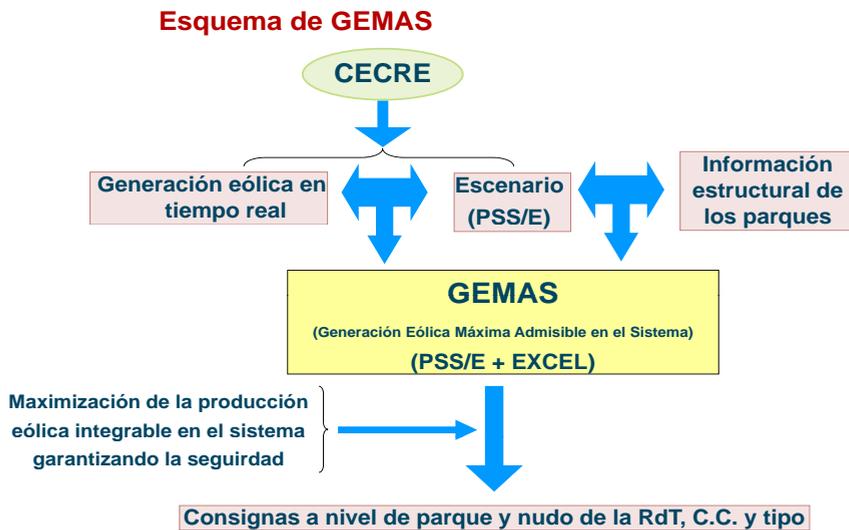


Figura 2.4. Esquema del programa GEMAS incluido en el CECRE.

Dependiendo del resultado obtenido, puede ser necesario enviar consignas de recorte de producción a los parques eólicos a través del centro de control al que estén conectados. Desde la aprobación del RD 661/2007, todas las instalaciones de régimen especial con potencia superior a 10 MW debe estar adscritas a un centro de control de generación.

2.3. Introducción al control de frecuencia-potencia

La frecuencia es una de las variables de los sistemas eléctricos que más constante debe permanecer si se pretende que el suministro eléctrico se realice con las sufi-

cientes condiciones de calidad. Variaciones respecto a su valor nominal pueden provocar el mal funcionamiento de muchos equipos, concretamente:

- ✓ Hacen variar la velocidad de giro de los motores. Esto puede ser particularmente grave si afecta a bombas y ventiladores de servicios auxiliares de grupos generadores o de consumos de especial importancia.
- ✓ Hacen variar la corriente de magnetización de transformadores y motores de inducción. Importantes caídas de frecuencia pueden originar altas corrientes.
- ✓ Desajustan la hora de relojes y automatismos que miden el tiempo en función de la frecuencia de alimentación.

La frecuencia de un sistema eléctrico depende directamente del balance de potencia activa. Por eso, es necesario realizar un continuo ajuste entre generación y consumo para que su valor permanezca en todo momento dentro de los límites exigidos. Actualmente, en España este ajuste se realiza principalmente por la acción de generadores síncronos. Si es necesario, también se puede actuar en los consumidores, interrumpiendo el suministro a aquellos que lo tengan acordado previamente con el OS y en casos excepcionales mediante el deslastre de cargas.

Tras la liberalización del sector eléctrico comenzada en 1997, el sistema peninsular español cuenta con un mercado de producción de energía eléctrica competitivo similar al de otros países. Está estructurado en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, mercados no organizados y servicios de ajuste del sistema.

De todos ellos, el mercado diario es el que tiene mayor importancia ya que es donde se llevan a cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía. Para cada periodo horario se obtiene un precio que es igual a la casación de la suma de las ofertas de venta más económicas que hayan sido necesarias para atender la demanda prevista. La programación resultante no es más que un primer ajuste entre producción y demanda pero con un día de antelación.

Para hacer frente a posibles variaciones en la programación diaria tanto en la generación —indisponibilidad de generadores— como en la demanda —error en la predicción— se organizan 6 sesiones del mercado intradiario con la temporización mostrada en la Figura 2.5. En ellas se aceptan nuevas ofertas de venta y adquisición de energía de acuerdo a las nuevas situaciones que puedan aparecer.

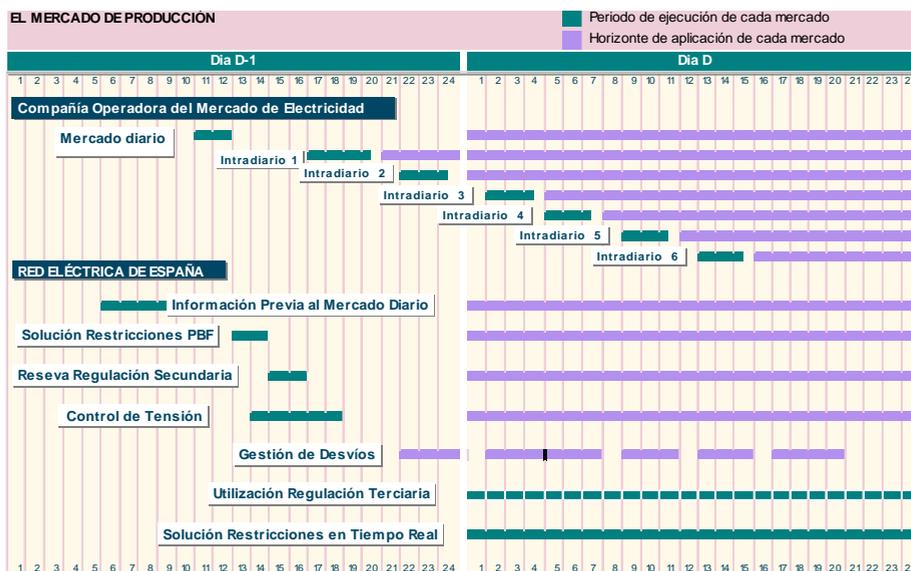


Figura 2.5. Temporización del mercado español de producción eléctrica (Llorens Casado, 2005).

Los productores y consumidores también tienen la posibilidad de celebrar contratos bilaterales físicos fuera de estos mercados organizados. El resultado de la casación del mercado diario junto con la comunicación de la ejecución de contratos bilaterales permite establecer el denominado programa diario base de funcionamiento —PDBF—, que es el programa diario con desglose horario de las ventas y adquisiciones de energía.

Para garantizar el cumplimiento de las condiciones de seguridad, fiabilidad y calidad que requiere el suministro de energía eléctrica, el OS dispone de los servicios de ajuste del sistema para poder variar los programas horarios de producción. De acuerdo con el RD 1454/2005 (BOE, 2005), se entiende por servicios de ajuste del sistema:

- La resolución de restricciones técnicas
- Los servicios complementarios
- La gestión de desvíos

La resolución de restricciones técnicas es un proceso de carácter obligatorio para todos los generadores que es gestionado mediante mecanismos de mercado de acuerdo a lo establecido en el P.O. 3.2 (REE, 2010e). Se distinguen varios procesos de

resolución en función de su horizonte temporal: *i*) restricciones técnicas que puedan identificarse en el PDBF; *ii*) en los programas resultantes de las diferentes sesiones del mercado intradiario; *iii*) durante la operación en tiempo real. Además, como medida de apoyo al carbón nacional, en octubre de 2010 se aprobó un nuevo procedimiento de operación, el P.O. 3.10 (REE, 2010d), para la resolución de restricciones por garantía de suministro. Tras la incorporación de las modificaciones necesarias para la resolución de las restricciones técnicas al PDBF, se obtiene el programa diario viable provisional —PDVP—.

Los servicios complementarios asociados a la regulación de frecuencia-potencia son:

- Regulación primaria, reglamentada por el P.O. 7.1
- Regulación secundaria, reglamentada por el P.O. 7.2
- Regulación terciaria, reglamentada por el P.O. 7.3

Estas regulaciones difieren en la escala de tiempo de actuación y en el mecanismo que las activa. La regulación primaria, que se explica en el apartado 2.3.1, es obligatoria y no retribuida. En cambio, tanto la regulación secundaria, explicada en el apartado 2.3.2 como la regulación terciaria, explicada en el apartado 2.3.3, se gestionan por mecanismos de mercado. Para cada una de las regulaciones es necesario aprovisionar las reservas de potencia activa suficientes para garantizar el correcto funcionamiento del sistema. Estas vienen marcadas por el P.O. 1.5 (REE, 2006a), que sigue las indicaciones de la UCTE.² Un sistema interconectado como el español necesita una adecuada coordinación entre todos los mecanismos de regulación de frecuencia-potencia para garantizar el correcto funcionamiento.

Los servicios complementarios se completan con el control de tensión de la red de transporte, reglamentado por el P.O. 7.4 y el de reposición del servicio, que se reglamentará por el P.O. 7.5, todavía en fase de elaboración.

El último de los servicios de ajuste del sistema es la gestión de desvíos, explicada en el apartado 2.3.4 y que tiene como objetivo resolver los desequilibrios excesivos entre generación y consumo durante el tiempo que transcurre entre una sesión y la

² Se seguirá utilizando para referirse al Grupo Regional de Europa Continental de la ENTSO-E.

siguiente del mercado intradiario sin poner en riesgo las reservas de regulación secundaria y terciaria.

El P.O. 14.4 (REE, 2010a) fija el procedimiento para liquidar los servicios de ajuste del sistema que generen derechos de cobro u obligaciones de pago. Además, también incluye la manera de calcular los desvíos medidos, que son la diferencia entre la energía medida en barras de central y la programada en el mercado y que también generan tanto derechos de cobro como obligaciones de pago. En el capítulo 6 se explican las liquidaciones que le son de aplicación a la energía eólica en el mercado eléctrico español y en el de otros países.

Precio (€/MWh)	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Total
Mercado diario	32,14	29,66	21,08	28,88	38,05	40,96	43,56	43,85	47,52	43,71	42,75	48,37	38,37
Restric. técnicas PBF	3,12	2,46	3,95	1,95	1,49	1,19	2,33	2,62	1,89	2,17	2,32	1,81	2,30
Mercado intradiario	-0,03	-0,02	-0,02	0,00	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,03	-0,07	-0,03	-0,04	-0,02
Banda de regulación	1,03	0,98	0,99	0,47	0,54	0,43	0,34	0,42	0,51	0,84	0,82	0,93	0,70
Restric. técnicas T. Real	0,36	0,21	0,40	0,18	0,18	0,09	0,22	0,16	0,24	0,51	0,28	0,28	0,26
Desvíos	0,68	0,37	0,45	0,60	0,42	0,65	0,23	0,29	0,61	0,86	0,83	0,83	0,57
Excedente desvíos	0,32	0,25	0,13	-0,24	-0,15	-0,24	-0,09	-0,08	-0,17	-0,20	-0,04	-0,16	-0,05
Pagos por capacidad	4,11	4,14	3,44	3,23	1,98	2,88	3,62	1,33	2,15	1,95	2,92	3,92	3,00

Figura 2.6. Componentes del precio final medio de la electricidad en 2010 (REE, 2011).

En la Figura 2.5 está recogida la temporización de todos los procesos incluidos en el mercado español de producción eléctrica y en la Figura 2.6 su contribución al precio final medio de la electricidad en el año 2010.

2.3.1. Regulación primaria

El P.O. 7.1 (REE, 1998) define la regulación primaria en España como un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido aportado por todos los generadores acoplados y que tiene por objeto corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre producción y consumo.

Para ello, cada generador deberá variar su potencia activa P_g de modo inmediato y autónomo mediante la actuación de los reguladores de velocidad de las turbinas como respuesta a variaciones en la frecuencia ω , tal y como muestra la Figura 2.7.

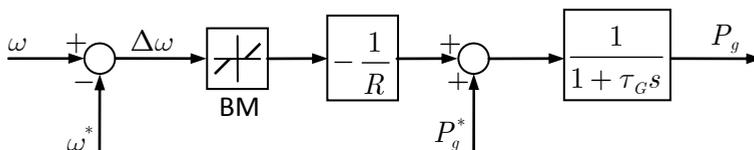


Figura 2.7. Diagrama de bloques simplificado de un regulador primario con potencia de referencia.

El regulador de velocidad es un controlador tipo P con una constante proporcional que se suele dar como la inversa cambiada de signo del denominador estadístico R :

$$-\frac{1}{R} = \frac{\Delta P_g}{\Delta \omega} \quad (2.1)$$

Según el P.O. 7.1, los reguladores deben permitir establecer un estatismo de manera que los generadores puedan variar la carga en un 1,5% de su potencia nominal. La variación de carga debe realizarse en 15 s ante perturbaciones que provoquen variaciones de frecuencia inferiores a 100 mHz y linealmente entre 15 y 30 s para variaciones entre 100 y 200 mHz. Atendiendo a esta exigencia, el estatismo de los generadores podrá ser como máximo un 13,3%, aunque típicamente suele estar entre 3 y 5%.

La regulación primaria no actúa hasta que el desvío de frecuencia no supera un determinado umbral, que se ha modelado como una banda muerta BM. Según el P.O. 7.1, los reguladores deben tener una insensibilidad lo menor posible, en todo caso inferior a ± 10 mHz, y una banda muerta voluntaria nula. Además, la UCTE asume una precisión en la medida de la frecuencia que también es igual a ± 10 mHz, por lo que se tendrá como resultado que $BM = \pm 20$ mHz.

En la Figura 2.8 se muestran gráficamente las características de un regulador de velocidad con estatismo. Las variaciones de potencia se producen siempre respecto a la potencia de referencia P_g^* que tenga asignada el generador durante el funcionamiento normal a la frecuencia de referencia ω^* y estarán limitadas por los incrementos máximos a subir ΔP_{sub} y a bajar ΔP_{baj} que pueden ser diferentes pero, según lo indicado anteriormente, siempre mayores o iguales al 1,5% de la potencia nominal.

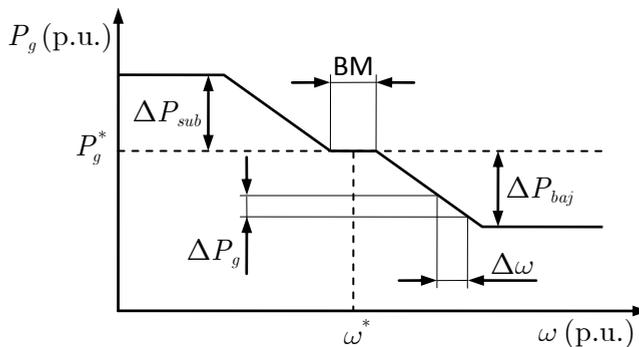


Figura 2.8. Característica frecuencia-potencia de un regulador primario con estatismo.

Adicionalmente, el regulador de velocidad introduce un retraso que es función de su tipología —mecánico-hidráulico, electrohidráulico— que se modela por un sistema de primer orden de constante de tiempo τ_G .

El P.O. 1.5 establece que antes del 31 de diciembre de cada año el OS debe comunicar a todos los generadores y responsables de las zonas de regulación secundaria los requerimientos de reserva de regulación primaria que la UCTE ha asignado al sistema peninsular español para el año siguiente. La reserva deberá soportar un desequilibrio instantáneo entre producción y demanda por pérdida súbita de generación, de demanda o interrupción de intercambios internacionales que sea equivalente al incidente de referencia establecido por la UCTE.

En (ENTSO-E, 2009) se define como un desequilibrio instantáneo entre generación y demanda de 3 000 MW, basándose en valores realistas de tamaño y fiabilidad de cargas y unidades generadoras. Por tanto, la reservas de regulación primaria de la UCTE ascienden a 3 000 MW, que son distribuidas entre los diferentes sistemas eléctricos tal y como muestra la Figura 2.9.

Al conjunto de los sistemas español y portugués le corresponde 400 MW. Si se asume que las reservas son solo del sistema peninsular español, se puede calcular de modo aproximado la variación de carga que deben realizar los generadores de dicho sistema al proveer regulación primaria. El resultado obtenido variará entre el 0,9% en la punta máxima anual y el 2,2% en el valle mínimo anual. El valor de 1,5% dado en el P.O. 7.1 es justamente la media de ambos.

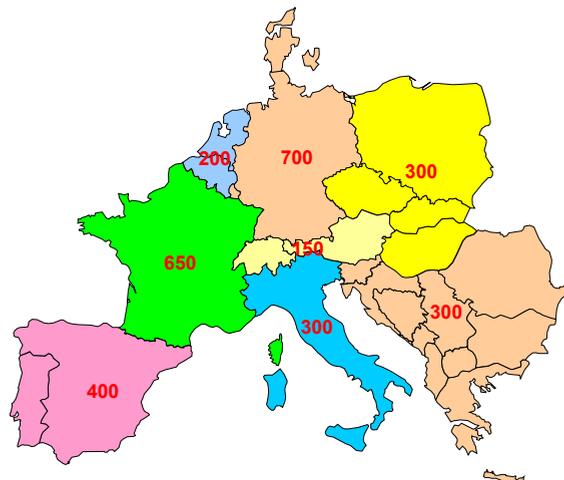


Figura 2.9. Distribución aproximada de las reservas de regulación primaria en la UCTE (UCTE, 2005).

Ante un desequilibrio instantáneo generación-demanda de valor menor o igual al incidente de referencia, el desvío instantáneo de frecuencia en régimen transitorio Δf_{\max} será menor o igual a ± 800 mHz. Tras la actuación de la regulación primaria el desvío cuasi-estacionario de frecuencia Δf_{c-e} no será mayor a ± 180 mHz, considerando un efecto autorregulador de la carga, D , del 1%/Hz. En la Figura 2.10 se muestra gráficamente los valores que toma la frecuencia cuando tras una disminución, se tienen los valores máximos permitidos de desvío instantáneo y cuasi-estacionario.

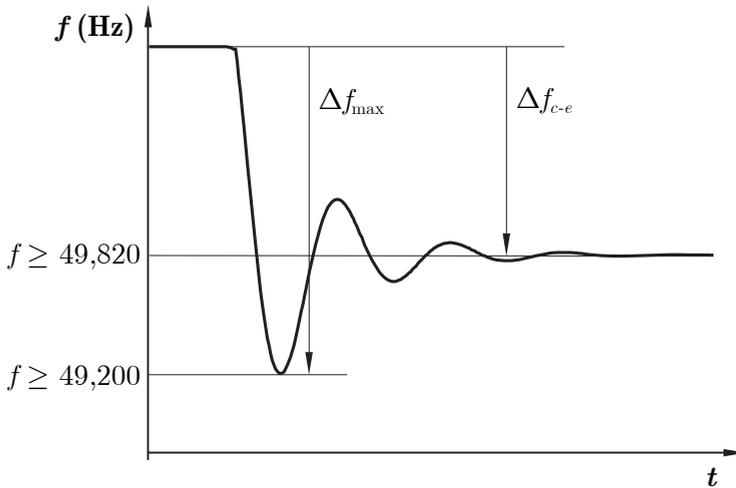


Figura 2.10. Desvíos de frecuencia máximos permitidos por el P.O. 1.5.

El efecto autorregulador se denomina comúnmente amortiguamiento de las cargas y tiene influencia en el valor del desvío cuasi-estacionario:

$$\Delta f_{c-e} = \frac{\Delta P_g - \Delta P_L}{\frac{1}{R_{eq}} + D} \quad (2.2)$$

donde R_{eq} es el estatismo equivalente del sistema eléctrico y ΔP_L es el incremento de potencia demandada por los consumos. Se ha despreciado la banda muerta de los generadores.

Además, junto a la constante de inercia H_{eq} del conjunto de elementos que se encuentran girando en el sistema —generadores y motores—, determina el comportamiento transitorio de la frecuencia ante variaciones en la generación o en el consumo, tal y como muestra la Figura 2.11.

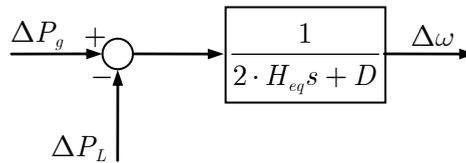


Figura 2.11. Función de transferencia entre potencia y frecuencia.

La regulación primaria debe mantenerse durante 15 min hasta que la actuación de la regulación secundaria recupere las consignas iniciales y restablezca la primaria utilizada. En el caso en que técnicamente no sea posible contar con el equipamiento adecuado para prestar este servicio complementario, los titulares de las instalaciones obligadas deben contratarlo directamente a otros agentes que puedan prestarlo.

Sin embargo, esto no es así en la práctica. La eólica, como el resto de generadores en régimen especial, no provee regulación primaria ni tampoco contrata a otros generadores para que lo hagan. Sucede lo mismo con algunos grupos antiguos de régimen ordinario (Rivier Abad, comunicación personal, 2011).

2.3.2. Regulación secundaria

Tras un desajuste entre generación y consumo, la regulación primaria es capaz de restablecer el equilibrio entre las potencias generada y consumida y, por tanto, mantener la frecuencia constante, aunque en un valor diferente al de referencia. Por este motivo es necesaria la actuación de la regulación secundaria, que según el P.O. 7.2 (REE, 2009e) en España es un servicio complementario de carácter potestativo, gestionado por mecanismos de mercado que tiene los siguientes objetivos:

- ✓ Mantener la frecuencia del sistema en su valor de referencia.
- ✓ Anular los desvíos en cada instante respecto a los programas de intercambio con otros sistemas, ya que tras la actuación de la regulación primaria la potencia producida por cada generador es la que marca su estatismo y no la que tiene programada.

La regulación secundaria es prestada por zonas de regulación —también denominadas zonas de control— que están formadas por una agrupación de generadores que, en conjunto, tiene capacidad de regulación en respuesta a las órdenes enviadas desde su sistema de Control Automático de Generación, AGC —*Automatic Genera-*

tion Control—. Sin embargo, no todos los generadores deben responder a las órdenes del AGC de su zona de control sino que solo aquellos que previamente hayan sido habilitados por el OS.

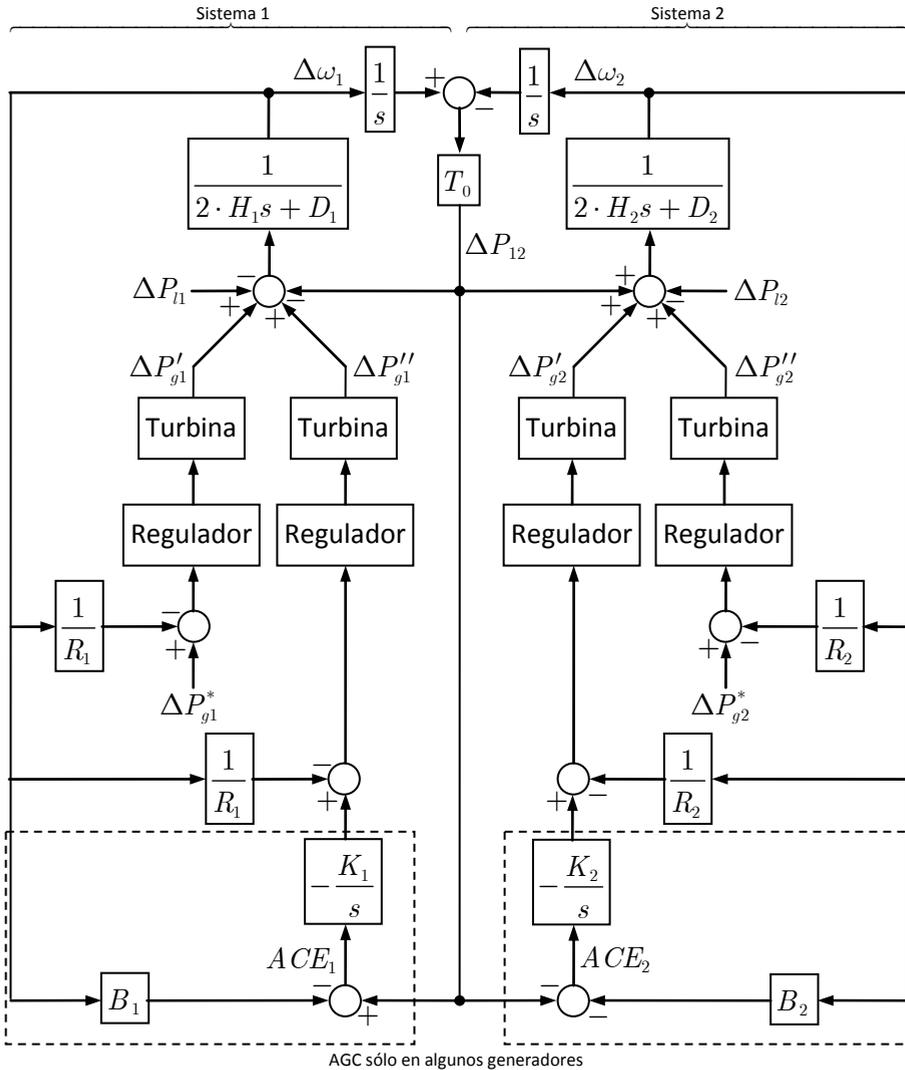


Figura 2.12. Diagrama de bloques de dos sistemas interconectados con control secundario (Kundur, 1994).

En la Figura 2.12 se muestra el esquema de dos sistemas interconectados que disponen de AGC para eliminar el error de control de área, conocido como ACE —Area

Control Error— que es la suma del error en la potencia intercambiada —calculada a partir del par sincronizante T_0 — más un término proporcional al error de frecuencia.

En el caso particular de España, el P.O. 7.2 establece que el *ACE* total del sistema peninsular español es evaluado por un regulador maestro del OS, conocido como RCP —Regulación Compartida Peninsular— y que es el encargado de enviar los requerimientos a las diferentes zonas de regulación, que en la actualidad son 11. La división en zonas se realiza por empresa generadora y no por zona geográfica.

El Reglamento de la Regulación Secundaria —anexo III del P.O. 7.2— define el *ACE* como:

$$ACE = FNIDR - B\Delta f \quad (2.3)$$

donde

FNIDR: Valor filtrado del desvío en las interconexiones del sistema respecto a su valor programado.

B: Constante de *bias* del sistema asignada por la UCTE.

Δf : Desvío de frecuencia respecto a su valor de referencia.

Cualquier valor negativo de la constante de *bias* hace que en régimen permanente se anulen los errores de frecuencia e intercambio de potencia. Un valor típico es:

$$B = -\frac{1}{R} - D \quad (2.4)$$

que hace que, ante un desvío de frecuencia, solo varíen la generación aquellos generadores que pertenecen al sistema interconectado en el que se ha producido el desajuste generación–consumo.

Los AGC de la Figura 2.12 son controladores tipo integral, que garantizan un *ACE* de valor cero en régimen permanente. En el Reglamento de la Regulación Secundaria se indica que deben ser de tipo integral o proporcional-integral, con una constante de tiempo de 100 s.

Una vez conocido el requerimiento de regulación total del sistema peninsular español se puede calcular el de cada zona *i* de control:

$$ACE_i = \frac{1}{G} NID_i - B_i \Delta f + CRR_i \quad (2.5)$$

donde

G : Factor de atenuación del desvío de zona.

NID_i : Desvío de generación de la zona i respecto a su programa.

B_i : Constante de *bias* asignada a la zona i .

CRR_i : Contribución requerida a la regulación para la zona i .

Conocidos los valores anteriores y teniendo en cuenta el estado de cada zona de regulación se puede calcular el valor de CRR_i a enviar a cada una de ellas de forma que se garantice que el conjunto contribuya de forma suficiente al requerimiento total del sistema. Para ello se emplearán unos coeficientes de reparto calculados a partir de las asignaciones del correspondiente mercado de banda de regulación. Si se desea más información sobre la Regulación Compartida Peninsular se puede consultar (Egido Cortés *et al.*, 2008), de donde se ha extraído la Figura 2.13, que muestra un diagrama de bloques simplificado para un sistema con cuatro zonas de control.

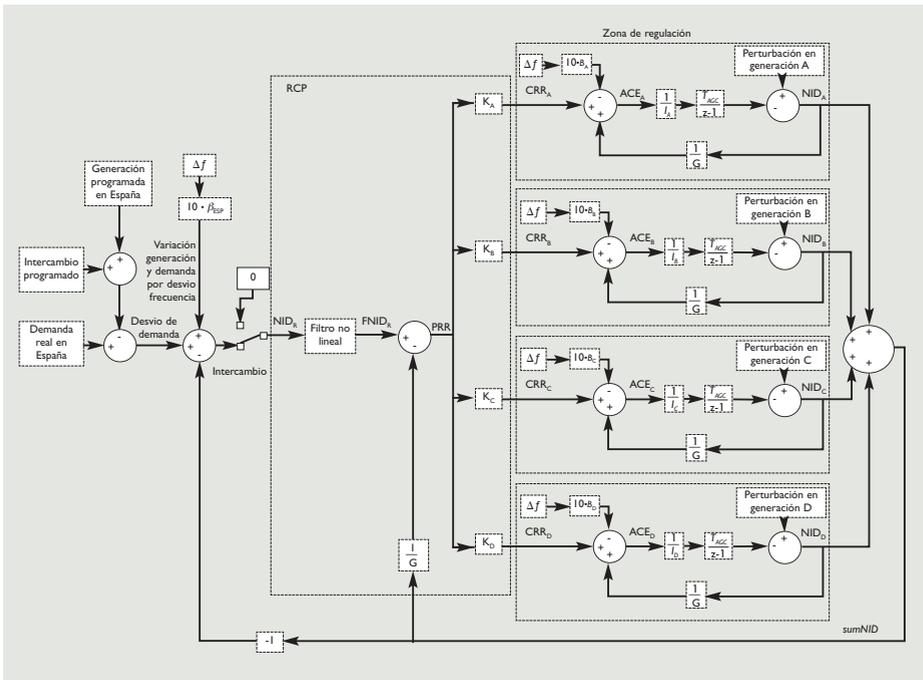


Figura 2.13. Modelo simplificado de la RCP con cuatro zonas de control (Egido Cortés *et al.*, 2008).

Cada día el OS determina para cada periodo de programación del día siguiente los niveles de reserva —banda— a subir y bajar requeridos por el sistema de modo global y por cada una de las zonas de regulación y se los comunica a los sujetos de mercado. En el P.O. 1.5 se establecen los niveles de reserva de regulación secundaria:

- **Reserva a subir.** Se tiene en consideración la recomendación de requerimiento mínimo establecido por la UCTE:

$$RNTS = \sqrt{a \cdot L_{\max} + b^2} - b \quad (2.6)$$

donde:

L_{\max} : Nivel de demanda previsto en el área de control correspondiente al sistema peninsular español.

Los parámetros a y b toman los siguientes valores empíricos:

$$a = 10 \text{ MW}, b = 150 \text{ MW}$$

Además, las reglas de la UCTE también recomiendan que en el caso de que el valor anteriormente calculado no sea suficiente para cubrir la pérdida máxima de producción asociada a un fallo simple, deberá preverse suficiente reserva de regulación terciaria para asegurar una respuesta rápida del sistema frente a este fallo.

- **Reserva a bajar.** Se establece en función de la evolución creciente o decreciente de la curva de demanda entre el 40 y el 100% de la reserva a subir.

Además de las recomendaciones de la UCTE, el OS debe tener en cuenta otras consideraciones a la hora de calcular los requerimientos de reserva secundaria a subir y a bajar como son: el carácter peninsular del sistema español que hace necesario minimizar los desvíos en el intercambio con el resto de la UCTE para garantizar la seguridad, la variación de la demanda debido a los diferentes periodos tarifarios a lo largo del día o las horas que presentan los puntos de inflexión de la curva de demanda peninsular, que se deben dotar con un mayor volumen de reserva. También se dota con mayor volumen de banda secundaria aquellas horas en las que se presenten cambios acusados de programa en los intercambios internacionales.

De cualquier forma, en cualquier momento y especialmente en las horas valle en las que por las características del parque conectado existe menor disponibilidad de

reserva de regulación terciaria los valores mínimos de reserva de regulación secundaria serán:

- Banda a subir: 500 MW
- Banda a bajar: 400 MW

Conocidas las necesidades de regulación secundaria, los sujetos de mercado responsables de las zonas de regulación pueden presentar, para los generadores habilitados incluidos en su zona, ofertas de banda de potencia de regulación secundaria, en MW, con su correspondiente precio, en €/MW, para cada uno de los periodos de programación del día siguiente. Las ofertas son recibidas en el mercado de banda de regulación secundaria que, gestionado por el OS, se encarga de asignar aquellas ofertas que en su conjunto supongan un menor sobrecoste total.

El OS puede establecer valores máximo y mínimo a la banda de regulación de una oferta. Sin embargo, la relación entre la reserva a subir y a bajar puede ser distinta de la establecida por el OS de forma global para el conjunto del sistema y para cada zona de regulación. De este modo, en principio, sería posible que un generador ofreciera solo banda a bajar si otro generador de la misma zona ofreciera la banda a subir necesaria para que la relación de la zona fuera la requerida.

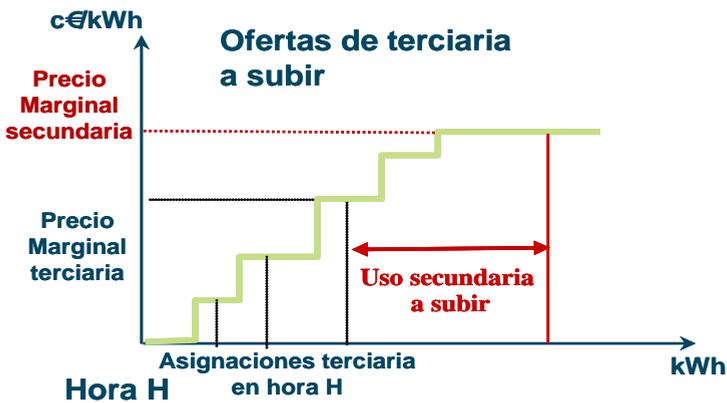


Figura 2.14. Precio marginal de la energía de regulación secundaria a subir (REE, 2010c).

Si durante el seguimiento en tiempo real los requerimientos de regulación secundaria hicieran necesario un uso efectivo de energía de regulación secundaria en un periodo de programación, su precio será, con carácter general, el marginal de la energía de regulación terciaria que hubiera sido necesario asignar en dicho periodo

de programación, bien a subir o a bajar, para sustituir a la energía neta de regulación secundaria realizada.

El precio marginal de la energía de sustitución a subir —a bajar— en cada periodo de programación se establecerá siempre sobre la escalera de regulación terciaria a subir —a bajar—, con independencia de que se haya utilizado o no energía de regulación terciaria a subir —a bajar— en dicho período de programación. El precio marginal de la energía de regulación secundaria a bajar así calculado estará en cualquier caso limitado por el precio máximo vigente en el mercado diario. En la Figura 2.14 se muestra gráficamente como se establece el precio de la energía a subir.

Las asignaciones efectuadas de reserva de regulación secundaria se incluyen en el PDVP para dar lugar al programa diario viable definitivo —PDVD—. El resultado de la casación de las sucesivas sesiones del mercado intradiario junto con el PDVD permite establecer el programa horario final —PHF—. Hay uno diferente para cada sesión.

La actuación de la regulación secundaria no puede retrasarse más de 30 s y debe tener la capacidad de mantenerse durante 15 min hasta que su uso neto es sustituido por la regulación terciaria. En el apartado 2.2.1 se indica que estos tiempos de respuesta no se pueden cumplir con los grupos térmicos de carbón del sistema peninsular español debido a su obsolescencia.

2.3.3. Regulación terciaria

El objetivo de la regulación terciaria es la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada, mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de generadores y unidades de consumo de bombeo.

El P.O. 7.3 (REE, 2009f) define la regulación terciaria en España como un servicio complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria, gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Además, también define la reserva de regulación terciaria como la variación máxima de potencia activa a subir o a bajar que puede efectuar un generador o una unidad de consumo de bombeo en un tiempo máximo de 15 min y que puede ser mantenida durante dos horas consecutivas como mínimo. A nivel global del sistema peninsular español, la reserva total es la suma del conjunto de reservas en cada una de los generadores y los consumos de bombeo disponibles.

Por otro lado, el P.O. 1.5 establece que las reservas mínimas necesarias de regulación terciaria son:

- **Reserva a subir.** En cada periodo de programación será, como referencia, igual a la pérdida máxima de producción provocada de forma directa por el fallo simple de un elemento del sistema eléctrico, aumentada en un 2% del valor de la demanda prevista en cada periodo de programación.
- **Reserva a bajar.** Se establece de un modo análogo al de la regulación secundaria, entre el 40 y el 100% de la reserva a subir en función de las condiciones de operación.

Las unidades de generación y de consumo de bombeo que estén habilitadas para la prestación de este servicio complementario deben ofertar, para cada periodo de programación, toda su reserva disponible de regulación terciaria, tanto a subir como a bajar, en MW, y el precio de la energía correspondiente, en €/MWh. El precio de las ofertas de reserva a bajar tiene carácter de precio de recompra de la energía no producida equivalente.

El OS asignará la prestación del servicio con criterios de mínimo coste, teniendo en cuenta las ofertas existentes en ese momento. En el caso de que detectase que la reserva de regulación terciaria disponible no es suficiente para cubrir la reserva mínima, ordenará el acoplamiento de grupos térmicos adicionales.

2.3.4. Gestión de desvíos generación-consumo

El P.O. 3.3 (REE, 2009d) establece el proceso de resolución de los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta la hora de inicio del horizonte de programación de la siguiente sesión.

Los titulares de las unidades de generación y de consumo de bombeo deben comunicar al OS todas las indisposiciones parciales o totales así como las modificaciones obligadas de programa debidamente justificadas, o por otras causas —no factible técnicamente, vertidos ciertos— y que conlleven una variación del programa de la energía entregada o tomada de la red superior a 30 MWh con respecto al valor del programa horario comunicado anteriormente.

La información de indisponibilidades y de posibles desvíos de los programas de intercambio internacionales junto con las mejores previsiones de demanda del sistema eléctrico peninsular español y de producción eólica de acuerdo con el P.O. 1.5 permi-

tirá al OS estimar los desvíos globales previstos hasta la hora de inicio del horizonte de programación de la siguiente sesión del mercado intradiario.

En el caso de que el desvío medio previsto para cada periodo de programación sea igual o superior a 300 MW, el OS convocará el mercado de gestión de desvíos generación-consumo y comunicará a los sujetos de mercado de producción eléctrica el requerimiento total de energía y su sentido —a subir o a bajar— para la resolución de los desvíos en cada periodo de programación, solicitando ofertas para su resolución. Solo pueden ser proveedores de este servicio de ajuste del sistema los generadores de régimen ordinario, los de régimen especial gestionable que hayan sido habilitadas por el OS y las unidades de consumo de bombeo.

En el P.O. 1.5 se establece que la reserva de potencia programable mediante este mecanismo se cuantificará teniendo en consideración los siguientes aspectos:

1. Diferencias existentes entre la demanda horaria prevista por el OS y la demanda horaria resultante del PDBF y, en su caso, de las sucesivas sesiones del mercado intradiario.
2. Diferencias entre la suma de los programas de producción eólica resultantes del PDBF y, en su caso, de las diferentes sesiones del mercado intradiario y la producción eólica horaria prevista por el OS que tiene un margen de confianza equivalente al considerado para la demanda horaria prevista al establecer la reserva de regulación terciaria.
3. Situaciones en las que la previsión de pérdida de generación debida a fallos sucesivos y/o retrasos en el acoplamiento o subida de carga de grupos térmicos, con probabilidad mayor o igual al 5%, sea superior a la pérdida máxima de producción provocada de forma directa por el fallo simple de un elemento del sistema eléctrico.

Así pues, esta reserva adicional vendrá determinada por:

- **Reserva a subir.** La suma de los déficits de potencia activa generada respecto a la demanda que se deriven al considerar los tres aspectos anteriores.
- **Reserva a bajar.** La suma de los excesos de potencia activa generada respecto a la demanda que se deriven al considerar los tres aspectos anteriores.

Las modificaciones de los programas de las unidades de generación y de consumo de bombeo para la resolución de los desvíos generación-consumo serán valoradas al precio marginal de las ofertas asignadas en el mercado de gestión de desvíos para cada periodo de programación.

2.3.5. Gestión de la demanda

La única gestión de la demanda disponible actualmente en la operación del sistema peninsular español es la de la demanda de interrumpibilidad, que entró en vigor el 1 de julio de 2008 siguiendo lo fijado en la orden ITC/2370/2007 (BOE, 2007b). Está disponible para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción y que reúnan los requisitos definidos en la normativa. Una vez han sido habilitados por el OS y han formalizado un contrato entre las partes, pasan a ser proveedores de este servicio de operación.

A 1 de enero de 2010 había en vigor 142 contratos de interrumpibilidad en el sistema peninsular, que hacían que la potencia interrumpible total disponible para el OS durante los periodos de máxima ascendiera a 2 112 MW.

2.4. Respuesta de la energía eólica frente a variaciones de frecuencia

Es difícil que la energía eólica, por su condición de no gestionable, pueda proveer alguno de los tipos de regulación explicados anteriormente, ya que exigen que las variaciones de carga sean mantenidas un tiempo mínimo que no puede ser garantizado por la energía eólica debido a su variabilidad. Tanto en la regulación primaria como en la secundaria, este tiempo es de 15 min.

Por tanto, solo se puede proveer con garantías regulación a bajar aprovechando que la gran mayoría de los aerogeneradores actuales tienen la capacidad para regular la energía activa que generan. Parte de los de velocidad fija tienen capacidad para variar su paso de pala para reducir a voluntad la potencia capturada y, por consiguiente, generada y todos los de velocidad variable pueden variar la referencia de potencia activa de sus máquinas eléctricas. Así pues, tal y como se muestra a continuación en el apartado 2.4.1, varios autores han propuesto diferentes soluciones para que los aerogeneradores ofrezcan respuesta frente a variaciones de frecuencia.

Son precisamente estas posibilidades de regulación las que han hecho que las normativas de operación de varias regiones incluyan exigencias a la energía eólica en lo relativo al control de frecuencia, tal y como se muestra en el apartado 2.4.2.

2.4.1. Estudios sobre el comportamiento de los aerogeneradores

Se han realizado varios estudios sobre la respuesta que ofrecen los aerogeneradores frente a variaciones de frecuencia, que entre otras cosas, han puesto de manifiesto el diferente comportamiento que tienen dependiendo de si son de velocidad fija o variable.

Velocidad fija. Están equipados con generadores asíncronos de jaula de ardilla conectados directamente a la red por lo que se comportan como cualquier otra máquina eléctrica convencional —motor o generador—. Así, ante una reducción de frecuencia, se deceleran al ritmo que marque su constante de inercia. La reducción en la energía cinética se transforma en un aporte adicional de energía eléctrica a la red, ofreciendo cierto apoyo al sistema eléctrico.

Velocidad variable. Están equipados con convertidores electrónicos que permiten desacoplar su velocidad de giro de la frecuencia de la red a la que están conectados. Así, una variación de frecuencia no afecta a la potencia activa que vierten a la red, ya que esta seguirá teniendo un valor próximo a la referencia fijada por el sistema de control. Este comportamiento ha hecho que en la literatura se haya utilizado la expresión de que estos aerogeneradores «esconden la inercia».

En (Lalor *et al.*, 2005a) se realizan diferentes simulaciones para comparar la respuesta inercial de un generador síncrono con el regulador de velocidad deshabilitado, un aerogenerador de velocidad fija y un GADA. Para los aerogeneradores se han considerado dos hipótesis para el modelo de viento: *i*) par constante, de modo que cualquier disminución en la velocidad de giro implica una reducción en la potencia capturada y *ii*) potencia constante, de modo que el coeficiente de potencia permanece constante para cualquier valor de velocidad de giro. Ello se consigue por la variación del paso de pala.

En la Tabla 2.9 se muestran los resultados obtenidos cuando se simula la pérdida del generador de mayor tamaño del sistema eléctrico irlandés en un escenario de punta de invierno. A la vista de los mismos se comprueba que, con independencia del

modelo de viento elegido, los GADA no varían la potencia generada mientras que los de velocidad fija sí que lo hacen, pero menos de un 1,5%.

En (Ekanayake y Jenkins, 2004) también se compara el comportamiento de un aerogenerador de velocidad fija con el de un GADA ante una reducción de frecuencia. Tras comprobar que este último no ofrece respuesta se plantea un control suplementario para que sí pueda ofrecerla.

Tabla 2.9. Respuestas inerciales de generador síncrono convencional y de aerogeneradores de velocidad fija y con GADA obtenidas en (Lalor *et al.*, 2005a).

Tipo de generador	Máximo cambio de potencia (%)	Instante máxima potencia (s)
Síncrono convencional	4,03	0,80
Aerogenerador velocidad fija, par constante	1,20	2,20
Aerogenerador velocidad fija, potencia constante	1,35	2,50
GADA, par constante	0,01	2,20
GADA, potencia constante	0,01	2,50

Por otro lado, (Mullane y O'Malley, 2005) indican que la respuesta inercial de los GADA depende del valor del ancho de banda de los reguladores de corriente. Mediante simulación demuestran que un GADA convencional con un controlador de corriente lento —bajo ancho de banda— sí que tiene respuesta inercial. Sin embargo, como no es esperable que un aerogenerador comercial tenga estas pobres características será necesario el empleo de lazos de control adicionales si se desea lograr que los GADA efectivamente ofrezcan una respuesta inercial.

Los controles adicionales propuestos por los anteriores autores y también por otros, pretenden modificar la potencia activa generada en respuesta a variaciones de la frecuencia. El objetivo buscado en todos los casos es conseguir un comportamiento equivalente al de los generadores síncronos convencionales:

- i)* **Emulación de la inercia.** Proporcional a la variación de la frecuencia de la red df/dt .
- ii)* **Regulación primaria.** Proporcional al error de la frecuencia respecto a su valor nominal Δf .

La implementación se lleva a cabo mediante controladores adicionales que proporcionan acciones de control complementarias a las de los sistemas de control convencionales de potencia capturada y velocidad.

Referencia adicional de ángulo de paso de pala

Permite modificar la potencia activa generada variando la potencia capturada por la turbina eólica. Se utiliza en aerogeneradores de velocidad tanto fija como variable, siendo la única posibilidad que tienen los primeros para contribuir al control de frecuencia. Debido al tiempo de actuación del accionamiento de la pala no se puede emplear para emular inercia por lo que se ha propuesto únicamente para que proporcione regulación primaria mediante un control adicional como el mostrado en la Figura 2.15, con un estatismo análogo al de los reguladores de velocidad de los generadores síncronos.

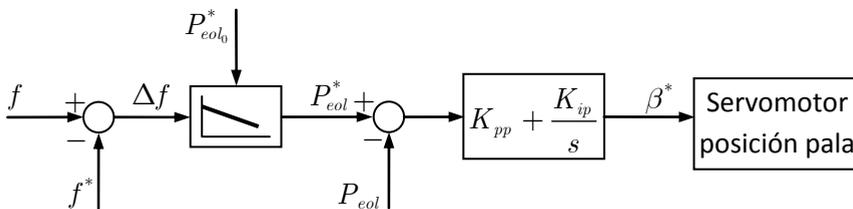


Figura 2.15. Control adicional del paso de pala para proveer regulación primaria.

Si un aerogenerador tiene programada la actuación del paso de pala cuando se supera la potencia nominal, la introducción del controlador con estatismo es directa ya que basta sustituir la referencia de potencia nominal por la salida del regulador con estatismo, tal y como muestra la Figura 2.15. Esta solución se propone en (Holdsworth *et al.*, 2004) y en (Boëda *et al.*, 2007).

Si para la frecuencia de referencia f^* se fija una potencia de referencia $P_{eol_0}^*$ igual a la nominal —funcionamiento normal— el aerogenerador generará la máxima potencia posible, por lo que solo podrá, dentro de unos límites, proveer regulación a bajar. Si se desea que también pueda proveer regulación a subir se deberá fijar una potencia de referencia menor, que hará que el aerogenerador funcione con un paso de pala diferente del óptimo y, por tanto, genere una potencia inferior a la máxima posible —funcionamiento descargado—, incurriendo en un vertido de energía.

Por otro lado, si un aerogenerador tiene programada la actuación del paso de pala cuando se supera la velocidad máxima, la introducción del controlador con estatismo ya no es directa. Por eso, en (Ramtharan *et al.*, 2007) se propone introducir un controlador con estatismo cuya salida en vez de ser potencia es un ángulo de paso de pala, que se suma al que se obtiene del controlador convencional. Para poder tener

regulación a subir se propone una recta de estatismo tal que, a frecuencia de referencia, el ángulo sea diferente al óptimo, concretamente de 4° .

Utilizar solo la variación del paso de pala es suficiente para cumplir con la mayoría de normativas comentadas en el apartado anterior, como por ejemplo la de Dinamarca. Precisamente este país, al ser uno de los pioneros en energía eólica, tiene un gran porcentaje de aerogeneradores de velocidad fija.³ En (Hansen *et al.*, 2006) se muestra como en este tipo de generadores puede cumplir dicha normativa empleando solo la variación del paso de pala.

Referencia adicional de par electromagnético

Permite modificar la potencia activa generada mediante la actuación directa sobre la referencia del par electromagnético que es introducida en el control del convertidor electrónico. Por tanto, solo es posible implementarlo en aerogeneradores de velocidad variable. Debido al pequeño valor de las constantes de tiempo del generador eléctrico y de los convertidores electrónicos se puede conseguir una rápida variación de la potencia activa generada, lo que permite proveer regulación primaria pero también emular la inercia de los generadores síncronos. Basta con añadir los lazos de control adicionales mostrados en el esquema de la Figura 2.16.

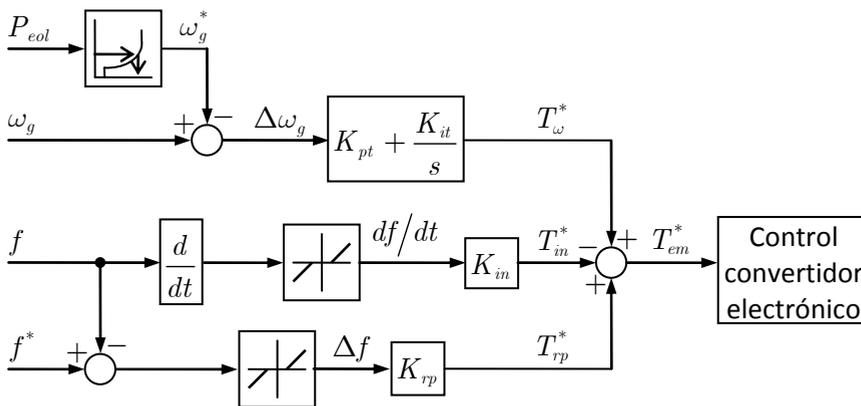


Figura 2.16. Controles adicionales de par electromagnético para emular inercia y proveer regulación primaria (Morren *et al.*, 2006a).

³ Por ejemplo, el parque eólico de Nysted de 165,6 MW está formado por 72 aerogeneradores de velocidad fija de 2,3 MW con control de potencia por entrada en pérdida activa.

Emulación de inercia

Una masa con constante de inercia H girando a una velocidad ω está sometida al par inercial definido por su ecuación dinámica, en p.u.:

$$T_{in} = 2H \frac{d\omega}{dt} \quad (2.7)$$

En el caso particular de que la masa sea el rotor de un generador síncrono $\omega = f$, por lo que la anterior ecuación se puede reescribir como:

$$T_{in} = 2H \frac{df}{dt} \quad (2.8)$$

Así pues, si se pretende que un aerogenerador de velocidad variable emule la inercia de un generador síncrono, la referencia de par electromagnético debe tener una componente proporcional a la derivada de la frecuencia. La constante de proporcionalidad de la Figura 2.16 debe ser dos veces la constante de inercia que se quiera emular, $K_{in} = 2H$. Este control se propone en (Ekanayake *et al.*, 2003) y también en (Ekanayake y Jenkins, 2004), (Lalor *et al.*, 2005a) y (Morren *et al.*, 2006b) pero empleando un filtro paso bajo en la derivada para evitar problemas de ruido, que originarían importantes oscilaciones en la referencia de par electromagnético y con ello excesivas solicitaciones mecánicas en la reductora. Sin embargo, el retraso introducido por el filtro empeora la dinámica de la respuesta ofrecida, haciendo que el par adicional crezca más lentamente y llegue hasta un menor valor.

Finalmente, en (Anaya-Lara *et al.*, 2006) y (Mauricio *et al.*, 2009) se propone además un filtro paso alto que elimina la componente estacionaria —*washout filter*— para evitar que el aerogenerador actúe ante errores permanentes de frecuencia.

Regulación primaria

Al igual que con la referencia adicional de ángulo de paso de pala, se ha propuesto introducir un controlador con estatismo similar al regulador de velocidad de los generadores síncronos de modo que varíe la referencia que se introduce en el convertidor electrónico. En (Morren *et al.*, 2006b) se introduce en el control de par electromagnético tal y como se muestra en la Figura 2.16, con un valor de K_{rp} igual a 50 kN·m/Hz.

Sin embargo, por analogía con los generadores convencionales, en la mayoría de trabajos se propone variar la referencia de potencia activa empleando para ello un controlador con similares características, es decir, con un estatismo R del mismo orden de magnitud. Si se desea que el aerogenerador ofrezca regulación en ambos sentidos, es decir, también a subir es necesario que durante su operación normal trabaje descargado. Para ello, se debe fijar una potencia de referencia menor que la disponible en el viento. Este desequilibrio hace que el aerogenerador se acelere provocando, en la mayoría de casos, que sea necesario que entre en funcionamiento el sistema de variación del paso de pala para controlar la velocidad de giro.

En (Ledesma, 2001) el sistema de paso de pala actúa para que, a cada velocidad de viento, la velocidad sea la misma que se tiene en funcionamiento normal mientras que en (de Almeida y Peças Lopes, 2007) es la velocidad que optimiza el coeficiente de potencia para el nuevo valor de ángulo de paso de pala.

Por otro lado, en (Ullah *et al.*, 2008) se propone que los aerogeneradores trabajen de modo normal —no descargados— y que cuando se produzca una variación de la frecuencia se incremente la potencia de referencia para que el aerogenerador genere potencia activa adicional durante un corto periodo de tiempo. Si el aerogenerador está generando menos que la potencia nominal, la variación de carga solo provocará su deceleración. En el momento que se llega a la velocidad mínima admisible cesa la acción de control. Por otro lado, si está generando su potencia nominal se considera que el tiempo durante el que se solicita la potencia activa extra no es suficiente para dañar ningún elemento —reductora, generador o convertidores—. De hecho, el objetivo buscado en este artículo es conseguir generar un 5% más durante 10 s para cumplir con la normativa de Hydro-Québec explicada en el apartado anterior.

En (Kristoffersen y Christiansen, 2003) se informa que se han implementado controladores de regulación primaria en cada uno de los 80 aerogeneradores de 2 MW del parque eólico marino de Horns Rev, Dinamarca. Desafortunadamente no se da detalle alguno sobre sus características. Además, mediante el control central del parque eólico es posible fijar el valor total de las potencias activa y reactiva generadas siguiendo las consignas externas recibidas. Si estas fueran enviadas por un AGC, el parque eólico podría contribuir a la regulación secundaria.

2.4.2. Exigencias en la normativa de diferentes países

En la mayoría de países —o regiones— los aerogeneradores no deben modificar su generación en respuesta a variaciones en el valor de la frecuencia. Siguen siendo los generadores síncronos los únicos que responden y, por tanto, controlan la frecuencia de los sistemas eléctricos. Sin embargo, existen regiones que presentan ciertas particularidades: elevada penetración eólica, reducida capacidad de interconexión con otros sistemas,... que han hecho necesario que sus OS hayan modificado las normativas de operación de modo que los aerogeneradores tengan que ofrecer cierta respuesta ante variaciones de frecuencia. En algunos casos se trata de exigencias específicas para los aerogeneradores —Dinamarca, Irlanda y Canadá— en otros, comunes a toda la generación de origen renovable —Alemania— y en otros, mínimas comunes para todos los generadores —Reino Unido—.

Para poder ofrecer este tipo de respuesta ha sido necesario que también se cambie el tarado de las protecciones de máxima y mínima frecuencia de los aerogeneradores. En la mayoría de casos los nuevos límites son los mismos que para los generadores convencionales. A continuación se describen las exigencias particulares de cada uno de los países citados anteriormente.

Dinamarca

Es el país de mundo con mayor penetración eólica, con una cobertura de la demanda anual que en los últimos años ha superado el 20%. Por eso, fue uno de los precursores en solicitar acciones de control a los parques eólicos, que en muchos casos son similares a las de los generadores convencionales. Eltra y Elkraft System⁴ exigen que todos los parques eólicos conectados a redes de más de 110 kV puedan controlar la potencia activa generada en un rango del 20 al 100% (Eltra y Elkraft, 2004).

Esto permite realizar varios controles: de limitación de la potencia máxima, de banda de regulación —*delta production constraint*— y también de control de frecuencia. Para ello, cada aerogenerador debe estar equipado con un control automático de frecuencia que le permita ofrecer una respuesta como la indicada en la Figura 2.17. El control es distinto en función de si el aerogenerador está generando

⁴ Integradas en Energinet.dk desde 2005.

su máxima potencia posible —línea continua— o menos por estar obedeciendo una consigna previa —línea a puntos—. Si no es posible que el aerogenerador funcione a menos del 20%, se deberá desconectar.

La banda muerta tendrá por defecto un valor de ± 150 mHz, aunque deberá poderse programar entre 0 y ± 500 mHz.

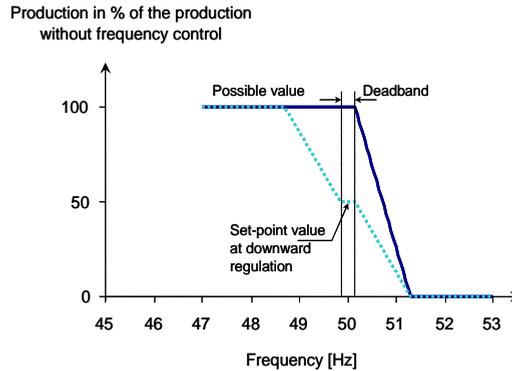


Figura 2.17. Regulación de frecuencia con y sin limitación previa de los aerogeneradores conectados a las redes de Eltra y Elkraft System (Eltra y Elkraft, 2004).

La importancia que tiene la energía eólica en Dinamarca ha hecho que parte de los aspectos de su normativa hayan sido adoptados en la normativa común para todo Nordel, que es la agrupación de los sistemas eléctricos de los cuatro países nórdicos (Nordel, 2007).

Canadá

Hydro-Québec exige que los parques eólicos de más de 10 MW conectados a su red estén provistos de un sistema de control de frecuencia que ayude a reducir variaciones de frecuencia grandes —más de 0,5 Hz— y de corta duración —menos de 10 s— (Hydro-Québec, 2005). El apoyo deberá ser igual que el que ofrecería un generador convencional con una constante de inercia de 3,5 s.

La normativa considera que la obligación se cumple si, ante una variación de frecuencia grande y de corta duración, el sistema de control varía la potencia activa rápida y dinámicamente un 5% durante 10 s. Los aerogeneradores conectados tanto a la red de transporte como a las redes de distribución no deben desconectarse para los valores de frecuencia y tiempo indicados en la Tabla 2.10.

Tabla 2.10. Rangos de frecuencia y tiempo de no desconexión para los aerogeneradores de Hydro-Québec.

Frecuencia (Hz)		Tiempo mínimo
mayor que nominal	menor que nominal	
$60,0 \leq f \leq 60,6$	$59,4 \leq f \leq 60,0$	Ilimitado
$60,6 < f \leq 61,5$	$58,5 \leq f < 59,4$	11 min
$61,5 < f < 61,7$	$57,5 \leq f < 58,5$	1,5 min
	$57,0 \leq f < 57,5$	10 s
	$56,5 \leq f < 57,0$	2 s
	$55,5 \leq f < 56,5$	0,35 s
$f \geq 61,7$	$f < 55,5$	Instantáneo

Irlanda

Se trata de un sistema insular relativamente pequeño y débilmente conectado con Reino Unido por lo que el aumento de la generación eólica que ha venido teniendo recientemente puede poner en riesgo la seguridad de su sistema eléctrico. Por eso, EirGrid exige que todos aquellos parques eólicos considerados controlables de más de 5 MW tengan un sistema de respuesta a la frecuencia (EirGrid, 2009).

Se considera controlable todo parque eólico formado por al menos un aerogenerador que puede variar de modo automático su potencia activa generada tras recibir una señal enviada por el OS. Este tipo de parques deberán ofrecer una respuesta como la mostrada en la curva de la Figura 2.18. Los valores de los puntos que la definen se dan en la Tabla 2.11.

En condiciones normales, el parque eólico debe generar la potencia activa correspondiente a los puntos B y C. Los valores de frecuencia de estos puntos marcan los límites de la banda muerta, que será asimétrica, con un valor mínimo de -500 mHz y máximo de 1 Hz. Si la frecuencia baja por debajo del punto B, el parque debe aumentar su potencia activa generada de acuerdo con la recta B–A. A medida que el valor de la frecuencia se vaya recuperando, el parque deberá reducir su producción de acuerdo con esta misma recta.

El OS está obligado a proporcionar dos curvas distintas—con valores diferentes de cada punto— a cada parque eólico de modo que en cada momento la respuesta se ajuste a una de ellas. El OS puede ordenar tanto el cambio de una curva a otra —el parque eólico tiene 1 min para llevarlo a cabo— como el de los valores de las mismas —el parque tiene 2 semanas para reconfigurar su sistema de control—.

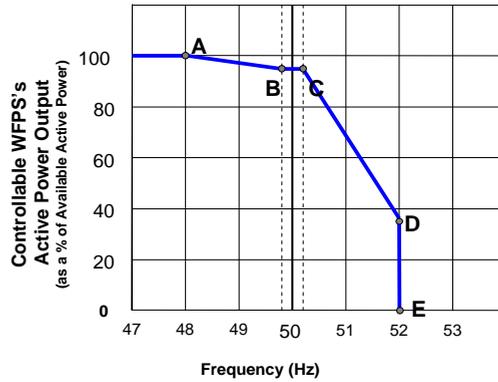


Figura 2.18. Curva de respuesta a la frecuencia de los parques eólicos controlables conectados a la red de EirGrid (EirGrid, 2009).

Tabla 2.11. Valores de los puntos de la curva de respuesta a la frecuencia de EirGrid.

Frecuencia (Hz)	Potencia activa disponible (%)	
	$P > 10$ MW	5 MW $< P \leq 10$ MW
f_A 47,0–51,0	P_A 50–100	100
f_B 49,5–51,0	P_B 50–100	100
f_C 49,5–51,0	P_C 20–100	20–100
f_D 50,5–52,0	P_D 0	0
f_E		

$$f_A \leq f_B \leq f_C \leq f_D = f_E$$

Todos los generadores conectados a la red de transporte deben operar de modo continuo a su potencia nominal en el rango de 49,5 a 50,5 Hz. Deben poder mantenerse funcionando a potencia mínima con frecuencias entre 49,8 a 51,0 Hz. Asimismo, deben permanecer conectados a la red durante 60 min en el rango de 47,5 a 52,0 Hz y durante 20 s para frecuencias inferiores a 47,5 Hz. También deben permanecer conectados ante derivadas de frecuencia de hasta 0,5 Hz/s.

Reino Unido

En los dos últimos años ha experimentado importantes incrementos en la potencia eólica instalada, especialmente en la marina, donde es el líder mundial. Esto ha hecho que las últimas versiones de la normativa de conexión de National Grid incluyan exigencias específicas para este tipo de parques, sobre todo en lo relativo a las redes de transporte marinas. Sin embargo, en la mayoría de aspectos sigue teniendo

las mismas exigencias para los parques eólicos. Aquellos que tengan una potencia igual o superior a 50 MW deben ofrecer respuesta a las variaciones de frecuencia al igual que el resto de generadores, debiendo operar en uno de los dos modos de control de frecuencia posibles (NGET, 2010):

Modo Sensible a la Frecuencia Limitado. Todos aquellos generadores que produzcan energía activa y que tengan la obligación de ofrecer respuesta a las variaciones de frecuencia deben tener la capacidad de poder operar en todo momento en este modo. La única exigencia es ofrecer una respuesta limitada a la sobrefrecuencia que consiste en no variar la potencia activa generada para frecuencias menores de 50,4 Hz y reducirla como mínimo un 2% por cada 0,1 Hz de desviación por encima de dicho valor, lo que corresponde a un estatismo del 10%. También se acepta programar valores menores, en el rango 3–5%, para dar una mayor respuesta (Horne, 2008). National Grid no considera esta reducción de potencia como un servicio complementario. A los parques eólicos en operación antes del 1 de enero de 2006 se les permite operar solo en este modo.

Modo Sensible a la Frecuencia. National Grid puede seleccionar a determinados generadores para que ofrezcan cualquiera de las siguientes respuestas: primaria, secundaria y a la sobrefrecuencia, en función del contrato de servicios complementarios que tengan acordado. A partir de entonces deben dejar de operar en el modo explicado en el párrafo anterior. Una vez calculadas las necesidades de regulación, se realiza la asignación a los diferentes generadores por mecanismos de mercado (Horne, 2008). El regulador de los generadores operando en este modo deberá tener un estatismo en el rango 3–5% para todas las frecuencias diferentes a 50 Hz, aceptándose una banda muerta de ± 15 mHz. La capacidad de respuesta que ofrece un generador se estima inyectando una rampa de 0,5 Hz desde 0 hasta 10 s al sistema de control de frecuencia. La Figura 2.19 muestra como para respuesta primaria es el mínimo aumento de potencia activa que se da entre 10 y 30 s después de iniciarse la rampa, para respuesta secundaria es el mínimo aumento de potencia activa que se da entre 30 s y 30 min después de iniciarse la rampa y para la respuesta a la sobrefrecuencia es la disminución de potencia activa que se da 10 s después del inicio de la rampa y que puede ser mantenido en el tiempo. Para un error de frecuencia igual o mayor de 0,5 Hz, las respuestas no deben ser inferiores a los límites fijados por la Figura 2.20. Como se puede obser-

var, las exigencias son diferentes en función del porcentaje de carga con el que esté funcionando el generador pero nunca superiores al 10% de la potencia nominal del generador. Para errores menores, los límites serán menores en la misma proporción que lo es el error.

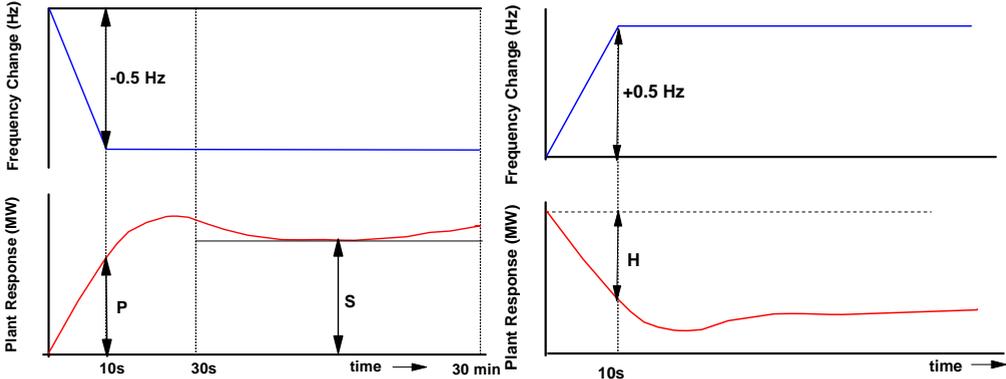


Figura 2.19. Capacidades de respuesta primaria (P), secundaria (S) y a la sobrefrecuencia (H) consideradas por National Grid para los generadores conectados a su red (NGET, 2010).

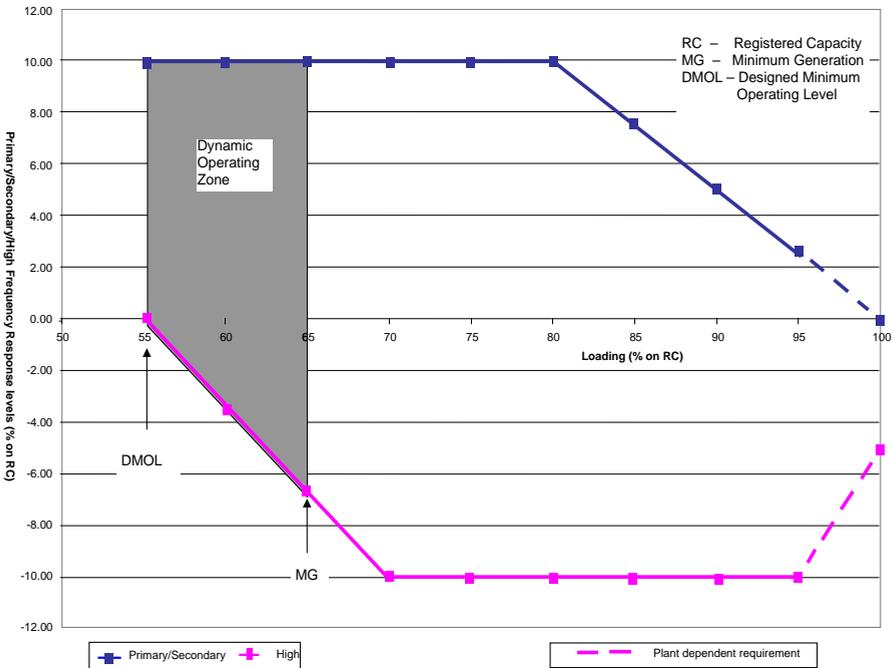


Figura 2.20. Respuestas mínimas ante un error de frecuencias de 0,5 Hz (NGET, 2010).

El motivo de utilizar 0,5 Hz como valor de referencia es porque (NGET, 2010) establece que la frecuencia deber ser controlada entre los límites de 49,5 y 50,5 Hz salvo circunstancias excepcionales. Si se dan dichas circunstancias la frecuencia puede subir hasta 52 Hz o bajar hasta 47 Hz. Entre 47,5 y 52 Hz todos los generadores deben operar de modo continuo mientras que si baja de 47,5 Hz se deben seguir operando durante 20 s como mínimo.

Alemania

Actualmente es el país europeo con mayor potencia eólica instalada y tercero del mundo. transpower,⁵ uno de sus cuatro operadores del sistema exige a todos los generadores acogidos a la ley alemana de energías renovables, *Renewable Energy Act* de 2004, cierto control en la potencia activa generada (transpower, 2009).

Así, exige que este tipo de generadores puedan variar su potencia activa generada desde cualquier situación y punto de funcionamiento hasta un nuevo valor que no supere la referencia enviada por transpower. La reducción debe ser como mínimo del 10% de la potencia nominal por minuto sin que ello provoque la desconexión del generador. Además, tal y como muestra la curva de la Figura 2.21, cuando la frecuencia sea superior a 50,2 Hz, se debe reducir la potencia activa con un gradiente del 40% de la potencia disponible por hercio, lo que corresponde a un estatismo del 20%. La potencia activa podrá volver a incrementarse cuando la frecuencia recupere el valor de 50,05 Hz. Los reguladores deben implementarse de modo individualizado en cada aerogenerador y tener una insensibilidad menor de ± 10 mHz.

Pese a las anteriores exigencias, se indica específicamente que hasta que se no se notifique otra cosa, los generadores renovables están exentos de proveer regulación primaria. Sin embargo, deben permanecer conectados para valores de frecuencia comprendidos entre 47,5 y 51,5 Hz, al igual que los convencionales. Fuera de este rango se permite la desconexión sin ningún retardo.

En abril de 2010, transpower publicó una normativa específica para parques eólicos marinos (transpower, 2010), que es complementaria a la de carácter general comentada anteriormente. Principalmente, fija unos retardos para la desconexión de los aerogeneradores tras una variación de frecuencia. Para el límite general de todos

⁵ Antigua E.ON Netz. Adquirida en 2009 por el operador del sistema holandés TenneT.

los generadores indicado anteriormente, de 47,5 y 51,5 Hz, se fija un retardo de 10 s. Además, se fijan unos límites más exigentes de 46,5 y 53,5 Hz que al superarse deben provocar la desconexión con un retardo de 300 ms. Ampliar los límites de desconexión permite un mayor aporte por parte de los aerogeneradores en el caso de que aumente la frecuencia ya que la reducción del 40% de la potencia disponible por hercio puede llegar hasta 52,7 Hz, como indica la Figura 2.21.

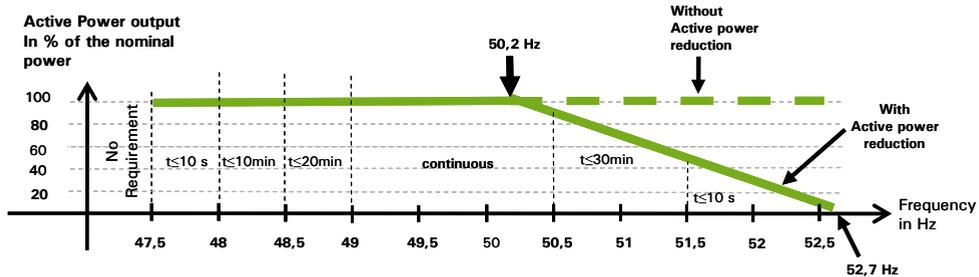


Figura 2.21. Requisito básico de la potencia activa generada por un parque eólico marino conectado a la red de transpower en función de la frecuencia (transpower, 2010). Nota: los tiempos dados para subfrecuencia son erróneos atendiendo al articulado de la norma. Por ejemplo, la desconexión con un retardo de 10 s es para frecuencias inferiores a 47,5 Hz y no para valores entre 48 y 47,5 Hz.

España

A diferencia de los anteriores países, no se exige a los aerogeneradores ningún control de la potencia activa generada para ayudar al control de la frecuencia. No es necesario que tengan implementados sistemas de regulación primaria ni tampoco pueden participar en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo.

El RD 661/2007, a diferencia del RD 436/2004 (BOE, 2004), establece en su artículo 33 que todas las instalaciones de régimen especial salvo las no gestionables podrán participar en los mercados asociados a los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo si como mínimo se ofertan 10 MW.

Sin embargo, en 2006 se aprobó el P.O. 3.7 —modificado en 2009 (REE, 2009c)— sobre la programación de la generación renovable no gestionable en el que se establece que el OS puede dar instrucciones a este tipo de generación para que modifique su producción. Con el objetivo de evitar vertidos de energía primaria, esto solo se producirá cuando no haya más remedio. Así, se puede ordenar la reducción de la producción por diversos problemas detectados por el OS:

- Congestión en la evacuación

- Estabilidad
- Potencia de cortocircuito
- Viabilidad de los balances de potencia
- Excedentes de generación no integrables en el sistema

Los motivos principales para reducir la producción eólica suelen ser garantizar la seguridad del sistema ante huecos de tensión y el exceso de generación eólica durante las horas valle. Entre el 1 de enero y el 1 de noviembre de 2010 se dieron 28 días en los que fue necesario reducir la producción eólica. La suma de los vertidos que se tuvieron esos días ascendieron aproximadamente a 290 GWh (Díaz-Guerra, 2010). Para todo el año 2010 se ha estimado una pérdida cercana al 0,6% del producible anual (REE, 2010b).

Por otro lado, el anexo XI del RD 661/2007 ha introducido cambios en la regulación de los relés de máxima y mínima frecuencia de los generadores de régimen especial, lo que podría ser debido al incidente alemán del 4 de noviembre de 2006.

Las protecciones de mínima frecuencia deben estar coordinadas con el sistema de deslastre de cargas por frecuencia del sistema eléctrico peninsular español, expuesto en el apartado 2.2.2, por lo que los generadores solo se podrán desacoplar de la red si la frecuencia cae por debajo de 48 Hz, con una temporización de 3 s como mínimo. Esta protección de mínima frecuencia es exactamente igual que la que se exige en el P.O. 1.6 al resto de generadores.

Las protecciones de máxima frecuencia solo podrán provocar el desacoplamiento de los generadores si la frecuencia se eleva por encima de 51 Hz con la temporización que se establezca en los procedimientos de operación. La versión de 2009 del P.O. 1.6 exige a las instalaciones de régimen especial no gestionable una desconexión diferente en función de la potencia instalada. Si es menor de 10 MW, deben desconectarse con 51 Hz y una temporización de 200 ms. Su reconexión solo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual que 50 Hz. Si es igual o mayor que 10 MW deben desconectarse de acuerdo con los siguientes escalones y sin ningún tipo de temporización:

- 50,5 Hz: 5% de las instalaciones de generación no gestionable.
- 50,6 Hz: 10% de las instalaciones de generación no gestionable.

- 50,7 Hz: 15% de las instalaciones de generación no gestionable.
- 50,8 Hz: 20% de las instalaciones de generación no gestionable.
- 50,9 Hz: 25% de las instalaciones de generación no gestionable.
- 51,0 Hz: 25% restante de las instalaciones de generación no gestionable.

El OS determinará las instalaciones que deben desconectarse en cada escalón. En ningún caso deben reconectarse de forma automática sino que lo harán siguiendo las instrucciones recibidas del OS a través de sus Centros de Control.

La anterior normativa en vigor, una Orden de 1985 (BOE, 1985), obligaba a instalar unos relés de máxima y mínima frecuencia con una regulación de 49 a 51 Hz que solo podían disparar transcurridos 5 períodos.

Los generadores de régimen especial gestionable se deben desconectar cuando la frecuencia supera el valor de 51 Hz independientemente de la potencia. Los de régimen ordinario no pueden desconectarse mientras la frecuencia no supere los 51,5 Hz.

Si se pretende llegar al objetivo de 35 000 MW de eólica en tierra y 3 000 MW de eólica marina en 2020, es necesario el desarrollo de nuevas normativas que incluyan requisitos más exigentes para las instalaciones eólicas.

Por eso, en octubre de 2008, el OS preparó un borrador (REE, 2008) con posibles cambios en el P.O. 12.2, que incluía un nuevo apartado específico de requisitos técnicos para las instalaciones eólicas, fotovoltaicas y en general todas aquellas instalaciones de producción cuya tecnología no emplee un generador síncrono conectado directamente a la red. En noviembre de 2009 se preparó una nueva versión del borrador (REE, 2009a), la última de la que se tiene constancia. Además de requisitos relativos al control de tensión y a la aportación de secuencia inversa, incluye varios relacionados con las variaciones de frecuencia.

Por un lado, establece rangos de tensión y frecuencia en los que las instalaciones eólicas deberán permanecer acopladas durante, al menos, los tiempos indicados en la Figura 2.22, y que serían los mismos que para la generación síncrona. Esto supondría no poder desconectarse antes de 3 s cuando la frecuencia fuera inferior a 48 Hz y permitir la desconexión instantánea solo cuando la frecuencia fuera inferior a 47,5 Hz o superior a 51,5 Hz. Asimismo, deberán poder soportar derivadas de la frecuencia de al menos ± 2 Hz/s.

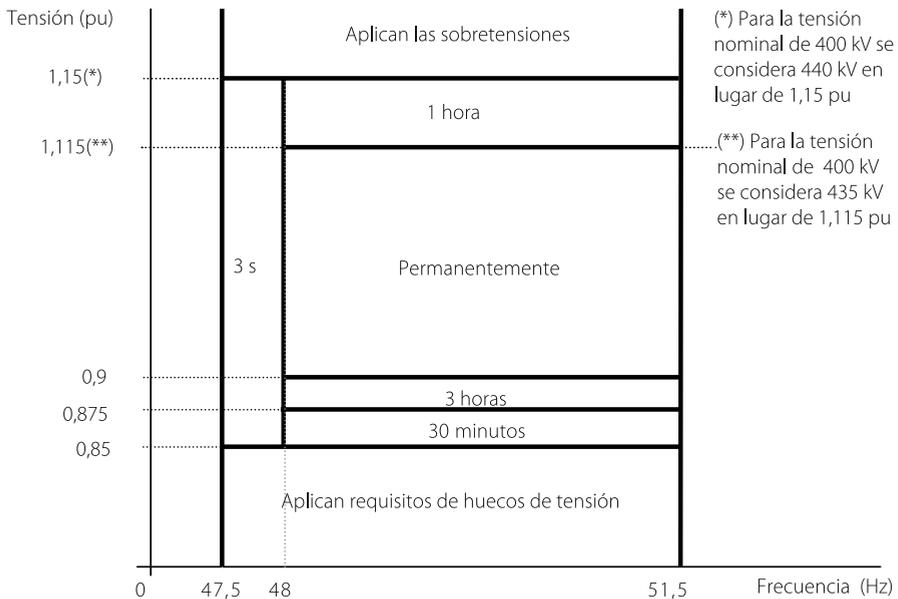


Figura 2.22. Tiempos mínimos que una instalación eólica debería ser capaz de soportar sin desconectar de la red en función de la tensión y de la frecuencia según la nueva versión propuesta de P.O. 12.2 (REE, 2009a).

Por otro lado, establece requisitos en el control de la potencia activa generada. A requerimiento del OS, las instalaciones eólicas deberán permitir establecer la potencia base de funcionamiento en todo el rango de potencias en el que puedan operar, hasta la máxima posible de acuerdo a la energía primaria disponible. También deberán tener la capacidad de aplicar limitaciones al valor de las rampas de subida o bajada —no relacionada con la disminución de la fuente de energía primaria— de la producción que establezca el OS y la capacidad de enviar al OS el valor de la diferencia entre la potencia activa producible conforme a la energía primaria disponible y la potencia activa producida conforme a la consigna recibida del OS.

Si una instalación eólica optara por proveer directamente el servicio complementario de regulación primaria al que está obligada por el P.O. 7.1, debería de disponer de las capacidades técnicas que se detallan a continuación y que, entre otras cosas, buscan maximizar su producción ya que el control propuesto deberá ser capaz de activarse y desactivarse en tiempo real según lo solicite el OS en función de si es necesario que la generación eólica participe en la regulación de frecuencia-potencia.

La instalación eólica deberá ser capaz de aumentar su potencia activa en función del valor que tome la frecuencia de acuerdo a la Figura 2.23, en donde:

- ✓ La pendiente K deberá ser ajustable al menos entre 15 y 50, que corresponde a un estatismo entre el 2 y el 6,6%, y donde M_{base} es la potencia aparente nominal de la instalación y f_{base} la frecuencia nominal del sistema eléctrico.
- ✓ La banda muerta deberá poder ajustarse entre ± 10 mHz y ± 200 mHz.

El incremento de potencia ΔP requerido por este control deberá poder ser mantenido durante al menos 15 min —siempre que lo permita la fuente de energía primaria—. La velocidad de respuesta será ajustable hasta un valor máximo del 10% de la potencia aparente nominal por segundo. El OS podría aceptar y acordar velocidades máximas de respuesta inferiores a la exigida en función de las posibilidades que, en su caso, tenga la instalación para emular inercia, según se comenta más adelante.

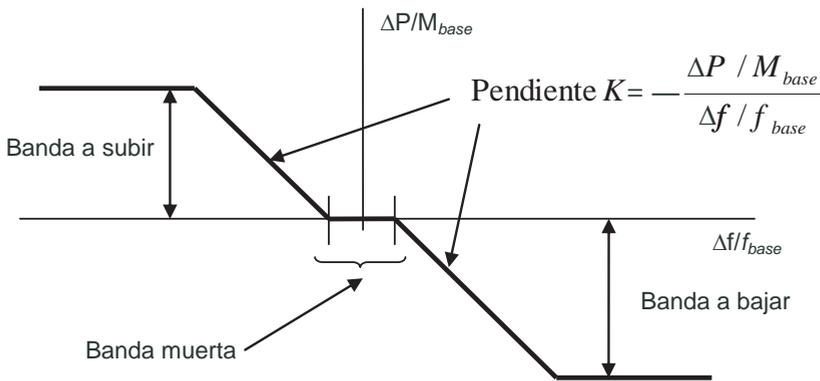


Figura 2.23. Incremento unitario de la potencia activa en función del desvío unitario de la frecuencia (REE, 2009a).

El control estará capacitado para deshabilitarse transitoriamente si la tensión cae por debajo de 0,85 p.u. o si, en tiempo real, lo ordena el OS. Además, permitirá implementar consignas de potencia en reserva a subir y a bajar, que podrán ser diferentes —por ejemplo, banda de consigna a subir nula y de un cierto valor a bajar—, debiendo retornar al OS las medidas de reservas reales disponibles en cada momento. Para lograr banda de regulación a subir será necesario que la instalación modifique su punto de funcionamiento en función de la energía primaria disponible. No obstante, la instalación estará exenta de provisionar banda a subir cuando su producción sea inferior al 20% de su potencia nominal y de provisionar la parte de banda cuya aplicación disminuya la potencia por debajo del 20% de su potencia nominal.

El OS comunicará, en función de la evolución de las necesidades del sistema eléctrico, los valores de funcionamiento de los parámetros ajustables anteriormente descritos.

Adicionalmente, las instalaciones eólicas podrán tener la capacidad de emular inercia, ya que, según la propuesta de P.O. 12.2, la aportación inercial es necesaria para el sistema en la medida que la generación síncrona es desplazada por las nuevas tecnologías basadas en la electrónica de potencia. Las condiciones para proveer esta capacidad se establecerán mediante acuerdo con el operador del sistema y con la aceptación del Ministerio de Industria.

Según el borrador, estaba previsto que el nuevo P.O. 12.2 entrara en vigor el 1 de enero de 2012. Sin embargo, parece difícil que lo haga antes del 1 de enero de 2013 debido a los retrasos que han aparecido a la hora de certificar las diferentes soluciones que deben incorporar tanto aerogeneradores como parques eólicos (AEE, 2010).

3. Modelo del aerogenerador

Una parte importante de la presente tesis doctoral está dedicada al análisis mediante simulación del comportamiento de los aerogeneradores ante variaciones de frecuencia. Para llevarlo a cabo se ha empleado un modelo electromecánico del sistema eléctrico que está formado por la agregación de diferentes elementos. El principal, por su nivel de detalle, es el aerogenerador, cuyo modelo se desarrolla y muestra en el presente capítulo. Para el resto de elementos se hace en el capítulo 4.

Todos los modelos se han desarrollado y simulado empleando la versión 7.3 de Simulink, que pertenece al conjunto de aplicaciones de Matlab R2009a. Son específicos para realizar estudios de frecuencia-potencia por lo que las principales variables de interés son la potencia activa aportada por cada elemento y la frecuencia del sistema. Por eso, las entradas y salidas del modelo del aerogenerador son las mostradas en la Figura 3.1. Se tiene una salida:

- potencia activa generada P_{eob} en p.u.;

que se calcula a partir de las dos variables de entrada:

- velocidad de viento v , en m/s;
- frecuencia f , en p.u. Únicamente se emplea en los controles adicionales propuestos en el capítulo 5 para ofrecer respuesta a las variaciones de frecuencia.

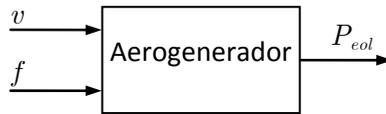


Figura 3.1. Entradas y salida del modelo de aerogenerador desarrollado.

Se ha optado por modelar un GADA ya que actualmente es la tecnología predominante. No obstante, la mayoría de los subsistemas que lo forman, mostrados en la Figura 3.2: turbina eólica, sistema mecánico de transmisión y sistemas de control de velocidad y de potencia capturada, pueden ser empleados con otras tecnologías de aerogenerador realizando pocos o ningún cambio.

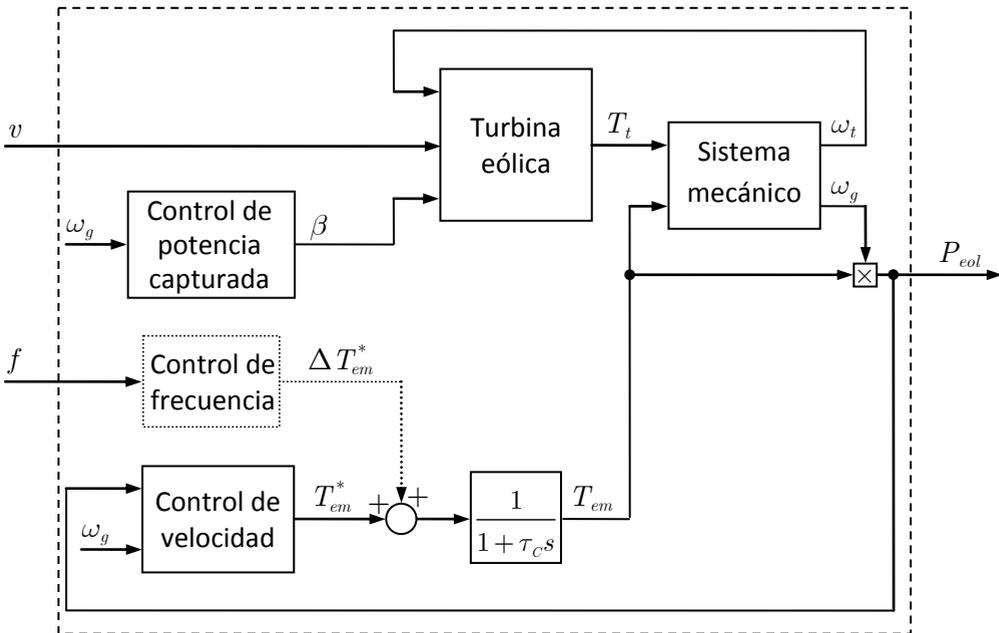


Figura 3.2. Subsistemas que forman el modelo del aerogenerador.

Como se puede comprobar, entre la referencia de par electromagnético proporcionada por el control de velocidad y su valor real se ha introducido un sistema de primer orden con una constante de tiempo τ_c y una ganancia unitaria que representa la dinámica de la máquina eléctrica y los convertidores electrónicos conectados en su rotor. En (Acciona, 2005) se establece que el par exigido se alcanza en el entrehierro sin grandes retrasos, por lo que se puede modelar como un sistema de primer orden

con una constante del tiempo de 25 ms. En el presente modelo se ha optado por un valor algo inferior, 20 ms, que es el que se tiene en (Ullah *et al.*, 2008), siguiendo lo indicado en (Miller *et al.*, 2003a). Según (Mullane y O'Malley, 2005), controles de corriente de convertidores electrónicos similares a los empleados en los aerogeneradores tienen una constante de tiempo del orden de 5 ms mientras que de acuerdo a (Rodríguez Amenedo *et al.*, 2003) las frecuencias de corte típicas de los bucles de control de par están entre 15 y 20 rad/s —constante de tiempo entre 66,7 y 50 ms—. Por último, en (Mauricio *et al.*, 2009) se emplea un valor de 200 ms para un sistema de primer orden no entre los pares electromagnéticos, sino entre las potencias activas de referencia y generada. Este valor, pese a ser mucho mayor que los dos anteriores, es mucho menor que el de las constantes de tiempo presentes en los transitorios de frecuencia-potencia. Esto pone de manifiesto que, independientemente del valor escogido, la generación eólica responde más rápido que la convencional a las variaciones de frecuencia.

No es necesario conocer con más detalle la máquina eléctrica y los convertidores electrónicos ya que no se requiere conocer ni las tensiones a las que están conectados ni las corrientes que circulan por ellos ni la potencia reactiva que intercambian por lo que no se han considerado. Si se deseara hacerlo se recomienda consultar (Mullane y O'Malley, 2005) ya que incluye el desarrollo completo del modelo partiendo de las ecuaciones en coordenadas dq de caída de tensión de estátor y rotor.

Puede dar la impresión de que, despreciando la máquina eléctrica y los convertidores, no es posible modelar un aerogenerador con GADA. Sin embargo, esto no es así ya que el modelo sigue teniendo características que solo son propias de este tipo de aerogenerador:

- i)* El sistema mecánico, que incluye una caja multiplicadora de varias etapas que es propia de los aerogeneradores con generador de inducción.
- ii)* El sistema de control de velocidad, que actúa sobre el par electromagnético.
- iii)* La velocidad de funcionamiento, que está comprendida en un rango relativamente reducido alrededor de la velocidad de sincronismo.

3.1. Datos de partida

Con la intención de modelar el aerogenerador lo más correctamente posible, se ha analizado toda la documentación —aparte de catálogos— que se tenía disponible de

modelos comerciales de GADA de diferentes fabricantes: Acciona, NEG Micon y General Electric. A continuación solo se presentan el tipo de información que se tiene de cada uno ellos. En el anexo A se muestran los valores concretos de aquellos parámetros que tienen interés en la presente tesis doctoral.

Acciona

Para el modelo AW-1500, de 1,5 MW, se dispone de información general del aerogenerador y de su control (Acciona, 2005) y detallada de las características eléctricas del generador (Acciona, 2006), incluido el circuito equivalente, que se ha obtenido de los ensayos de vacío, cortocircuito y funcionamiento como generador con el rotor cortocircuitado.

NEG Micon

Se conocen las principales características mecánicas tanto de la torre como del tren de transmisión del modelo NM 92/2750, de 2,75 MW (Li, comunicación personal, 2006). Las del tren de transmisión se dan para un equivalente de dos masas por lo que son de utilidad en el modelo desarrollado.

General Electric

Desde 2002 este fabricante viene publicando informes bastante detallados sobre el modelado de sus aerogeneradores con GADA de 1,5 y 3,6 MW. De hecho, el GADA de 1,5 MW incluido en varias demos de la versión 5.1 de SimPowerSystems —Simulink 7.3— está basado en la versión 3.0 del informe (Miller *et al.*, 2003a) y en el artículo (Miller *et al.*, 2003b) que se hizo sobre ella.

Buena parte del modelo desarrollado en la presente tesis doctoral está basada en la versión 4.5 (Clark *et al.*, 2010), que corrige algunos errores de versiones anteriores y que incluye nuevos aerogeneradores —GADA de 1,6 MW y síncrono de imanes permanentes con convertidor en el rotor de 2,5 MW— y también datos para los modelos de 50 Hz y de los nuevos sistemas de control de frecuencia, tanto para proveer regulación primaria como para emular inercia.

El hecho de que SimPowerSystems —SPS— base el modelo de GADA en los informes de General Electric ha supuesto un cambio muy importante respecto a las versiones anteriores, sobre todo en lo que se refiere al sistema mecánico y a los siste-

mas de control de las potencias activa y reactiva generadas. Sin embargo, el modelo de turbina eólica sigue siendo propio ya que, aparentemente no se basa en ninguna publicación. Pese a ello, se va a tener en cuenta a la hora de compararlo con otras opciones.

Vista la información de la que se dispone, se ha optado por modelar un aerogenerador de 1,5 MW, que además es una potencia bastante representativa de los aerogeneradores instalados actualmente.

3.2. Valores base para el cálculo de valores por unidad

Todas las variables y parámetros que se emplean en los diferentes modelos de la presente tesis doctoral están expresados en valores por unidad, p.u., salvo en algún caso particular, en el que la unidad empleada para una determinada variable o parámetro X se indicará con un superíndice entre corchetes $X^{[unidad]}$.

El motivo de esta elección es que facilita el trabajo en sistemas con diferentes tensiones o velocidades de giro, se tiene información directa e inmediata sobre el régimen de funcionamiento sin tener por qué conocer el rango real de funcionamiento y se minimiza el error que se puede cometer al seleccionar los valores de los parámetros, ya que apenas varían en función de la potencia.

Sin embargo, también se pueden cometer fácilmente errores en los cálculos si no se emplea un criterio claro y el rigor necesario. Por este motivo, en este apartado se fijan los valores base que se emplearán en todos los modelos.

Potencia base

Para cada generador será la potencia mecánica de la turbina que mueva su máquina eléctrica. Por tanto:

$$P_{base} = P_{mec} \quad (3.1)$$

Normalmente la potencia base suele ser la potencia aparente de la máquina eléctrica. Como en la presente tesis doctoral no se consideran ni potencias reactivas ni corrientes es más adecuado utilizar la potencia mecánica para conocer el régimen de funcionamiento de los generadores, tal y como se hace con los modelos de los generadores convencionales empleados en los estudios de potencia–frecuencia.

Velocidades de giro base

Para todos los generadores será la que corresponde a su velocidad de sincronismo:

$$\omega_{\text{base},g} = \frac{2\pi f_n}{p} \quad (3.2)$$

donde f_n es la frecuencia nominal de la red en Hz y p el número de pares de polos. Como los GADA están dotados de caja multiplicadora es necesario definir otro valor base para el eje de la turbina:

$$\omega_{\text{base},t} = \frac{2\pi f_n}{p \cdot n} \quad (3.3)$$

donde n es la relación de transmisión de la caja multiplicadora.

A diferencia de los generadores convencionales, el GADA no gira siempre a la velocidad de sincronismo sino que lo hace dentro de un rango, que normalmente está comprendido entre 0,8 y 1,2 p.u.

Par base

Únicamente para el aerogenerador es necesario definir los pares base para el eje del generador:

$$T_{\text{base},g} = \frac{P_{\text{base}}}{\omega_{\text{base},g}} \quad (3.4)$$

y de la turbina:

$$T_{\text{base},t} = \frac{P_{\text{base}}}{\omega_{\text{base},t}} \quad (3.5)$$

Son necesarios para calcular los valores en p.u. de los parámetros del modelo del sistema mecánico y para fijar el valor máximo que puede tomar la referencia de par electromagnético proporcionada por el sistema de control de velocidad y que de acuerdo a 3.4 será menor de 1 p.u. ya que la potencia activa nominal se da solo cuando se gira a la velocidad máxima, que es superior a la de sincronismo.

3.3. Turbina eólica

Transforma la energía cinética del viento en energía mecánica. Tal y como muestra la Figura 3.3, las entradas de este modelo son:

- ángulo de paso de pala β , en $^\circ$, proveniente del sistema de control de potencia capturada;
- velocidad de viento v , en m/s, que es entrada del modelo del aerogenerador;
- velocidad de giro de la turbina ω_t , proveniente del sistema de mecánico.

que permiten calcular como salida:

- par ejercido por la turbina T_t .

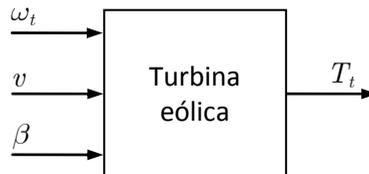


Figura 3.3. Entradas y salida del modelo de turbina eólica.

El cálculo del par de la turbina se puede realizar directamente a partir de la siguiente expresión:

$$T_t^{[\text{N}\cdot\text{m}]} = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 v^2 C_q(\lambda, \beta) \quad (3.6)$$

$$\lambda = \frac{\omega_t^{[\text{rad/s}]} R}{v} \quad (3.7)$$

donde

- ρ : es la densidad del aire en kg/m^3 , típicamente $1,225 \text{ kg}/\text{m}^3$;
- R : es el radio de la turbina eólica en m;
- C_q : es el denominado coeficiente de par;
- λ : es la denominada velocidad específica. Al ser un parámetro adimensional se debe calcular con ω_t en rad/s .

El coeficiente C_q apenas es utilizado y en su lugar se ha extendido el uso del denominado coeficiente de potencia C_p que permite calcular la potencia mecánica capturada por la turbina eólica según la siguiente expresión:

$$P_t^{[W]} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (3.8)$$

por lo que realmente el par de la turbina se calcula según:

$$T_t = \frac{P_t}{\omega_t} \quad (3.9)$$

Las anteriores expresiones se pueden modificar agrupando todas las constantes y pasándolas a valores por unidad, quedando:

$$P_t = \frac{\frac{1}{2} \rho \pi R^2}{P_{\text{base}}} v^3 C_p(\lambda, \beta)$$

$$P_t = K_p v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (3.10)$$

y

$$\lambda = \omega_{\text{base},t} R \frac{\omega_t}{v}$$

$$\lambda = K_\lambda \frac{\omega_t}{v} \quad (3.11)$$

Para el cálculo de las constantes K_p y K_λ es necesario conocer el radio y la velocidad base de la turbina. En la Tabla 3.1 se muestran los valores de diámetro y velocidad de rotación de los aerogeneradores de 1,5 MW de Acciona y General Electric que, como se puede observar, son muy parecidos.

Para el modelo desarrollado se ha tomado el radio de intermedio del aerogenerador de General Electric, $R = 38,5$ m, ya que en la actualidad es el más común para 1,5 MW y 50 Hz. A este tamaño de rotor elegido le corresponde una velocidad de giro base igual al valor intermedio de su rango de velocidades, $\omega_{\text{base},t} = 1,644$ rad/s. Por tanto, según las ecuaciones 3.10 y 3.11 sus constantes valdrán:

$$K_p = 1,901 \cdot 10^{-3} \text{ (m/s)}^{-3}$$

$$K_\lambda = 63,29 \text{ m/s}$$

Tabla 3.1. Diámetro y velocidad de giro de aerogeneradores de 1,5 MW.

	Acciona	General Electric
Diámetro (m)	70/77	70,5/77/82,5
Velocidad de giro (rad/s)	1,752	1,257-2,325/1,152-2,136/1,058-1,958

Estos valores son diferentes a los proporcionados en (Clark *et al.*, 2010) para el mismo modelo de aerogenerador, tal y como se puede comprobar en la Tabla 3.2, donde también se muestran los valores para los GADA de 1,6 y 3,6 MW, para el de imanes permanentes de 2,5 MW y los empleados en SPS 5.1.

Tabla 3.2. Constantes para el cálculo de la potencia capturada y de la velocidad específica del rotor eólico.

Constante	GE 1.5/1.6/2.5 MW	GE 3.6 MW	SPS 5.1
K_p (m/s) ⁻³	$1,59 \cdot 10^{-3}$	$1,45 \cdot 10^{-3}$	$1,127 \cdot 10^{-3}$
K_λ (m/s)	56,6	69,5	91,2

3.3.1. Expresiones del coeficiente de potencia

La parte fundamental del modelo de la turbina es la expresión del coeficiente de potencia. Esta tratará de aproximarse lo máximo posible a la curva real de un aerogenerador. En la inmensa mayoría de casos se opta por funciones analíticas no lineales de varios coeficientes y que presentan la siguiente forma:

$$C_p = c_0 \lambda + c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) e^{\frac{-c_7}{\lambda_i}} \quad (3.12)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + c_8 \beta} - \frac{c_9}{\beta^3 + 1}}$$

Esta expresión general es igual a la presentada en (Ackermann, 2005) excepto en el término con coeficiente c_0 , que solo aparece en los modelos de SPS. Además, en la ecuación de SPS 5.1 no se emplea β sino $\beta + 2,5$.

En función de los valores que adquieran los coeficientes, se tienen las diferentes expresiones que se pueden encontrar en la bibliografía. En la Tabla 3.3 se muestran valores dados a estos coeficientes. Los de las tres primeras columnas aparecen en (Ackermann, 2005) e incluyen los de (Heier, 2006), que son los más conocidos ya que, aparecen en gran cantidad de artículos científicos, y son los mismos que utilizan los

modelos mostrados en las tres columnas restantes, que solo difieren en los valores de c_1 y c_7 .

Por último, indicar que los coeficientes de (Slootweg *et al.*, 2001) no son de uso corriente pero se han considerado porque son los que se emplean en (de Almeida *et al.*, 2006) y (de Almeida y Peças Lopes, 2007), en los que se trata el control de frecuencia.

Tabla 3.3. Coeficientes propuestos por diferentes autores para la expresión de C_p .

Coeficiente	(Slootweg, 2003)		(Heier, 2006)	SPS	SPS 5.1	(Slootweg <i>et al.</i> , 2001)
	Velocidad fija	Velocidad variable				
c_0	0	0	0	0,0068	0,00588	0
c_1	0,44	0,73	0,5	0,5176	0,645	0,22
c_2	125	151	116	116	116	116
c_3	0	0,58	0,4	0,4	0,4	0,4
c_4	0	0,002	0	0	0	0
c_5	—	2,14	—	—	—	—
c_6	6,94	13,2	5	5	5	5
c_7	16,5	18,4	21	21	21	12,5
c_8	0	-0,02	0,08	0,08	0,08	0,08
c_9	-0,002	-0,003	0,035	0,035	0,035	0,035

Por otro lado, en (Clark *et al.*, 2010) se propone ajustar las curvas de los aerogeneradores de General Electric mediante una expresión polinómica de la siguiente forma:

$$C_p = \sum_{i=0}^4 \sum_{j=0}^4 \alpha_{i,j} \beta^i \lambda^j \tag{3.13}$$

Se precisa que el ajuste solo es válido para valores de λ comprendidos entre 3 y 15. Esta expresión es empleada en (Ullah *et al.*, 2008). Los coeficientes $\alpha_{i,j}$ se dan en el apartado A.3.

En la Figura 3.4 se representan los coeficientes de potencia en función de λ calculados de acuerdo a las diferentes expresiones mostradas anteriormente —salvo la de velocidad de fija de (Slootweg, 2003)— y para un ángulo de paso de pala $\beta = 0^\circ$. Tal y como se puede observar, son bastante diferentes tanto en el rango de λ en el que tienen un valor positivo, como en lo que es de más interés, el valor máximo $C_{p,max}$ y la

velocidad específica λ_{opt} a la que se tiene dicho máximo. La Tabla 3.4 muestra estos valores para las distintas gráficas.

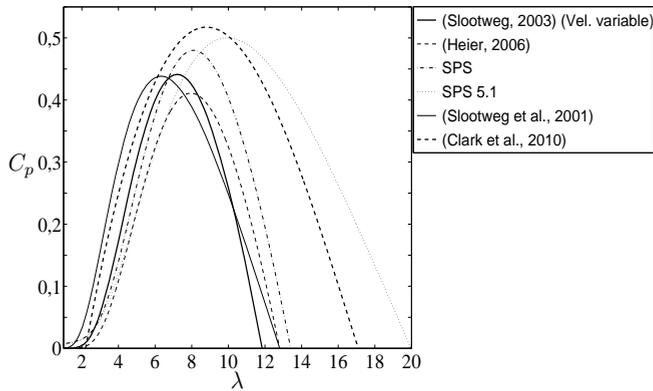


Figura 3.4. Coeficientes de potencia calculados con diferentes expresiones.

A la vista de las diferencias existentes se entiende que las expresiones consideradas son para diferentes modelos de turbina. De hecho las turbinas eólicas tienen diferente diseño en función de la clase de viento con la que vayan a funcionar. Uno de los criterios principales del diseño es precisamente el valor que tendrá λ_{opt} . Se pueden lograr diferentes valores variando la forma en planta de las palas o lo que es mismo, su factor de actividad (Rodríguez Amenedo *et al.*, 2003).

Tabla 3.4. Valores máximos de los coeficientes de potencia calculados con diferentes expresiones.

	$C_{p\max}$	λ_{opt}
(Slootweg, 2003) (Velocidad variable)	0,4412	7,2064
(Heier, 2006)	0,4110	7,9540
SPS	0,4800	8,1001
SPS 5.1	0,5000	9,9495
(Slootweg <i>et al.</i> , 2001)	0,4382	6,3250
(Clark <i>et al.</i> , 2010)	0,5173	8,8046

Para maximizar su potencia capturada, los aerogeneradores de velocidad variable tratan de funcionar con λ_{opt} variando su velocidad de giro ante los cambios en la velocidad del viento. Esto solo es posible entre los límites de velocidad giro que tenga cada aerogenerador, es decir, en la zona de optimización que muestra la Figura 2.1. En la presente tesis doctoral es de especial interés conocer el punto de funciona-

miento en el que finaliza dicha zona, que estará identificado, tal y como muestra la Figura 3.5, por la potencia P_C y la velocidad de viento v_C del punto C.

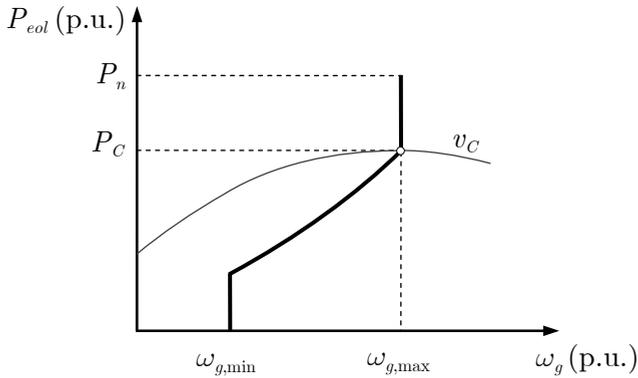


Figura 3.5. Potencia y velocidad de viento en el punto que finaliza la zona de optimización.

Si para un GADA con las constantes K_P y K_λ calculadas anteriormente y una velocidad máxima $\omega_{g,max} = 1,2$ p.u. se calculan estos valores para los modelos de rotor eólico con los valores máximo y mínimo de λ_{opt} —SPS 5.1 y de (Slootweg *et al.*, 2001) respectivamente— se tiene:

	v_C (m/s)	P_C (p.u.)
SPS 5.1	7,63	0,423
(Slootweg <i>et al.</i> , 2001)	12,01	1,443

Se comprueba la gran diferencia entre ambos modelos ya que si se emplea la expresión de SPS 5.1 la zona de optimización finaliza a vientos más bajos, cuando la potencia capturada por el aerogenerador apenas supera 0,4 p.u. En cambio, si se emplea la de (Slootweg *et al.*, 2001), la zona de optimización no finaliza en la velocidad máxima porque se llega antes a la potencia nominal. Esto supone que no haya separación entre las zonas de optimización y limitación, es decir, $P_C = P_D$.

Por tanto, los aerogeneradores con valores altos de λ_{opt} tienen un menor margen para, funcionando en la zona de optimización, incrementar su velocidad de giro hasta el valor máximo y así acumular energía cinética extra. Solo es posible a vientos muy bajos, cuando se genera poca potencia. Esto implica que para la mayoría de velocidades de viento no pueden acumular energía cinética extra y que cuando pueden, la

potencia que generan es muy reducida, con lo que el aporte adicional que pueden realizar está muy limitado.

En el modelo desarrollado se ha optado por utilizar principalmente dos de las expresiones de C_p presentadas anteriormente:

- ✓ La de (Slootweg, 2003) para aerogeneradores de velocidad variable, ya que cambia las constantes de la de (Heier, 2006) para minimizar el error de ajuste a curvas de dos aerogeneradores comerciales de velocidad variable y además es la que aparece en (Ackermann, 2005).
- ✓ La de (Clark *et al.*, 2010), por tener una forma diferente a la del resto, que puede hacer que tenga un comportamiento distinto.

3.3.2. Modelo dinámico

La contribución de los aerogeneradores al control de frecuencia obliga a variar la potencia activa generada. En muchas ocasiones esto implica modificar el ángulo de las palas para variar la potencia capturada. Al hacerlo, se tienen transitorios aerodinámicos que no son modelados mediante las anteriores expresiones de C_p ya que estas únicamente representan puntos de funcionamiento en régimen estacionario.

Por tanto, si se desea conocer el valor real de la potencia capturada durante los transitorios que se producen tras el giro de las palas, es necesario considerar los procesos aerodinámicos que están involucrados y que son diferentes en función del sistema de limitación de potencia que se emplee: por pérdida aerodinámica activa o por variación del ángulo de paso de pala.

Pérdida aerodinámica activa —*active stall*—

La potencia capturada se limita aumentando el ángulo de ataque para forzar que la pala entre en pérdida aerodinámica. Una vez que se desprende la capa límite en la parte superior del perfil alar, el coeficiente de sustentación disminuye bruscamente. Este fenómeno no sucede de modo inmediato sino que tiene una dinámica —*dynamic stall*— con una constante de tiempo proporcional al cociente entre la cuerda del perfil y la velocidad relativa.

Así, en (Øye, 1991a) se propone una expresión para el coeficiente de sustentación formada por dos términos, uno para la parte del flujo que continúa adherido y otra para el que se ha desprendido:

$$C_L = f_s C_{L,a}(\alpha) + (1 - f_s) C_{L,d}(\alpha) \quad (3.14)$$

donde f_s es el denominado factor de separación y $C_{L,a}$ y $C_{L,d}$ los coeficientes de sustentación para flujo adherido y desprendido respectivamente.

Para evitar el uso de programas de cálculo aerodinámico, en (Jauch *et al.*, 2005) se propone utilizar una expresión análoga a la 3.14 pero empleando coeficientes de potencia en lugar de los de sustentación. Sin embargo, no se facilitan los valores que toman cada uno de estos coeficientes con lo que no es posible reproducir el modelo propuesto.

Variación del ángulo de paso de pala —*pitch regulation*—

La potencia capturada se limita disminuyendo el ángulo de ataque para así reducir directamente el coeficiente de sustentación. Esto produce transitorios en la estela de la turbina —*unsteady wake effects*— con su correspondiente dinámica asociada. En (Øye, 1986) se propone modelarla considerando que la velocidad inducida W no cambia de valor instantáneamente sino que lo hace con una constante de tiempo de unos segundos.

En un proceso iterativo se parte de una velocidad inducida inicial conocida que junto a la velocidad del viento y al ángulo de paso de pala permiten calcular la sustentación L , a partir del cual se puede calcular una variable auxiliar denominada velocidad inducida intermedia W_{int} según:

$$W_{int} = \frac{L}{2F_p \dot{m}} \quad (3.15)$$

donde F_p es el factor de Prandtl para el efecto de punta de pala y \dot{m} el flujo másico de aire.

La velocidad inducida intermedia es filtrada para obtener una nueva W :

$$W = \frac{W_{int}}{1 + \tau_W s} \quad (3.16)$$

que es utilizada para calcular nuevamente la sustentación.

En (Øye, 1986), para el aerogenerador Nibe B y una velocidad del viento de 9 m/s se considera una constante de tiempo τ_W de valor 9 s, que se ha obtenido a partir de medidas experimentales. En (Ackermann, 2005) se indica que está en el orden de

$2R/v$. Sin embargo, empleando esta expresión se obtiene un valor menor ya que Nibe B tiene un diámetro de 40 m, lo que da una constante de tiempo de 4,4 s.

Como el aerogenerador que se desea modelar emplea un sistema de variación del ángulo de paso de pala, se ha decidido incluir en el modelo estos fenómenos transitorios que aparecen durante su actuación. Para ello es necesario conocer con detalle los procesos aerodinámicos presentes, que se detallan a continuación.

Teoría del disco actuador

De modo general, una turbina eólica de eje horizontal se puede modelar como un disco actuador, por lo que le es de aplicación toda la teoría asociada este elemento. Se considera que el disco actuador está en el interior de un tubo de corriente como el mostrado en la Figura 3.6. Sus secciones de entrada y salida están lo suficientemente alejadas como para que las líneas de corriente sean paralelas al viento incidente y su presión p_∞ uniforme e igual a la del ambiente.

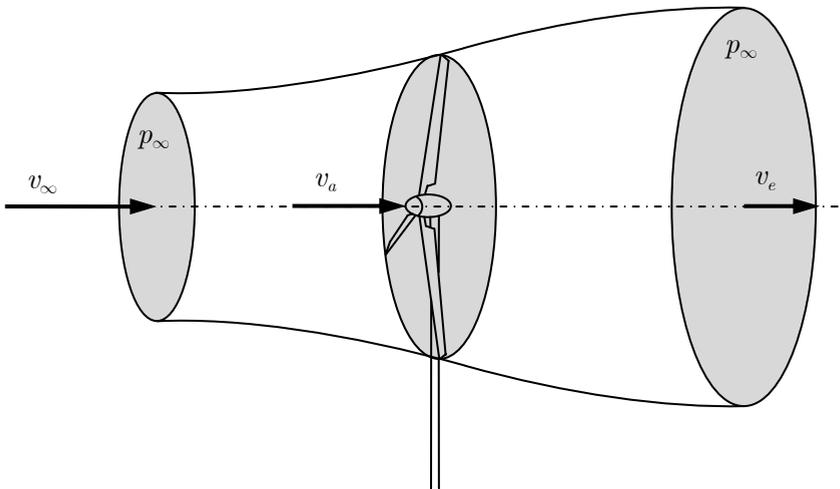


Figura 3.6. Tubo de corriente y turbina eólica modelada como disco actuador.

El viento es frenado por el disco actuador de modo que la velocidad v_a con que lo atraviesa es menor que la del viento incidente v_∞ :

$$v_a = v_\infty(1 - a) \quad (3.17)$$

donde a es el denominado factor de velocidad inducida axial.

Aplicando la ecuación de Bernoulli entre ambos lados de la turbina y las secciones de entrada y salida se obtiene que la velocidad del viento en la sección de salida es:

$$v_e = v_\infty(1 - 2a) \quad (3.18)$$

Conocidas las velocidades se puede calcular la potencia extraída por el disco actuador como la diferencia entre la energía cinética del viento a la entrada y a la salida:

$$P_t = \frac{1}{2} \dot{m}(v_\infty^2 - v_e^2) \quad (3.19)$$

El flujo másico de aire que atraviesa la turbina es:

$$\dot{m} = \rho\pi R^2 v_a \quad (3.20)$$

Dejando la expresión de la potencia en función del viento incidente se tiene que:

$$P_t = \frac{1}{2} \rho\pi R^2 v_\infty (1 - a) v_\infty^2 (1 - (1 - 2a)^2)$$
$$P_t = \frac{1}{2} \rho\pi R^2 v_\infty^3 4a(1 - a)^2 \quad (3.21)$$

Si se compara la anterior expresión con la 3.8 se obtiene la que toma el coeficiente de potencia en función de a :

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (3.22)$$

Rotación de la estela

La teoría del disco actuador modela la energía que puede extraer una turbina eólica. Sin embargo, no considera que si esta es de eje horizontal, gira a una velocidad ω_t respecto a un eje paralelo al viento incidente y perpendicular al plano del disco. El giro es provocado por el par que ejerce el viento sobre el rotor. El par de reacción hace que el fluido de la estela rote en sentido contrario al de la turbina. El flujo de aire, al entrar en el disco actuador carece de rotación pero al atravesarlo va adquiriendo una velocidad tangencial que es proporcional a la distancia r al eje horizontal que pasa por el buje y al denominado factor de velocidad inducida tangencial a' . Tal y como muestra la Figura 3.7, en el disco esta velocidad inducida tiene un valor de $\omega_t r a'$, mientras que en la sección de salida es el doble $2\omega_t r a'$.

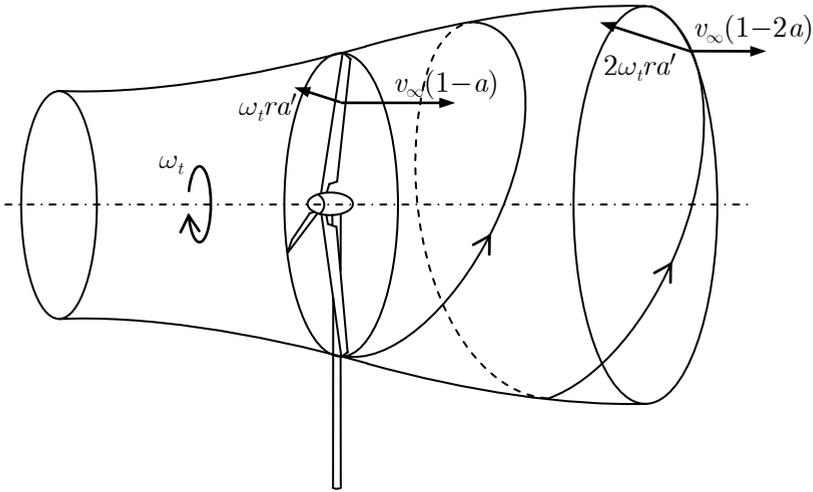


Figura 3.7. Tubo de corriente considerando la rotación de la estela.

Teoría del elemento de pala

La teoría del elemento de pala o *blade element momentum* —BEM— en inglés consiste en dividir longitudinalmente la pala en varios elementos más pequeños —normalmente entre diez y veinte—. Cada uno de ellos tiene un perfil alar con diferentes características: cuerda c , ángulo de giro θ_p y por supuesto distancia r al buje. Esto implica que tengan distintas velocidades inducidas axial y tangencial.

El procedimiento de cálculo de los esfuerzos consiste en obtener en primer lugar los valores de a y a' para cada elemento y a partir de ellos el módulo y el ángulo respecto a la dirección del viento de la velocidad inducida W :

$$W = \sqrt{(v_\infty a)^2 + (\omega_t r a')^2} \quad (3.23)$$

$$\phi = \text{atan} \left(\frac{\omega_t r a'}{v_\infty a} \right) \quad (3.24)$$

La velocidad inducida, sumada a la del viento y a la debida a la rotación, da como resultado la velocidad relativa v_{rel} que es la que realmente incide sobre el perfil, tal y como muestra la Figura 3.8. Por eso, conocida v_{rel} y su ángulo, que es igual a ϕ para pequeños ángulos de ataque, se pueden calcular las dos fuerzas que aparecen sobre un perfil alar y que son de sustentación L —*lift*— y de arrastre D —*drag*— según:

$$L = \frac{1}{2} \rho v_{rel}^2 c C_L \quad (3.25)$$

$$D = \frac{1}{2} \rho v_{rel}^2 c C_D \quad (3.26)$$

Los coeficientes de sustentación C_L y arrastre C_D son conocidos para cada perfil alar normalizado. Tal y como muestra la Figura 3.9 para el NACA 0012, solo dependen del ángulo de ataque α , que se calcula según:

$$\alpha = \phi - \theta \quad (3.27)$$

donde $\theta = \theta_p + \beta$. Es decir, el giro total del perfil θ es el propio que tiene el elemento θ_p , el cual va cambiando a lo largo de la envergadura de la pala, más el introducido por el sistema de paso de pala, que es igual para toda ella.

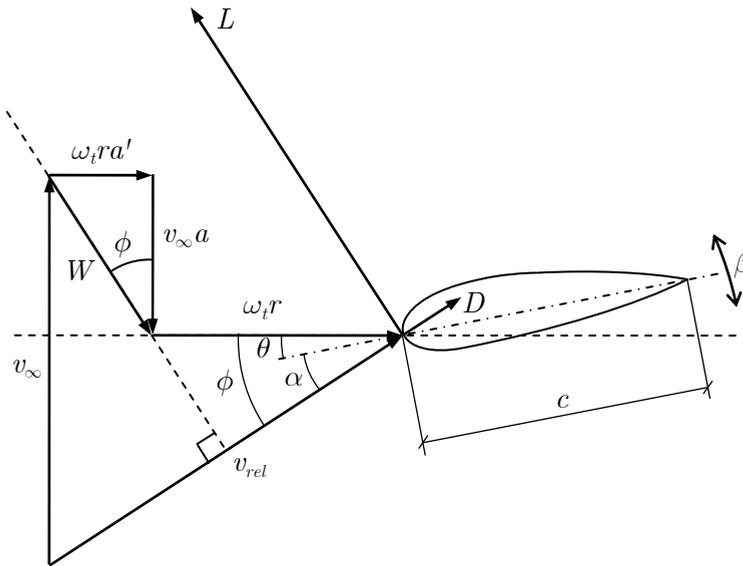


Figura 3.8. Triángulo de velocidades y fuerzas en un perfil alar.

Los esfuerzos totales sobre la pala se calculan por integración a lo largo de su envergadura de las fuerzas que aparecen en cada uno de los elementos en que se ha dividido.

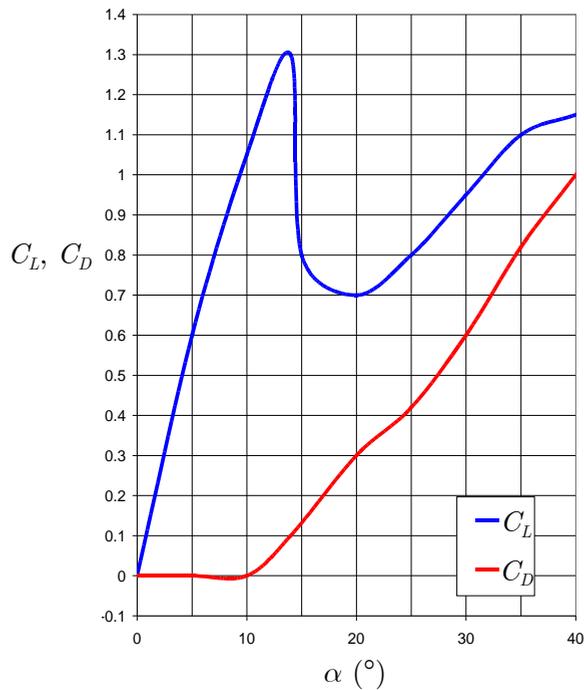


Figura 3.9. Coeficientes de sustentación y arrastre del perfil NACA 0012, (Ingram, 2005).

Conocido el procedimiento de cálculo de la teoría del elemento de pala se puede comprender mejor el modelo de Øye para los transitorios producidos por la variación en el ángulo de paso de pala.

Para ello, consideremos el caso propuesto en (Øye, 1986) en el que partiendo de un estado estacionario se reduce, de modo instantáneo, el paso de pala en torno a 3° . Como ya es conocida la variación que sufre C_p con β se sabe que al disminuir el ángulo de pala se tendrá un aumento del coeficiente de potencia y con ello de la potencia capturada. De acuerdo a la expresión 3.22 al aumentar C_p se tiene un mayor valor de a_i , lo que implica un aumento en la velocidad inducida.

Sin embargo, desde el punto de vista aerodinámico, lo que realmente sucede al reducir el ángulo de pala es que aumenta la sustentación, que es lo que ocasiona el aumento en la potencia capturada. Como se ve en la expresión 3.25, al ser constantes la densidad del aire y la cuerda del perfil, esta solo depende del ángulo de ataque —a través del coeficiente de sustentación— y del cuadrado de la velocidad relativa. Por eso, se ha analizado cómo afecta el aumento en la velocidad inducida a estas dos variables. Para una mejor comprensión se recomienda consultar la Figura 3.8.

- **Ángulo de ataque.** El ángulo ϕ disminuye pero lo hace en menor medida que β por lo que, de acuerdo a la expresión 3.27, el ángulo de ataque aumenta y con ello la sustentación.
- **Velocidad relativa.** Disminuye, haciendo que la sustentación también disminuya con su cuadrado. Sin embargo, su efecto es menor que el producido por el aumento del ángulo de ataque con lo que el resultado total es un aumento de la sustentación.

Según el modelo de Øye, la velocidad inducida no cambia de valor instantáneamente sino que lo hace con una determinada constante de tiempo. Por tanto, en las dos variables analizadas también se apreciarán las consecuencias de dicha dinámica:

- **Ángulo de ataque.** Ahora el ángulo ϕ disminuye más lentamente por lo que, durante el transitorio, aumenta la diferencia con β , lo que provoca que momentáneamente se tenga un mayor ángulo de ataque y, por tanto, una mayor sustentación.
- **Velocidad relativa.** Disminuye más lentamente, lo que contribuye a que el efecto sobre la sustentación no sea instantáneo sino que tarde un determinado tiempo.

Ha quedado comprobado que incluir dinámica en la velocidad inducida tiene un doble efecto para que, de modo transitorio, la sustentación tenga un valor mayor que el que se tendría si se considera que la velocidad inducida cambia su módulo y ángulo de manera instantánea. El ángulo de ataque aumenta de modo transitorio y el efecto negativo que tiene la disminución de la velocidad relativa no es apreciable hasta transcurrido un tiempo.

Para reproducir este comportamiento es necesario conocer los valores de a y a' en cada uno de los elementos en los que se haya dividido la pala. Con ellos se obtienen los correspondientes valores de velocidad inducida y ángulo ϕ que, junto al giro propio del elemento y al ángulo de paso de pala, permiten calcular el ángulo de ataque y la velocidad relativa. Con el ángulo se entra en las gráficas propias del perfil normalizado que se tenga para obtener los coeficientes de sustentación y arrastre, que junto a la velocidad relativa y la cuerda del perfil permiten calcular la sustentación y el arrastre en cada elemento. Para obtener las fuerzas resultantes sobre la pala será

necesario integrar las que aparecen sobre cada elemento a lo largo de la longitud de la misma.

Parece claro que para calcular las fuerzas que aparecen en una turbina eólica es necesario disponer de gran información aerodinámica. Concretamente, para el perfil alar que se tenga en cada uno de los elementos en los que se divide la pala: cuerda, giro, y coeficientes de sustentación y arrastre en función del ángulo de ataque. Por este motivo, se emplean programas informáticos de cálculo específicos que, además de contener bases de datos de perfiles normalizados, calculan por iteración las fuerzas que aparecen en cada uno de los elementos y las integran para toda la pala.

Por el contrario, en el campo de la ingeniería eléctrica se ha extendido la utilización del coeficiente de potencia, con cualquiera de las múltiples expresiones disponibles en la bibliografía, algunas de las cuales se han mostrado en el apartado anterior. Principalmente es debido a que su cálculo es simple y a que solo requiere conocer tres variables globales del sistema — v_∞ , ω_t y β —, por lo que se puede implementar fácilmente en cualquier programa de simulación. De hecho es común que la única información aerodinámica conocida del aerogenerador sea la expresión de $C_p(\lambda, \beta)$.

Por este motivo, en la presente tesis doctoral se ha decidido partir de esta expresión para obtener un modelo que permita obtener una potencia capturada que en los transitorios debidos a variaciones del paso de pala tenga un comportamiento parecido al de las mediciones experimentales. Dicho de otro modo, se ha buscado un modelo que represente el comportamiento dinámico de la turbina eólica.

Para ello se han obtenido unos valores de velocidad inducida a los que se le puede aplicar la dinámica propuesta por Øye. El proceso de cálculo es el siguiente:

1. Se calcula el valor de C_p en el punto de funcionamiento inicial con la expresión en función de λ y β que se haya elegido y que solo será válida para régimen estacionario.
2. El valor obtenido se iguala a la expresión de C_p en función de a que aparece en (Burton *et al.*, 2001), que es igual a la 3.22 pero considerando la rotación de la estela:

$$C_p = \frac{4a(1-a)^2}{1+a_t'} \quad (3.28)$$

para obtener tanto un factor de velocidad inducida axial a único para toda la turbina como el factor de velocidad inducida tangencial a_t' , que es el que se

tiene en la punta de pala, es decir, para $r = R$. Al tratarse de una expresión que depende del cubo de a , no es fácil obtener directamente el valor de dicho factor. Por eso, se propone el siguiente proceso iterativo:

2.1. Se asignan los valores iniciales a ambas variables:

$$\begin{aligned} i &= 0 ; j = 0 \\ a_i &= 0 \\ a'_{t,j} &= 0 \end{aligned}$$

2.2. Se calculan los siguiente valores de a mediante:

$$\begin{aligned} a_{i+1} &= \frac{C_p(\lambda, \beta)(1 + a'_{t,j})}{4(1 - a_i)^2} & (3.29) \\ i &= i + 1 \end{aligned}$$

2.3. Se repite el paso 2.2 hasta que:

$$|a_i - a_{i-1}| < \varepsilon_1$$

2.4. Una vez que ha convergido a , lo que requiere pocas iteraciones, se deberá aumentar el valor de j para así poder recalcular a'_t :

$$j = j + 1$$

En la Figura 3.8 se aprecia que la velocidad inducida es perpendicular a la velocidad relativa, lo cual es cierto para pequeños ángulos de ataque (Hansen, 2008). Por tanto, se cumple que:

$$\tan \phi = \frac{v_\infty(1 - a)}{\omega_t R(1 + a'_t)} = \frac{\omega_t R a'_t}{v_\infty a} \quad (3.30)$$

que se puede reescribir como:

$$\frac{a(1 - a)}{a'_t(1 + a'_t)} = \lambda^2 \quad (3.31)$$

A partir de la anterior expresión se puede despejar finalmente $a'_{t,j}$:

$$a'_{t,j} = -\frac{1}{2} + \frac{\sqrt{\lambda^2 + 4a_i(1 - a_i)}}{2\lambda}$$

2.5. Se repiten los pasos 2.2, 2.3 y 2.4 hasta que:

$$|a'_{t,j} - a'_{t,j-1}| < \varepsilon_2$$

3. Con los valores conocidos de a y a'_t se pueden calcular las velocidades inducidas intermedias axial:

$$W_a^{int} = v_\infty a \quad (3.32)$$

y tangencial:

$$W_t^{int} = \omega_t R a'_t \quad (3.33)$$

4. Finalmente, se pasan las velocidades inducidas intermedias por el filtro de la expresión 3.16:

$$W_a = \frac{W_a^{int}}{1 + \tau_W s} \quad (3.34)$$

$$W_t = \frac{W_t^{int}}{1 + \tau_W s} \quad (3.35)$$

Calculadas las velocidades inducidas, es momento de ver de qué manera se pueden emplear para reproducir los cambios que experimentan las magnitudes aerodinámicas que anteriormente se han presentado como las causantes de variar la sustentación:

- **Ángulo de ataque.** No aparece directamente en la expresión de la potencia capturada. Por eso, se ha tratado de introducirlo en la expresión de $C_p(\lambda, \beta)$ a través de un valor modificado de β , al que denominaremos β_{din} que haga que el ángulo de ataque sea igual al valor que tiene durante el transitorio. El comportamiento dinámico del ángulo de ataque α_{din} viene determinado por el que tiene el ángulo ϕ , y que representaremos como ϕ_{din} . De acuerdo a la expresión 3.27:

$$\alpha_{din}(t) = \phi_{din}(t) - \theta_p - \beta(t)$$

Para la punta de pala, se puede obtener el término dinámico ϕ_{din} a partir de las componentes de la velocidad relativa cuando se calculan considerando la dinámica propuesta por Øye para la velocidad inducida:

$$\phi_{din} = \text{atan} \left(\frac{v_{\infty} - W_a}{\omega_t R + W_t} \right) \quad (3.36)$$

Este valor, es diferente del que se tendría si no se considerara dicha dinámica:

$$\phi = \text{atan} \left(\frac{v_{\infty} - W_a^{int}}{\omega_t R + W_t^{int}} \right) \quad (3.37)$$

Si se define $\Delta\phi$ como la diferencia entre ambos valores, el ángulo considerando dinámica se puede reescribir como:

$$\phi_{din}(t) = \phi(t) - \Delta\phi$$

Si se sustituye en la expresión del ángulo de ataque con dinámica queda:

$$\alpha_{din}(t) = \phi(t) - \Delta\phi(t) - \theta_p - \beta(t) = \phi(t) - \theta_p - (\beta(t) + \Delta\phi(t))$$

$$\alpha_{din}(t) = \phi(t) - \theta_p - \beta_{din}(t)$$

Por tanto, para reproducir la dinámica que experimenta el ángulo de ataque, en la expresión de $C_p(\lambda, \beta)$ en vez del valor de paso de pala se introducirá:

$$\beta_{din} = \beta + \Delta\phi$$

En determinadas circunstancias es posible que β_{din} sea menor que cero, sobre todo cuando β pasa de valores positivos a cero. Esto origina problemas en las expresiones de C_p con la forma de 3.12, especialmente cuando vale -1 . Para evitarlo, cuando $\beta_{din} < 0$, en lugar de calcular su cubo se deberá calcular el de su valor absoluto y además, los valores de c_4 y c_5 deberán considerarse nulos si no lo son en la expresión utilizada ya que un valor negativo elevado a un número no entero da un resultado con parte imaginaria. Esto no da problemas de continuidad ya que $c_4\beta^{c_5}$ es igual a 0 para $\beta = 0^\circ$.

- Velocidad relativa.** Tampoco aparece directamente en la expresión de la potencia capturada. Por eso, se ha tratado de introducirla a través de un valor modificado de la velocidad del viento. Mientras que la sustentación varía con el cuadrado de la velocidad relativa, la potencia capturada lo hace con el cubo de la velocidad del viento, que es la que fija la dirección axial. Esto obliga a que solo se pueda introducir la dinámica propuesta por Øye en la componente axial de la velocidad inducida. Al hacerlo, la velocidad relativa axial toma un valor

igual a $v_\infty - W_a$. Para que en régimen permanente se capture la misma potencia, es necesario completar esta velocidad relativa con la velocidad inducida cuando no se considera la dinámica. Así se obtiene una nueva velocidad:

$$v_W = (v_\infty - W_a) + W_a^{int}$$

que en régimen permanente será igual a la velocidad del viento y durante los transitorios algo diferente. En definitiva, es como añadir un término ΔW_a a la velocidad del viento igual a la diferencia entre las velocidades inducidas axiales, por tanto:

$$v_W = v_\infty + \Delta W_a$$

Por tanto, con el modelo dinámico que se propone, la potencia captada por la turbina se calcula como:

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v_W^3 C_p(\lambda, \beta_{din})$$

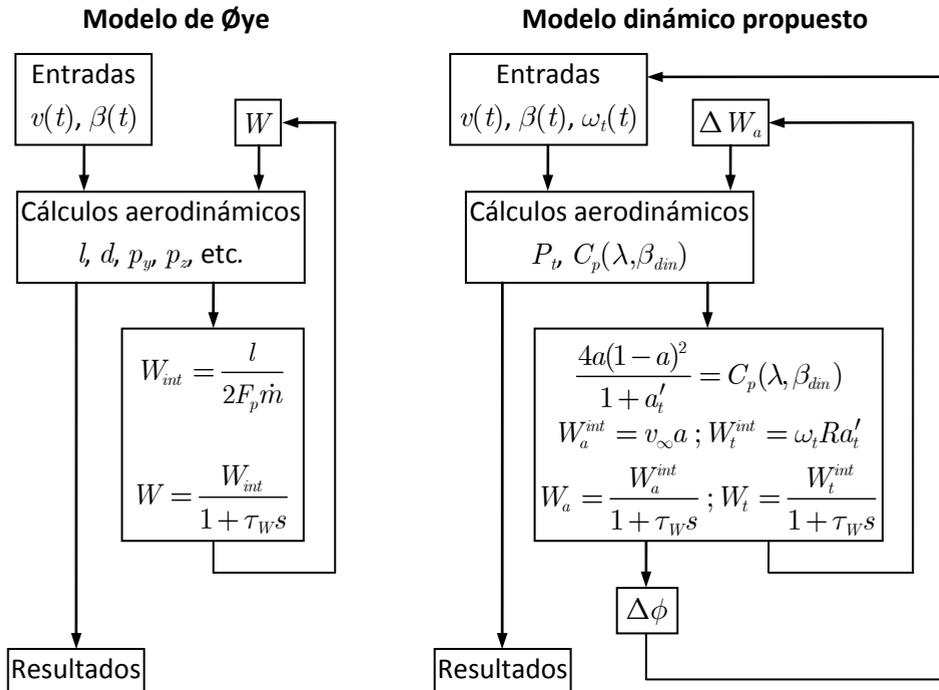


Figura 3.10. Modelo dinámico de turbina desarrollado comparado con el propuesto por Øye.

El esquema completo de cálculo se resume en la Figura 3.10, donde se compara con el propuesto por Øye. El modelo desarrollado garantiza que en régimen permanente la potencia capturada es igual a la que se obtiene mediante el procedimiento de cálculo convencional. Esto es así porque en régimen permanente $W_a = W_a^{int}$ lo que implica que $\Delta\phi = \Delta W_a = 0$, y por tanto, $\beta_{din} = \beta$ y $v_W = v_\infty$.

Para validar el modelo dinámico se va a comparar su respuesta ante variaciones del ángulo de paso de pala con medidas experimentales obtenidas por ensayos realizados en aerogeneradores reales.

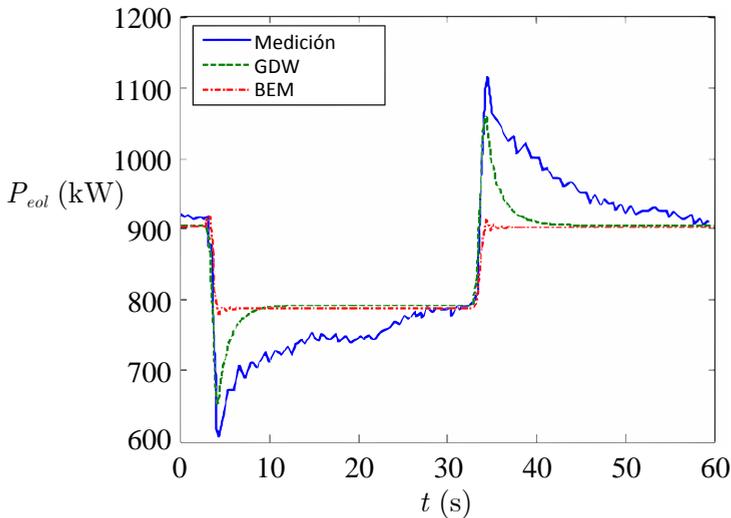


Figura 3.11. Variación de la potencia activa generada por el aerogenerador de Tjæreborg cuando se somete a cambios bruscos en el ángulo de paso de pala, (Moriarty y Hansen, 2005).

Entre 1991 y 1992 se realizó una importante campaña de ensayos en el aerogenerador de Tjæreborg con el objetivo de estudiar varios fenómenos aerodinámicos, entre ellos los debidos a cambios bruscos en el ángulo de paso de pala (Snel y Schepers, 1995). En el caso II.6 (Øye, 1992) se variaba el paso de pala reduciéndolo y aumentándolo sucesivamente entre $0,2^\circ$ y $3,9^\circ$. En la Figura 3.11 se muestra la potencia generada medida junto con los valores calculados empleando dos teorías, la del elemento de pala y la más compleja de estela dinámica generalizada —*generalized dynamic wake theory*, abreviada como GDW— que es la que se ha implementado en las rutinas que forman AeroDyn (Moriarty y Hansen, 2005). Se han realizado simulaciones con el modelo dinámico propuesto con las mismas condiciones de este caso: velocidad media de viento de $10,5$ m/s, velocidad específica de $6,6$, una rampa de

cambio del paso de pala de $5^\circ/\text{s}$ y un accionamiento del sistema de paso de pala representado por un sistema de primer orden con una constante de tiempo de 250 ms.

Durante todo el ensayo se ha considerado la velocidad de giro constante ya que el aerogenerador de Tjæreborg está equipado con un generador de inducción. Esto permite despreciar el generador eléctrico y calcular solo la potencia capturada por la turbina, mostrada en la Figura 3.12 junto con la potencia calculada de la manera convencional. Entre todos los modelos de turbina presentados en el apartado anterior, se ha elegido el de (Clark *et al.*, 2010).

La potencia capturada al inicio y durante el funcionamiento estable entre los cambios en el paso de pala es algo mayor que la mostrada en la Figura 3.11. Esto no es de gran importancia ya que podría mejorarse con una expresión de $C_p(\lambda, \beta)$ que se ajustara mejor a las características del aerogenerador de Tjæreborg.

Lo importante para comprobar la validez del modelo es analizar el comportamiento durante los transitorios, que se puede cuantificar con el tiempo de establecimiento y la sobreoscilación.

El valor de τ_w se ha fijado en 6 s para lograr un tiempo de establecimiento parecido al que se tiene en la medida experimental, que no alcanza su valor estacionario hasta los segundos 30 y 60.

Las sobreoscilaciones obtenidas son del 62,9% con el primer escalón y del 73,6% con el segundo. Son menos de la mitad de las que se tienen experimentalmente, que son del 171,3% y del 174,2% respectivamente. Pese a la diferencia obtenida hay que tener en cuenta la poca información aerodinámica disponible para hacer el cálculo. Utilizando la mucho más compleja y completa teoría GDW también se obtienen unas sobreoscilaciones menores, del 113,7% con el primer escalón y del 126,5% con el segundo. Además, el tiempo de establecimiento es mucho menor y pese a ello se considera un resultado aceptable y por tanto, una teoría válida.

Así pues, se estima que el resultado obtenido es aceptable ya que, aunque con menor sobreoscilación, se ha logrado un comportamiento similar al que se tiene en las medidas experimentales. Esto permite estimar cómo se comportarán otras variables del aerogenerador durante los transitorios, como la velocidad de giro o la potencia generada.

Como se muestra en la Figura 3.12, cuando se realiza el cálculo con el modelo de turbina convencional no se tiene ninguna sobreoscilación. La diferencia entre consi-

derar o no la dinámica en la velocidad inducida también se aprecia en la Figura 3.11 cuando se emplea la teoría de elemento de pala o en (Ackermann, 2005) para el caso II.4 (Øye, 1991b) de los ensayos del aerogenerador de Tjæreborg.

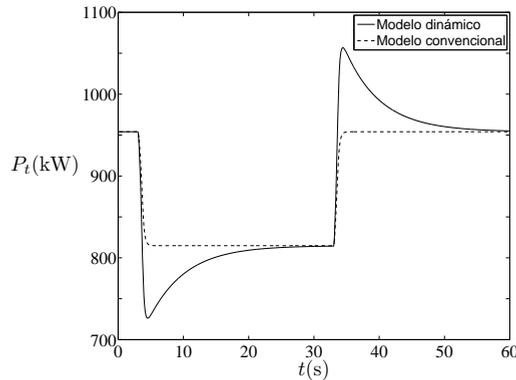


Figura 3.12. Potencia capturada por la turbina con los modelos convencional y dinámico.

El modelo presentado no es válido cuando se tienen valores negativos de β_{din} que hacen que C_p supere el límite de Betz, puesto que no se puede calcular el valor de a . Esto solo se puede dar con vientos bajos, ya que con vientos altos siempre se trabaja con un factor de potencia reducido para no superar la potencia nominal. La teoría GDW de Aerodyn tampoco es válida en regímenes de viento bajo ya que dan lugar a problemas de estabilidad, lo que obliga a cambiar a la teoría de elemento de pala.

La parte principal del modelo es la constante de tiempo τ_w ya que dependiendo del valor que se le dé se puede tener un comportamiento muy diferente. Obviamente, tiene efecto sobre el tiempo de establecimiento pero también sobre la sobreoscilación. Si se aumenta el valor de la constante, durante el transitorio la diferencia entre las velocidades inducidas con y sin dinámica se incrementa haciendo que se tenga una mayor sobreoscilación. Además, también influye en el efecto que tiene la velocidad de variación del ángulo de paso de pala. Según (Akhmatov, 2003), solo con velocidades reducidas de en torno a $2^\circ/s$ se tienen sobreoscilaciones pequeñas que pueden ser despreciadas. Esto también sucede con el modelo desarrollado pero solo si la constante de tiempo es pequeña ya que si no lo es, cualquier velocidad de variación del ángulo de paso de pala con la que se puede funcionar un aerogenerador es mucho más rápida que la dinámica de la velocidad inducida.

A diferencia de lo que ocurría para el aerogenerador Nibe B, en el ensayo con el que se ha validado el modelo dinámico, la constante de tiempo elegida sí que es del

orden de $2R/v$ que recomienda (Ackermann, 2005) ya que el aerogenerador de Tjæreborg tiene un diámetro de 61 m. Por eso, se ha decidido utilizar este valor dependiente de la velocidad del viento en los diferentes ensayos que se realicen.

3.4. Sistema mecánico de transmisión

El correcto modelado del sistema mecánico es de gran importancia ya que se ha demostrado que está detrás de las oscilaciones que transmiten los aerogeneradores a la red durante los transitorios (Akhmatov, 2003).

La manera más simple de representar con suficiente exactitud este comportamiento dinámico es mediante el denominado modelo de dos masas. Por este motivo es el más comúnmente utilizado. En la Figura 3.13 se muestra el esquema de la variante de este modelo que se ha empleado en la presente tesis doctoral. Dos masas unidas mediante un eje con unos determinados coeficientes de rigidez y amortiguamiento. Una masa representa las palas, el buje y el eje lento mientras que la otra representa el eje lento, que es fundamentalmente un acoplamiento elástico, y el rotor del generador.

A diferencia de otros modelos de dos masas, no se han considerado los rozamientos propios de cada masa por lo que el coeficiente de amortiguamiento se deberá elegir de modo que modele todos aquellos fenómenos que atenúan las vibraciones de este sistema.

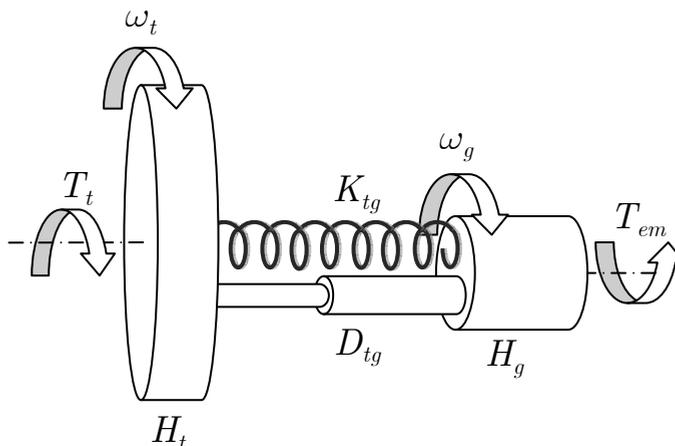


Figura 3.13. Modelo del sistema mecánico del aerogenerador.

Así pues, tal y como se muestra en la Figura 3.14, las entradas de este sistema serán los dos pares:

- par aerodinámico T_t , proveniente del modelo de la turbina;
- par electromagnético T_{em} , resultante del filtrado de la referencia proveniente del control de velocidad;

mientras que las salidas serán las dos velocidades de giro:

- velocidad de giro de la turbina ω_t ;
- velocidad de giro del generador ω_g .

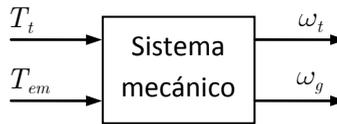


Figura 3.14. Entradas y salidas del modelo del sistema mecánico.

La relación existente entre las entradas y las salidas se muestra en las siguientes ecuaciones:

$$2H_t \frac{d\omega_t}{dt} = T_t - D_{tg}(\omega_t - \omega_g) - K_{tg} \cdot \omega_{\text{base},g} \int (\omega_t - \omega_g) dt \quad (3.38)$$

$$2H_g \frac{d\omega_g}{dt} = D_{tg}(\omega_t - \omega_g) + K_{tg} \cdot \omega_{\text{base},g} \int (\omega_t - \omega_g) dt - T_{em} \quad (3.39)$$

donde H_t y H_g son las constantes de inercia en s de las masas que representan la turbina y el generador respectivamente, K_{tg} es el coeficiente de rigidez en p.u./rad del eje que une las dos masas y D_{tg} el coeficiente de amortiguamiento en p.u. de dicho eje.

Tal y como se puede apreciar en las expresiones anteriores, el coeficiente de rigidez está multiplicado por la velocidad de giro base del generador. Esto es debido a que la rigidez se da en p.u. por unidad de ángulo girado en radianes. En función del lado al que esté referida será necesario multiplicarla por la velocidad base de dicho eje. En este caso, se va a considerar la rigidez referida al eje de alta velocidad por lo que debe multiplicar por su velocidad base, que es la del generador.

A continuación se pasa a explicar con más detalle cada uno de los elementos que forman el sistema mecánico así como los valores escogidos de cada uno de ellos.

3.4.1. Constantes de inercia

Las constantes de inercia H de turbina y generador se obtienen a partir de sus respectivos valores de momento de inercia J de acuerdo a:

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_{\text{base}}^2}{P_{\text{base}}} \quad (3.40)$$

la cual expresa la relación entre la energía cinética almacenada por el elemento en rotación y la potencia del generador. Su valor en s viene a representar el tiempo durante el cual el generador podría generar su potencia nominal teniendo como única fuente de energía disponible la cinética almacenada en sus masas en rotación.

Así pues, con los valores conocidos de los momentos de inercia de turbina y generador del aerogenerador NM 92/2750 —apartado A.2— se han calculado las correspondientes constantes de inercia. En la Tabla 3.5 se muestran los valores obtenidos, los cuales están dentro del rango propuesto en (Ackermann, 2005) y son muy parecidos a los proporcionados en (Ledesma, 2001).

En (Clark *et al.*, 2010) se da un valor algo más elevado para la inercia del generador del GE 1.5 de 50 Hz. Esto puede ser debido a que tiene 2 pares de polos, a diferencia de otros modelos que tienen 3, incluido el de 60 Hz de GE. Por tanto, necesita una mayor relación de transmisión, lo que implica una caja multiplicadora de mayor tamaño, o lo que es lo mismo, mayor inercia, que probablemente se haya sumado a la equivalente del generador.

Tabla 3.5. Constantes de inercia de turbina y generador.

	Constante de inercia (s)	
	Turbina	Generador
NM 92/2750	4,60	0,52
GE 1.5 de 50 Hz (Clark <i>et al.</i> , 2010)	4,33	0,96
(Ledesma, 2001)	4,50	0,474
(Ackermann, 2005)	2,0–6,0	0,4–0,8

En el modelo desarrollado se han empleado los valores para el GE 1.5 de 50 Hz que aparecen en (Clark *et al.*, 2010), por tanto:

$$H_t = 4,33 \text{ s}$$

$$H_g = 0,96 \text{ s}$$

3.4.2. Coeficiente de rigidez

El modelo de dos masas considerado, que se representa mediante las ecuaciones 3.38 y 3.39, tiene la siguiente ecuación característica:

$$s^2 + \frac{D_{tg}(H_t + H_g)}{2H_t H_g} s + \frac{K_{tg}\omega_{\text{base},g}(H_t + H_g)}{2H_t H_g} = 0 \quad (3.41)$$

Si se compara con la forma normalizada de un sistema de segundo orden:

$$s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2 = 0 \quad (3.42)$$

tenemos que la frecuencia natural del sistema depende de los valores de las constantes de inercia de sus dos masas y del coeficiente de rigidez del elemento que las une:

$$\omega_n^{[\text{rad/s}]} = \sqrt{\frac{K_{tg}\omega_{\text{base},g}}{2} \left(\frac{1}{H_t} + \frac{1}{H_g} \right)} \quad (3.43)$$

En (Akhmatov, 2003) se emplea la anterior expresión para obtener el coeficiente de rigidez a partir de la medición de la frecuencia de las oscilaciones que presenta la frecuencia eléctrica de un parque eólico al funcionar en isla tras su desconexión de la red y cuyo valor es 1,67 Hz.

La opción de calcular el valor del coeficiente de rigidez a partir de la frecuencia de las oscilaciones parece la más adecuada ya que en (Peeters, 2006) se parte de una estimación de la rigidez y se obtiene una frecuencia natural de 10,7 Hz. Este valor es muy superior al que se obtiene de modo experimental y que es igual a 2,23 Hz. El error se atribuye a que, para estimar la rigidez, solo ha tenido en cuenta la caja de transmisión y se ha despreciado el rotor eólico que es un elemento más flexible.

Por tanto, parece que lo más adecuado es seleccionar un coeficiente de rigidez que sea equivalente a todo el sistema mecánico de modo que haga que se tenga una frecuencia natural próxima a la que tienen las oscilaciones medidas experimentalmente.

Del aerogenerador NM 92/2750 se conoce un coeficiente de rigidez que no se sabe a qué lado está referido. Por su valor se deduce que lo está al eje de baja veloci-

dad. Pasándolo a p.u./rad del eje de alta velocidad se puede utilizar la ecuación 3.43 para calcular la frecuencia natural.

Por otro lado, en (Ledesma, 2001) se da el coeficiente de rigidez en p.u./rad pero referido al eje de baja velocidad con lo que se ha dividido por la relación de transmisión de la multiplicadora mientras que en (Ackermann, 2005) se da un rango sobre el que suele estar el coeficiente de rigidez en p.u. por radián eléctrico por lo que hay que multiplicarlo por la relación de transmisión de la multiplicadora y por el número de pares de polos.

Por último, en (Clark *et al.*, 2010) para los generadores de 1,5 MW y 50 Hz sí que se da el coeficiente en p.u./rad referido al eje de alta velocidad, que tiene una velocidad base $\omega_{\text{base,g}} = 157,08$ rad/s. Además, se indica que su frecuencia natural es próxima a 1,8 Hz.

En la Tabla 3.6 se recopilan los coeficiente de rigidez citados anteriormente y la frecuencias naturales calculadas a partir de ellos. Se comprueba que para todos los casos, la frecuencia natural se encuentra próxima a la medición de (Peeters, 2006) por lo que se considera que todos los valores de coeficiente de rigidez representan adecuadamente la rigidez equivalente del sistema mecánico de un aerogenerador.

Tabla 3.6. Coeficiente de rigidez referido al eje del generador y frecuencia natural del modelo de dos masas.

	Coeficiente de rigidez K_{tg} (p.u./rad)	Frecuencia natural ω_n (Hz)
NM 92/2750	1,63	2,16
GE 1.5 de 50 Hz (Clark <i>et al.</i> , 2010)	1,39	1,88
(Ledesma, 2001)	2,03	2,50
(Akhmatov <i>et al.</i> , 2000)	0,87	1,67
(Ackermann, 2005)	0,6–1,2	1,30–2,68

Puesto que no hay gran diferencia entre los valores, en el modelo desarrollado se continuará empleando el valor dado en (Clark *et al.*, 2010) para el GE 1.5 de 50 Hz, por tanto:

$$K_{tg} = 1,39 \text{ p.u./rad}$$

3.4.3. Coeficiente de amortiguamiento

Tal y como se ha indicado anteriormente, el único coeficiente de amortiguamiento que se ha considerado en el modelo de dos masas desarrollado en la presente tesis

doctoral es el del eje que une las dos masas. En otros modelos se consideran los rozamientos de los ejes de alta y baja velocidad aunque es común que se desprecien por su poca influencia (Lubosny, 2003).

Los datos disponibles para el NM 92/2750 muestran como efectivamente el rozamiento del eje de baja velocidad es despreciable pero, el de alta velocidad, siendo bastante mayor, también lo es.

Por este motivo, para obtener un valor de coeficiente de amortiguamiento se utilizará la frecuencia de resonancia del sistema mecánico. Para ello se partirá de la expresión que toma la frecuencia de resonancia en un sistema de segundo orden:

$$\omega_r = \omega_n \sqrt{1 - 2\zeta^2} \quad (3.44)$$

que permite despejar el amortiguamiento:

$$\zeta = \sqrt{\frac{1 - \left(\frac{\omega_r}{\omega_n}\right)^2}{2}}$$

Conocido el amortiguamiento se puede calcular el coeficiente de amortiguamiento a partir del segundo término de la ecuación característica 3.42:

$$2\zeta\omega_n = \frac{D_{tg}(H_t + H_g)}{2H_t H_g}$$
$$D_{tg} = \frac{4\zeta\omega_n H_t H_g}{H_t + H_g} \quad (3.45)$$

Para el aerogenerador NM 92/2750 se indica que la frecuencia de resonancia tiene un valor de 1,9348 Hz por lo que según las ecuaciones anteriores corresponde a un coeficiente de amortiguamiento de 7,36 p.u.

Por otro lado, en (Akhmatov *et al.*, 2000) se indica que para el ensayo en el que se midió una frecuencia natural de 1,67 Hz, se estimó una frecuencia de resonancia de 0,6 Hz. Esto implica un coeficiente de amortiguamiento igual a 11,72 p.u. En la Tabla 3.7 se comprueba como los coeficientes anteriormente calculados están en torno al valor propuesto por (Ledesma, 2001) y son mucho mayores que el propuesto por (Clark *et al.*, 2010), que es igual para todos los aerogeneradores de 50 Hz.

Tabla 3.7. Coeficiente de amortiguamiento y frecuencia de resonancia del modelo de dos masas.

	Coeficiente de amortiguamiento D_{ig} (p.u.)	Frecuencia de resonancia ω_r (Hz)
NM 92/2750	7,9	1,93
GE 1.5 de 50 Hz (Clark <i>et al.</i> , 2010) (Ledesma, 2001)	2,3	1,87
(Akhmatov <i>et al.</i> , 2000)	10,0	2,13
	11,7	0,70

El mayor coeficiente de amortiguamiento de (Akhmatov *et al.*, 2000) se justifica por el hecho de que se trata de un aerogenerador de velocidad fija por lo que el comportamiento ante variaciones de velocidad se ve afectado por la respuesta del generador de inducción. En este tipo de máquinas eléctricas, la variación del par electromagnético con la velocidad alrededor del punto de funcionamiento es casi lineal. En (Peeters, 2006) se estima que la constante de proporcionalidad está entre 10 y 50 kN·m/(rad/s). Esto hace que la unión entre el generador y la red se considere como un gran amortiguador (Bossanyi, 2003).

Sin embargo, debido al control que permite la electrónica de potencia, el GADA responde débilmente a las variaciones de velocidad por lo que no añade un amortiguamiento adicional sino que más bien se comporta de modo equivalente a una inercia, pero de valor reducido. Con los parámetros que propone (Sørensen *et al.*, 2006) para el control de velocidad de este tipo de aerogenerador, la relación entre el par electromagnético y la aceleración del generador es tres órdenes de magnitud menor que la inercia del generador.

El generador eléctrico no es el único elemento que varía su par en función de la velocidad. El par que ejerce la turbina eólica se ve afectado por cambios en la velocidad de giro ya que influyen en la velocidad específica. En (Novak *et al.*, 1994) se plantean unas ecuaciones dinámicas para el sistema mecánico que tienen en cuenta tanto este amortiguamiento aerodinámico como el que puede introducir el generador eléctrico. Posteriormente, al tratar de identificar los parámetros del sistema mecánico de un aerogenerador real, se desprecia el efecto del generador por ser de velocidad variable.

En (Øye, 1986) se considera un modelo de dos masas en el que las características del amortiguador son directamente las de la curva par-velocidad del generador de inducción.

Así pues, aunque en principio el coeficiente de amortiguamiento debería representar únicamente la amortiguación aportada por el sistema de transmisión, la cual es debida a la histéresis de sus materiales, ha quedado claro que hay otros elementos que amortiguan las oscilaciones mecánicas que se producen tras una perturbación. Por este motivo, es difícil identificar qué parte del amortiguamiento se debe estrictamente al sistema de transmisión.

Para el coeficiente de amortiguamiento del modelo desarrollado también se ha seleccionado el valor dado por (Clark *et al.*, 2010):

$$D_{tg} = 2,3 \text{ p.u.}$$

Al ser el menor de los considerados, el aerogenerador tendrá el peor comportamiento ante perturbaciones. A pesar de ello, el tiempo de establecimiento al 95% no es demasiado elevado, aproximadamente 4,1 s, el cual parece aceptable.

El generador, al ser GADA, no introduce ningún amortiguamiento adicional mientras que el rotor eólico introducirá el amortiguamiento aerodinámico que se derive de la variación de C_p con la velocidad de giro.

3.5. Control de velocidad

Este sistema tiene como objetivo que durante el funcionamiento a carga parcial el aerogenerador extraiga la máxima potencia posible del viento o lo que es lo mismo, que trabaje con coeficiente de potencia máximo:

$$C_{p,\max} = C_p(\lambda_{opt}, \beta_{\min}) \quad (3.46)$$

Para funcionar con λ óptima es necesario que la velocidad de giro se adapte a la velocidad de viento que se tenga en cada momento. De 3.11 obtenemos:

$$\omega_{opt} = \frac{\lambda_{opt} v}{K_\lambda} \quad (3.47)$$

Si de la anterior expresión se despeja la velocidad del viento y se introduce en la ecuación de la potencia capturada se obtiene su valor óptimo:

$$P_{opt} = K_P \left(\frac{K_\lambda \omega_{opt}}{\lambda_{opt}} \right)^3 C_{p,\max} \quad (3.48)$$

donde agrupando las constantes queda como una función que solo depende de la velocidad de giro:

$$P_{opt} = K_{opt}\omega_{opt}^3 \quad (3.49)$$

Por tanto, la potencia óptima solo depende de la velocidad de giro por lo que mediante su control se consigue maximizar la potencia capturada. Precisamente, la expresión 3.49 se puede utilizar para calcular en cada instante la velocidad óptima en función de la potencia. Al no poderse medir con suficiente precisión la potencia capturada, se opta por utilizar la activa generada P_{eol} que tiene un valor próximo. Se han propuesto expresiones empíricas de tipo cuadrático que relacionan directamente la potencia activa generada con la velocidad óptima (Clark *et al.*, 2010):

$$\omega_{opt} = aP_{eol}^2 + bP_{eol} + c$$

La velocidad óptima es utilizada como la referencia de velocidad ω_g^* en el control, siempre que se encuentre dentro de los límites de velocidad máximo $\omega_{cv,max}$ y mínimo $\omega_{cv,min}$ que tenga fijados el control:

$$\begin{aligned} \omega_g^* &= \omega_{opt} && \text{si } \omega_{cv,min} < \omega_{opt} < \omega_{cv,max} \\ \omega_g^* &= \omega_{cv,min} && \text{si } \omega_{opt} < \omega_{cv,min} \\ \omega_g^* &= \omega_{cv,max} && \text{si } \omega_{opt} > \omega_{cv,max} \end{aligned}$$

La función a trozos resultante es como la mostrada en la Figura 3.5. En el presente modelo el límite inferior será igual a la velocidad mínima, $\omega_{cv,min} = \omega_{g,min}$ mientras que, tal y como se verá en el siguiente apartado, el límite superior puede no ser igual a la velocidad máxima, $\omega_{cv,max} \leq \omega_{g,max}$.

Por tanto, tal y como se muestra en la Figura 3.15, será necesario que al sistema de control de velocidad le lleguen como entradas:

- potencia activa generada por el aerogenerador P_{eol} ; que es la salida del modelo del aerogenerador;
- velocidad de giro del generador ω_{gr} proveniente del sistema mecánico;

para calcular la acción de control de salida:

- referencia del par electromagnético T_{em}^* .

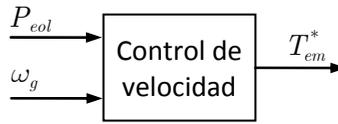


Figura 3.15. Entradas y salida del modelo del sistema de control de velocidad.

Así pues, es variando el par electromagnético como se consigue acelerar o frenar el generador para funcionar a la velocidad óptima. Su referencia es llevada al control del convertidor del lado del rotor para calcular la referencia de la corriente perpendicular al flujo que se inyectará en rotor.

Sin embargo, como ya se ha comentado al principio del capítulo, en el presente modelo se lleva a un sistema de primer orden que representa la dinámica del conjunto convertidor y máquina eléctrica.

En la Figura 3.16 se muestra el esquema del control, en donde se observa que el controlador empleado es tipo PI y que la velocidad de referencia es pasada por un filtro de primer orden para suavizar las variaciones que se tendrían al seguir directamente la potencia generada.

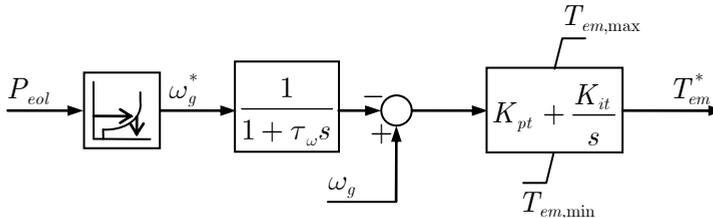


Figura 3.16. Esquema del control de velocidad.

La salida del controlador está limitada en los valores de par máximo $T_{em,max}$ y mínimo $T_{em,min}$. Estos límites también son los del sistema *anti-windup* que lleva implementado el integrador del controlador. El valor máximo viene fijado por la potencia nominal, que se genera a la velocidad máxima, y el mínimo por la potencia mínima P_{min} que técnicamente se puede generar, que se da a la velocidad mínima.

En (Clark *et al.*, 2010) se dan los valores de las constantes del controlador, de la constante de tiempo del filtro y de la potencia mínima para los aerogeneradores de General Electric:

$$\begin{aligned}\tau_{\omega} &= 60 \text{ s} \\ K_{pt} &= 3,0 \\ K_{it} &= 0,6 \\ P_{\min} &= 0,04 \text{ p.u.}\end{aligned}$$

La constante de tiempo es mucho mayor que la que se proponía en la versión 3.0 del modelo y que tenía un valor de 5 s (Miller *et al.*, 2003a), de modo que, en los aerogeneradores más modernos de GE, el seguimiento de la velocidad de referencia es mucho más lento. Esto hace que, ante cambios bruscos en la velocidad de viento, la velocidad de giro deba seguir una referencia que varía muy lentamente. Para lograrlo, es necesario variar rápidamente el par electromagnético para así conseguir limitar la aceleración.

Por tanto, con una mayor constante de tiempo se logra que la velocidad del generador varíe más suavemente pero a costa de que el par electromagnético lo haga más bruscamente. Sin embargo, es recomendable permitir cierta variación en la velocidad ya que se logra que el par electromagnético varíe más lentamente (Acciona, 2005), lo que disminuye las solicitaciones mecánicas. Por eso, se ha optado por elegir la constante de tiempo de menor valor, la de 5 s.

En lo que respecta al controlador, es necesario comprobar si sus constantes son adecuadas, sobre todo teniendo en cuenta que se han propuesto las mismas para todos los GADA de General Electric y que se han calculado suponiendo un sistema mecánico de una masa.

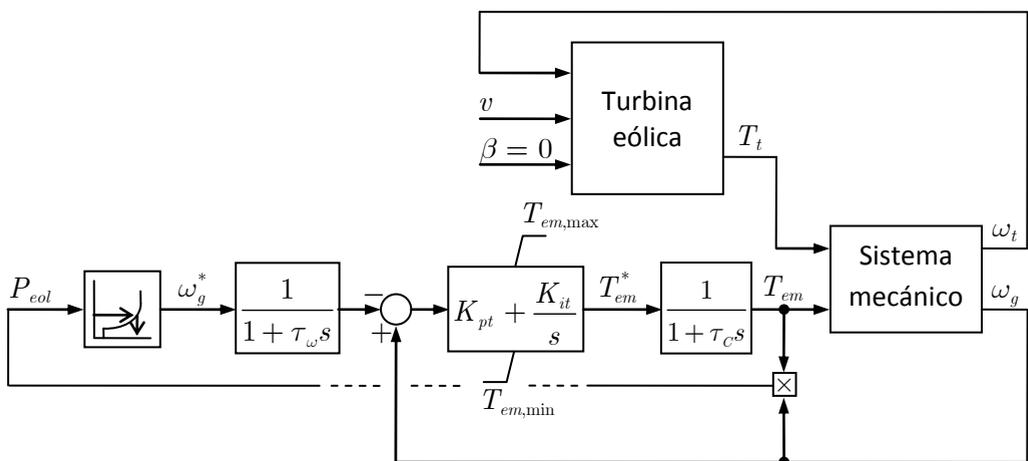


Figura 3.17. Estructura del control de velocidad en bucle cerrado.

Para ello, se debe considerar la estructura de control en bucle cerrado, que se muestra en la Figura 3.17 y que incluye la turbina eólica, el sistema mecánico y el sistema de primer orden que relaciona la referencia del par electromagnético con su valor real.

La velocidad del generador está relacionada con el par electromagnético a través de la ecuación dinámica del sistema mecánico de dos masas:

$$\omega_g = -\frac{1}{2} \frac{\frac{1}{H_g} s^2 + \frac{D_{tg}}{2H_t H_g} s + \frac{K_{tg} \omega_{base,g}}{2H_t H_g}}{s \left(s^2 + \frac{D_{tg}(H_t + H_g)}{2H_t H_g} s + \frac{K_{tg} \omega_{base,g}(H_t + H_g)}{2H_t H_g} \right)} T_{em} + \frac{1}{2} \frac{\frac{D_{tg}}{2H_t H_g} s + \frac{K_{tg} \omega_{base,g}}{2H_t H_g}}{s \left(s^2 + \frac{D_{tg}(H_t + H_g)}{2H_t H_g} s + \frac{K_{tg} \omega_{base,g}(H_t + H_g)}{2H_t H_g} \right)} T_t \quad (3.50)$$

La complejidad de la anterior expresión, que entre otras cosas también depende del par de la turbina, dificulta el diseño del controlador. Sin embargo, si se tiene en cuenta que durante la carga parcial el ángulo de pala permanece constante en su valor mínimo, el par ejercido por la turbina solo depende de la velocidad del viento y de la velocidad de la turbina, que es prácticamente igual que la del generador.

Esto hace que T_t , al igual que el viento, tenga una elevada componente aleatoria, por lo que se puede considerar como una perturbación de modo que la estructura de control se puede rehacer para convertirla en la mostrada en la Figura 3.18 con las siguientes funciones de transferencia:

$$G_1(s) = \frac{\frac{1}{H_g} s^2 + \frac{D_{tg}}{2H_t H_g} s + \frac{K_{tg} \omega_{base,g}}{2H_t H_g}}{1 + \tau_C s}$$

$$G_2(s) = \frac{D_{tg}}{2H_t H_g} s + \frac{K_{tg} \omega_{base,g}}{2H_t H_g}$$

$$G_3(s) = \frac{1}{2} \frac{1}{s \left(s^2 + \frac{D_{tg}(H_t + H_g)}{2H_t H_g} s + \frac{K_{tg} \omega_{base,g}(H_t + H_g)}{2H_t H_g} \right)}$$

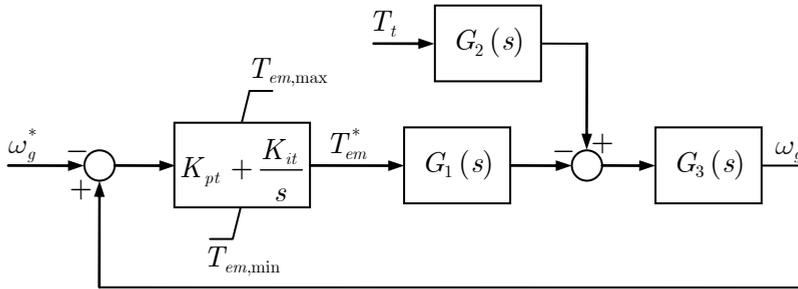


Figura 3.18. Control de velocidad en bucle cerrado considerado como un sistema con perturbación.

En la Figura 3.19 se muestran los diagramas de Bode del sistema en bucle abierto con y sin controlador, en los que destaca claramente la resonancia debida al sistema mecánico de dos masas. Se observa que con controlador se tiene un margen de fase $M_f = 58,4^\circ$ lo que garantiza la estabilidad relativa del sistema en bucle cerrado y una sobreoscilación en torno a 10%.

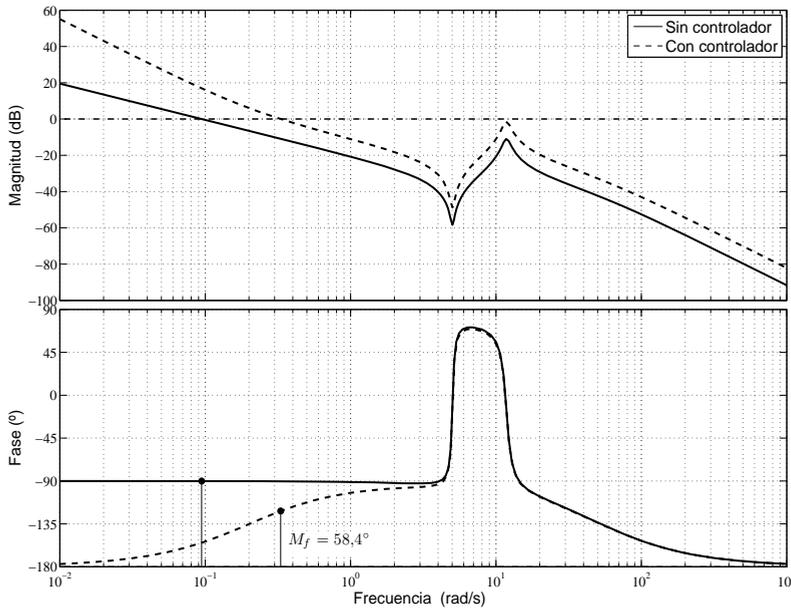


Figura 3.19. Respuesta en frecuencia del control de velocidad en bucle abierto sin controlador y con el controlador propuesto en (Clark *et al.*, 2010).

La resonancia hace que la magnitud del sistema con controlador casi alcance los 0 dB a la frecuencia de resonancia. Como a dicha frecuencia se tiene una fase superior a -90° no hay riesgo de tener problemas de estabilidad. Además, también contribuye a la estabilidad el tener un margen de ganancia infinito.

La frecuencia de cruce de ganancia es $\omega_{cg} = 0,33$ rad/s por lo que el ancho de banda en bucle cerrado será aproximadamente $\omega_a = 0,53$ rad/s. Este valor es menor que los que se encuentran en la bibliografía por lo que es posible que la respuesta ante referencia no sea del todo buena. Por eso, se ha analizado la respuesta del control de velocidad ante escalones sucesivos de viento, de 1 m/s de amplitud y 20 s de duración con el control de potencia capturada desactivado.

En la Figura 3.20 se muestra el seguimiento que realiza la velocidad del generador a los cambios en la referencia cuando la velocidad de viento parte de 6 m/s, llega hasta 10 m/s y vuelve nuevamente a 6 m/s cuando se emplea el modelo de turbina de (Clark *et al.*, 2010). Durante el tiempo que dura cada escalón, la velocidad de giro nunca llega a alcanzar su valor de referencia. El peor comportamiento se tiene para la velocidad de referencia máxima.

Se considera que este seguimiento de la referencia es mejorable por lo que se propone el diseño de un controlador que haga que se tenga un mayor ancho de banda en bucle cerrado. Para garantizar la estabilidad se ha fijado un margen de fase $M_f = 60^\circ$, que al ser próximo al original, logrará prácticamente la misma sobreoscilación de en torno al 10%.

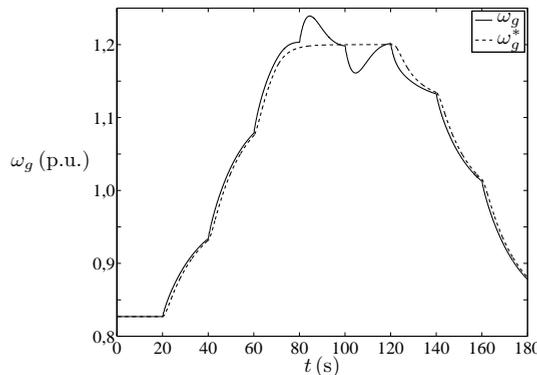


Figura 3.20. Seguimiento de la referencia ante escalones de viento con el control de velocidad y el modelo de turbina propuestos en (Clark *et al.*, 2010).

También es posible diseñar el controlador para tener un menor margen de fase —dentro de los límites que permitan garantizar la estabilidad— ya que así se puede lograr aumentar el valor de la constante K_{it} del controlador, lo que hace que se minimice la integral del error ante perturbación, que de acuerdo al sistema en bucle cerrado que se ha considerado es el par de la turbina.

En (Rodríguez Amenedo *et al.*, 2003) se indica que los anchos de banda típicos del control de velocidad están entre 2 y 3 rad/s. Por eso, se ha decidido diseñar dos controladores, uno para conseguir una $\omega_a = 2$ rad/s y otro para conseguir una $\omega_a = 3$ rad/s. Las constantes proporcional e integral de estos controladores son:

	K_{pt}	K_{it}
2 rad/s	12,2	8,3
3 rad/s	19,9	19,8

El seguimiento de la referencia mejora, efectivamente, al ampliar el ancho de banda. En la Figura 3.21 se comprueba como para 2 rad/s el error es muy pequeño y solo se aprecia en momentos puntuales del ensayo, especialmente a la velocidad máxima. Para 3 rad/s el error de la velocidad disminuye un poco más de modo que, como muestra la Figura 3.22, solo es apreciable a la velocidad máxima. Para lograr un mejor seguimiento de la referencia es necesario variaciones más rápidas en la referencia del par electromagnético, que se traducen en variaciones más bruscas en la potencia activa generada.

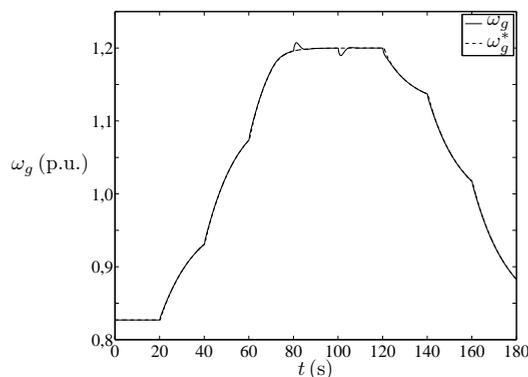


Figura 3.21. Seguimiento de la referencia de velocidad ante escalones de viento con un control con ancho de banda de 2 rad/s y el modelo de turbina de (Clark *et al.*, 2010).

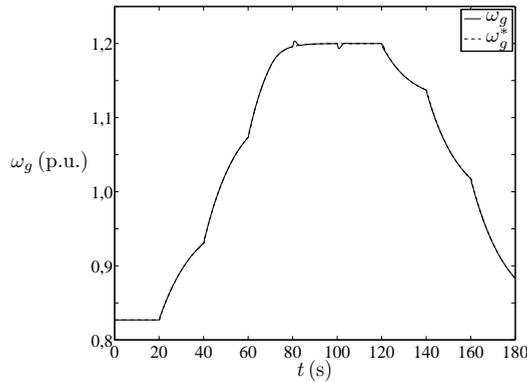


Figura 3.22. Seguimiento de la referencia de velocidad ante escalones de viento con un control con ancho de banda de 3 rad/s y el modelo de turbina de (Clark *et al.*, 2010).

Por eso, se ha comprobado la forma que tiene la potencia durante los anteriores escalones de viento con los diferentes controladores. En la Figura 3.23 se muestra la potencia activa generada cuando se tiene el controlador original propuesto en (Clark *et al.*, 2010), en la Figura 3.24 cuando el control tiene un ancho de banda de 2 rad/s y en la Figura 3.25 cuando tiene uno de 3 rad/s.

Se comprueba como con mayores anchos de banda la variación de potencia es más brusca. Tras cada escalón de viento varía muy rápidamente durante un tiempo reducido para a continuación variar más lentamente a medida que va aumentando la velocidad. En el caso del ancho de banda de 3 rad/s el cambio en la potencia tras cada escalón se realiza con una pequeña sobreoscilación que no aparece para el ancho de banda de 2 rad/s.

Por otro lado, tras el escalón positivo de los 80 s —paso de 9 a 10 m/s— y el negativo de los 100 s —paso de 10 a 9 m/s— se tienen importantes sobreoscilaciones independientemente del control, si bien, con los mayores anchos de banda, se tiene unos tiempos de establecimiento mucho menores. La causa principal de estas sobreoscilaciones es que, ante un cambio instantáneo en la potencia capturada, no se permite variar la velocidad de giro porque ya es igual a su valor máximo.

Antes de llegar a la velocidad de giro máxima cada escalón de viento positivo hace que la potencia capturada por la turbina crezca bruscamente. Esto hace aumentar la velocidad de giro y con ello la potencia generada, que originará un aumento de la velocidad de referencia.

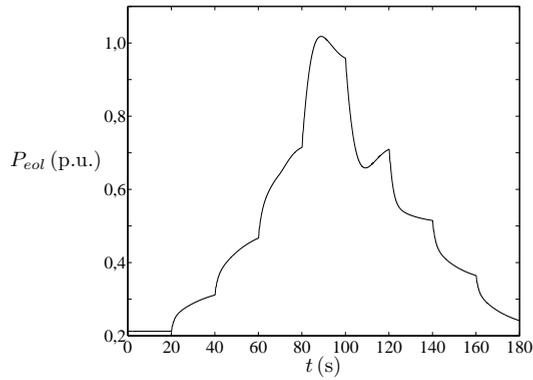


Figura 3.23. Potencia generada tras escalones de viento con el control de velocidad y el modelo de turbina propuestos en (Clark *et al.*, 2010).

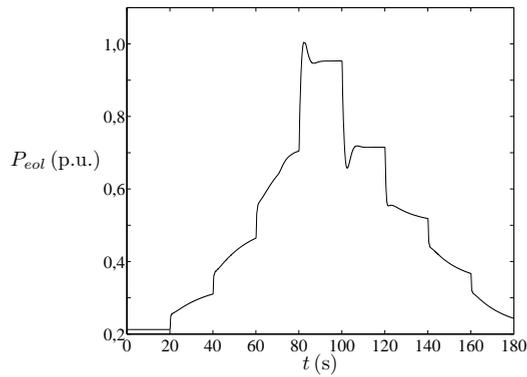


Figura 3.24. Potencia generada tras escalones de viento con un control de velocidad con ancho de banda de 2 rad/s y el modelo de turbina de (Clark *et al.*, 2010).

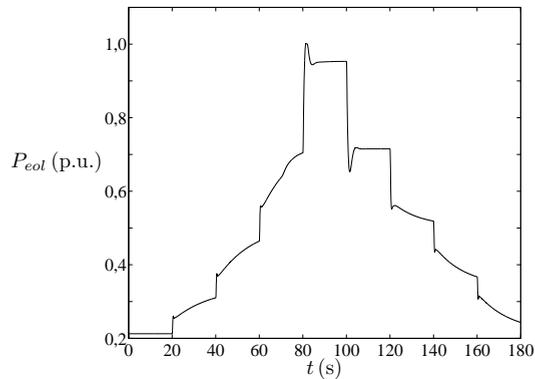


Figura 3.25. Potencia generada tras escalones de viento con un control de velocidad con ancho de banda de 3 rad/s y el modelo de turbina de (Clark *et al.*, 2010).

Por tanto, según vaya aumentando la velocidad del viento también lo harán la velocidad de giro y su referencia por lo que el error de velocidad no será muy grande y el par electromagnético puede variar lentamente. Lo mismo sucede con los escalones negativos, la potencia capturada por la turbina baja a la vez que también lo hacen la velocidad de giro y su referencia.

Una vez que se ha llegado a la velocidad máxima, la referencia deja de aumentar por lo que ya no se permiten variaciones en la velocidad de giro pese a que la potencia capturada aumente bruscamente tras cada escalón de viento. Para evitar que la velocidad varíe de su valor de referencia es necesario que el par electromagnético cambie rápidamente, lo que provoca sobreoscilaciones en la potencia generada.

Estas sobreoscilaciones se podrían evitar si la curva de optimización de la potencia capturada, en vez de tener un tramo vertical al llegar a la velocidad de giro máxima, tuviera una recta con una cierta pendiente, como la línea de puntos de la Figura 3.26 que parte de la curva de optimización y llega hasta la potencia nominal. Lo mismo se aplica a la velocidad mínima. La elección de los puntos en los que las rectas inclinadas cortan la curva de optimización es una cuestión de diseño. Si están muy próximos a las velocidades mínima y máxima se maximizará la energía capturada en un mayor rango de velocidades de viento. Sin embargo, al tener mayor pendiente se permitirá una menor variación de la velocidad en torno a los valores mínimo y máximo, lo que origina mayores fluctuaciones en la potencia generada (Ackermann, 2005).

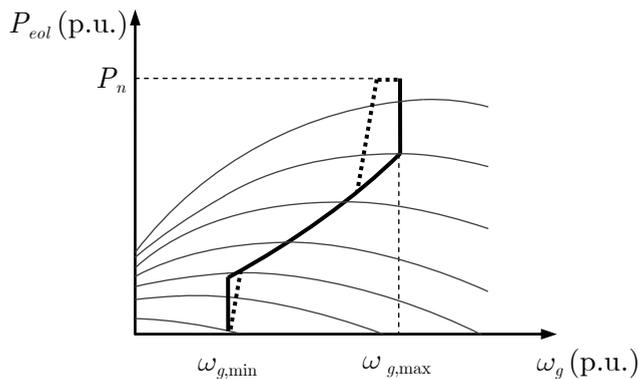


Figura 3.26. Curvas de optimización para control de velocidad (línea continua) y potencia (línea de puntos).

Esta curva alternativa debe implementarse obligatoriamente cuando la búsqueda del punto de funcionamiento óptimo se realiza mediante el control de la potencia generada en lugar de la velocidad de giro ya que si se tienen tramos verticales en las

velocidades mínima y máxima, cuando se gira a dichas velocidades, se tienen infinitas potencias de referencia.

La línea de puntos llega a la potencia nominal para una velocidad menor a la máxima, de modo que continúa con un tramo horizontal hasta llegar a la velocidad máxima. Esta es la forma que consideran la mayoría de autores que proponen realizar control de potencia (Hansen *et al.*, 2005), (Slootweg, 2003) y (Ackermann, 2005). Como se verá en el apartado 3.6.1, con este tramo horizontal se trata de mejorar la interacción con el control de potencia capturada.

Por tanto, si se quieren menores sobreoscilaciones se deberá tener una curva de optimización con cambios suaves, de poca pendiente. Como en la presente tesis tiene importancia poder girar a la máxima velocidad, se optará por una curva con tramos verticales en las velocidades límites aunque ello conlleve sobreoscilaciones cuando la velocidad de viento varía alrededor de ciertos valores.

Esto provocará problemas en la calidad de la energía producida que se intentarán minorar evitando las sobreoscilaciones adicionales que origina el control con ancho de banda de 3 rad/s a vientos más bajos. Por eso, se ha elegido el controlador que hace que se tenga un ancho de banda de 2 rad/s que tiene prácticamente las mismas prestaciones.

Al tener mayor ancho de banda que el controlador original, el seguimiento de la referencia es mucho mejor y la acción de control es mayor, lo que hace que se tengan menores tiempos de establecimiento. Sin embargo, se tendrá un peor comportamiento si la velocidad de giro tiene pequeñas oscilaciones, algo que suele suceder en la realidad debido a las características propias del viento o al ruido en la medición. Esto refuerza la elección de ancho de banda realizada, ya que se ha optado por el menor de los valores sugeridos en la bibliografía.

3.6. Control de potencia capturada

Una vez que el par electromagnético llega a su valor máximo, la única manera de lograr que no aumente la velocidad de giro ante incrementos en la velocidad del viento es reduciendo el par ejercido por la turbina. Para ello, se varía el ángulo β de la pala, logrando así disminuir el coeficiente de potencia. En la bibliografía se pueden encontrar sistemas que controlan *i)* la potencia generada de modo que solo actúan cuando se supera la potencia nominal (Hansen *et al.*, 2004) o *ii)* la velocidad de giro de modo que solo actúan cuando se supera la velocidad máxima (Slootweg, 2003).

En la mayoría de casos se opta por la segunda opción porque asegura una mayor seguridad ya que, con la limitación de potencia, no se puede garantizar que en algún momento no se supere la velocidad máxima y también porque debido a la inercia de la turbina, la velocidad de giro varía más suavemente que la potencia generada con lo que se consigue reducir las variaciones del ángulo de paso y con ello la fatiga mecánica de su accionamiento (Rodríguez Amenedo *et al.*, 2003).

En (Clark *et al.*, 2010) se emplea la limitación de velocidad como control primario pero se complementa con un control de potencia, con la denominación de *pitch compensation*. Por sí solo, este control secundario no es de gran utilidad, sin embargo, es necesario para el sistema de control de activa que pueden llevar los aerogeneradores de General Electric de manera opcional ya que es el encargado de limitar la potencia activa generada en función de la frecuencia de la red. En el capítulo 5 de la presente tesis doctoral se explica su funcionamiento en detalle y se presenta un método alternativo que hace innecesario este sistema complementario por lo que es suficiente con que el ángulo de pala solo varíe cuando se supera la velocidad máxima. Por tanto, el sistema de control de potencia capturada, Figura 3.27, tiene una única entrada:

- velocidad de giro del generador ω_g proveniente del sistema mecánico;

y una única salida:

- ángulo de paso de pala β .

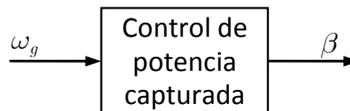


Figura 3.27. Entrada y salida del modelo del sistema de control de potencia capturada.

La estructura de control en bucle cerrado se muestra en la Figura 3.28. Se aprecia como el controlador empleado también es tipo PI, con limitación tanto de la salida con *anti-windup* como de su velocidad de variación. Además, incluye un sistema de primer orden con constante de tiempo τ_p que se emplea para modelar el servomotor que mueve las palas por lo que la salida de este control es el valor real de β , es decir, el que se obtiene a la salida del actuador.

La velocidad de referencia ω_{cp}^* tiene un valor constante igual a la velocidad de giro máxima del aerogenerador.

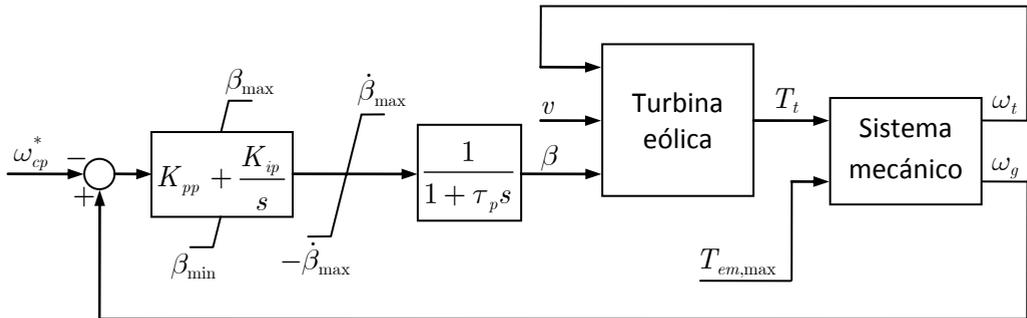


Figura 3.28. Estructura del control de potencia capturada en bucle cerrado.

En (Clark *et al.*, 2010) se dan los valores de todos parámetros del control: las constantes proporcional e integral del controlador, los límites mínimo y máximo del ángulo y de la velocidad de variación del mismo así como la constante de tiempo del servomotor:

$$\begin{aligned} K_{pp} &= 150 \\ K_{ip} &= 25 \\ \beta_{min} &= 0^\circ \\ \beta_{max} &= 27^\circ \\ \dot{\beta}_{max} &= 10^\circ/\text{s} \\ \tau_p &= 0,3 \text{ s} \end{aligned}$$

Los límites del ángulo de paso de pala se consideran razonables ya que comúnmente se acepta 0° como el ángulo mínimo que maximiza el coeficiente de potencia —en algunos casos se llega hasta pequeños valores negativos— y 27° asegura que con vientos de 25 m/s no se supere la potencia nominal. La velocidad de variación del ángulo está en el límite superior del rango en el que se mueven los generadores actuales durante el funcionamiento normal, de 5 a $10^\circ/\text{s}$, aunque en casos de emergencia se puede llegar a valores entre 10 y $20^\circ/\text{s}$ (Heier, 2006).

La contante de tiempo del servomotor también parece aceptable ya que está próxima a los $0,25 \text{ s}$ que se proponen en (Snel y Schepers, 1995) tras estudiar el comportamiento del aerogenerador de Tjæreborg.

3.6.1. Interacción con el control de velocidad

Si el sistema de control de potencia capturada utiliza la velocidad de giro como referencia se tiene el inconveniente de que puede interferir con el control de velocidad. Si se toma la velocidad máxima del generador $\omega_{g,\max}$ como la referencia máxima del control de velocidad $\omega_{cv,\max}$ y también como la referencia del control de potencia capturada ω_{cp}^* se producen efectos no deseados, explicados a continuación.

Con vientos altos se producen fluctuaciones en la potencia generada. Si la velocidad de giro baja un instante por debajo del valor máximo, el control de velocidad reduce el par electromagnético y con ello la potencia generada cuando sería suficiente con cambiar el ángulo de paso de pala para recuperar nuevamente la velocidad máxima y sin que variara la potencia generada.

Con vientos medios, ambos controles intentan limitar la velocidad de giro si durante un instante supera su valor máximo. Sin embargo, se podría evitar la actuación del control de potencia capturada ya que el aumento de par electromagnético podría ser suficiente para decelerar al aerogenerador. Esta actuación simultánea de ambos controles puede provocar que el par de la turbina y el electromagnético se lleguen a igualar con un ángulo de paso de pala distinto de cero, dando lugar a puntos de funcionamiento que no son el óptimo.

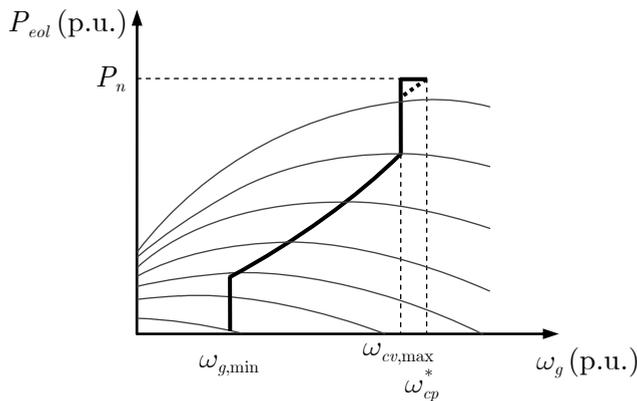


Figura 3.29. Velocidades de referencia del control de potencia capturada y máxima del control de velocidad.

Para evitar estos problemas basta con que la referencia máxima del control de velocidad sea menor que la del ángulo de pala (Burton *et al.*, 2001), es decir $\omega_{cv,\max} < \omega_{cp}^*$, como se muestra en la Figura 3.29.

Como referencia del control de potencia capturada se ha tomado la velocidad máxima admisible del generador $\omega_{cp}^* = \omega_{g,max}$ para así garantizar que nunca se supera de modo permanente.

Esta modificación hace que, con vientos medios, mientras actúa el control de par, el generador gire a una velocidad algo inferior a la máxima. Con vientos altos, cuando entra en funcionamiento el sistema de control de potencia capturada, es cuando se llega a la velocidad máxima. Al pasar de una velocidad a otra se pueden producir cambios en la potencia generada en función del control de par electromagnético por el que se opte:

- Si $T_{em,max} = P_n / \omega_{g,max}$, girando a $\omega_{cv,max}$ no se puede llegar a generar la potencia nominal. Si la velocidad aumenta hasta $\omega_{g,max}$ manteniendo el par máximo es cuando se alcanza la potencia nominal, siguiendo la línea de puntos de la Figura 3.29.
- Si $T_{em,max} = P_n / \omega_{cv,max}$, girando a $\omega_{cv,max}$ se puede llegar a generar la potencia nominal. Si al aumentar la velocidad hasta $\omega_{g,max}$ se desea que la potencia permanezca constante en su valor nominal será necesario ir reduciendo el par electromagnético a medida que la velocidad vaya aumentando. Por ejemplo, el control del generador de Acciona hace que la demanda de par varíe levemente en proporción inversa al incremento de velocidad (Acciona, 2005). Se sigue la línea continua de la Figura 3.29.

En la Figura 3.30 se muestra la respuesta del aerogenerador ante escalones en la velocidad de viento de 1 m/s de amplitud y 20 s de duración cuando se tienen diferentes valores de $\omega_{cv,max}$, concretamente 1,2, 1,19 y 1,15 p.u. y el mismo de ω_{cp}^* , igual a 1,2 p.u. La velocidad de viento parte de 9 m/s, llega hasta 12 m/s y vuelve de nuevo a 9 m/s.

En los tres casos se parte de $\omega_{cv,max}$, se llega a ω_{cp}^* y se vuelve a $\omega_{cv,max}$. Sin embargo, cuando $\omega_{cv,max}$ y ω_{cp}^* son iguales, la potencia generada no vuelve a su valor inicial sino que se estabiliza en un valor menor. Esto es debido a la actuación simultánea de los controles de velocidad y de potencia capturada. Este último, actúa a los 20 s, cuando no es necesario ya que aumentando el par electromagnético es suficiente para frenar el aerogenerador. Sin embargo, evita la sobreoscilación en la potencia generada que se tiene cuando la velocidad de viento cambia de 9 a 10 m/s, comen-

tada en el apartado 3.5. Entre los 40 y los 80 s el ángulo de pala es muy parecido para los tres casos.

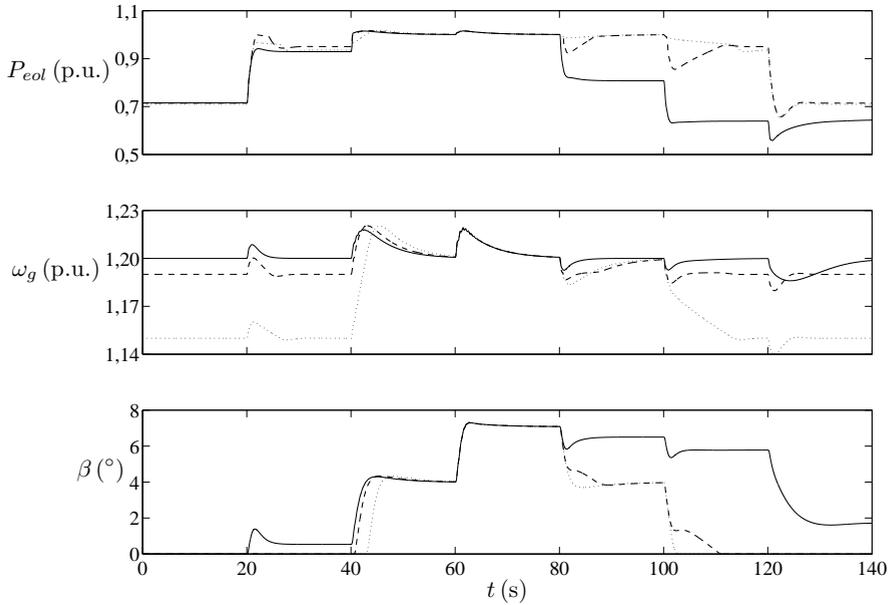


Figura 3.30. Respuesta ante escalones de viento con diferente referencia máxima en el control de velocidad (continua: $\omega_{cv,max} = 1,2$ p.u.; discontinua: $\omega_{cv,max} = 1,19$ p.u.; puntos: $\omega_{cv,max} = 1,15$ p.u.).

A partir de entonces, tiene valores mayores a los que correspondería. Al disminuir la velocidad del viento se reduce el par ejercido por la turbina por lo que es necesario disminuir el ángulo de pala para que vuelva a aumentar hasta igualar al par electromagnético, que prácticamente no ha variado. Sin embargo, cuando $\omega_{cv,max} = \omega_{cp}^*$ y la velocidad de giro baja momentáneamente de 1,2 p.u., el control de velocidad reduce el par electromagnético rápidamente hasta que se iguala al menor par de la turbina, haciendo que no sea necesario disminuir más el ángulo de pala. Por eso, al final de la simulación no llega al mínimo sino que se estabiliza en un valor algo inferior a 2° .

Si se reduce $\omega_{cv,max}$ a 1,19 p.u. se logra un mejor comportamiento de la potencia, que ya no se estabiliza en valores no óptimos. Sin embargo, no se evitan fluctuaciones cuando las bajadas de la velocidad de viento hacen que la velocidad de giro sea por un instante inferior a $\omega_{cv,max}$, como ocurre a los 80 y a los 100 s.

Con $\omega_{cv,max}$ igual a 1,15 p.u. se evitan estas fluctuaciones. Sin embargo, ampliar la diferencia entre $\omega_{cv,max}$ y ω_{cp}^* hace que para varias velocidades de viento se gire a una

velocidad considerablemente menor que la máxima, lo que repercute negativamente en la producción de energía ya que la turbina captura menos potencia —aunque es casi inapreciable, al inicio de la simulación el aerogenerador que gira a 1,15 p.u. genera menos potencia— y también en la acumulación de energía cinética del aerogenerador.

En los tres casos, a los 120 s se tiene la sobreoscilación por el cambio en la velocidad de viento de 10 a 9 m/s, también comentada en el apartado 3.5. Ahora, la variación del ángulo de pala que se tiene con $\omega_{cv,max}$ igual a 1,15 p.u. no logra evitarla.

Para poder tener $\omega_{cv,max} = \omega_{cp}^* = 1,2$ p.u. se ha seguido lo indicado en (Acciona, 2005) y se ha optado por establecer una comunicación entre ambos controles que permita implementar una lógica de operación que asegure que el control de potencia capturada no comienza a regular hasta que el control de par está saturado y viceversa, el control de velocidad no regula mientras la salida del control de potencia capturada no sea el valor óptimo. En la lógica programada se ha permitido la actuación del control de velocidad antes de llegar a β_{min} , concretamente cuando el ángulo de pala alcanza $0,1^\circ$. En (Hansen *et al.*, 2005) se propone un valor de 1° .

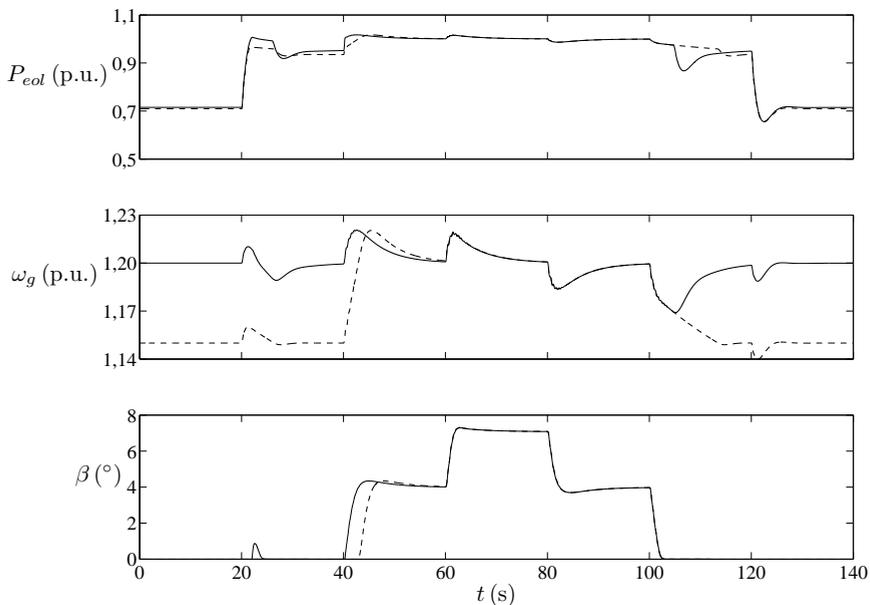


Figura 3.31. Respuesta antes escalones de viento con y sin comunicación entre los controles de velocidad y de potencia capturada (continua: con comunicación y $\omega_{cv,max} = 1,2$ p.u.; discontinua: sin comunicación y $\omega_{cv,max} = 1,15$ p.u.).

En la Figura 3.31 se compara la respuesta que se tiene cuando se implementa este sistema en el peor de los casos anteriores, es decir, con $\omega_{cv,max} = 1,2$ p.u., con la respuesta que tenía en el mejor de los casos, es decir, con $\omega_{cv,max} = 1,15$ p.u.

El sistema de comunicación mejora claramente el comportamiento cuando $\omega_{cv,max} = 1,2$ p.u. Sin embargo, no evita que el control de potencia capturada actúe nuevamente tras el escalón de viento producido a los 20 s aunque ahora la variación es de muy pequeña duración y no provoca puntos de funcionamiento anormales. La variación se produce unos segundos más tarde, los necesarios para que la referencia de par electromagnético llegue a su valor máximo, lo que permite la actuación del control de potencia capturada.

Tampoco evita una reducción momentánea de potencia tras el escalón de los 100 s que se inicia cuando el ángulo de pala ya es inferior a $0,1^\circ$, lo que permite que el control de velocidad actúe y disminuya la referencia de par electromagnético para reacelerar el aerogenerador.

3.6.2. Mantenimiento de la potencia nominal constante

Las constantes variaciones en la velocidad de viento hacen que nunca se pueda funcionar exactamente a la velocidad de giro máxima, sino con valores que fluctúan en torno a ella. Al estar trabajando con par electromagnético máximo, estas variaciones de velocidad se traducen en oscilaciones en la potencia generada. Empleando un sistema como el comentado en el apartado anterior para lograr una potencia constante igual a la nominal entre $\omega_{cv,max}$ y ω_{cp}^* , se puede conseguir que la potencia generada se mantenga constante en su valor nominal pese a las fluctuaciones en la velocidad de giro.

Esto es posible por la flexibilidad que ofrecen los GADA para regular su par electromagnético, que se puede aprovechar para hacerlo variar alrededor de su valor máximo en proporción inversa a los incrementos de velocidad. Esta estrategia es contraria a la del control de velocidad ya que un aumento en la velocidad de giro da lugar a una disminución en el par electromagnético, lo que provoca un mayor aumento en la velocidad, que debe ser controlada por el control de potencia capturada.

Esto no supone ningún problema para los aerogeneradores comerciales ya que aceptan una cierta variación en la velocidad de giro en torno a su valor máximo. En (Acciona, 2005) se indica que es incluso deseable ya que así se logra una respuesta más suave, con variaciones más lentas de par y potencia.

Además, el límite máximo de velocidad de los aerogeneradores es bastante elevado. Por ejemplo, el modelo de 1,5 MW de Acciona tolera una sobrevelocidad máxima de 1,7 p.u. durante 2 min (Acciona, 2006). La actuación del control de potencia capturada asegura que las velocidades máximas que se puedan alcanzar están muy por debajo del límite máximo.

En la Figura 3.32 se aprecia como al implementar este sistema se logra mantener la potencia generada completamente constante en su valor nominal desde el segundo 40 hasta pasado el 100. Durante el tiempo restante el comportamiento es muy parecido aunque las variaciones de la velocidad de giro son algo mayores, lo que provoca una actuación del sistema de paso de pala también algo mayor.

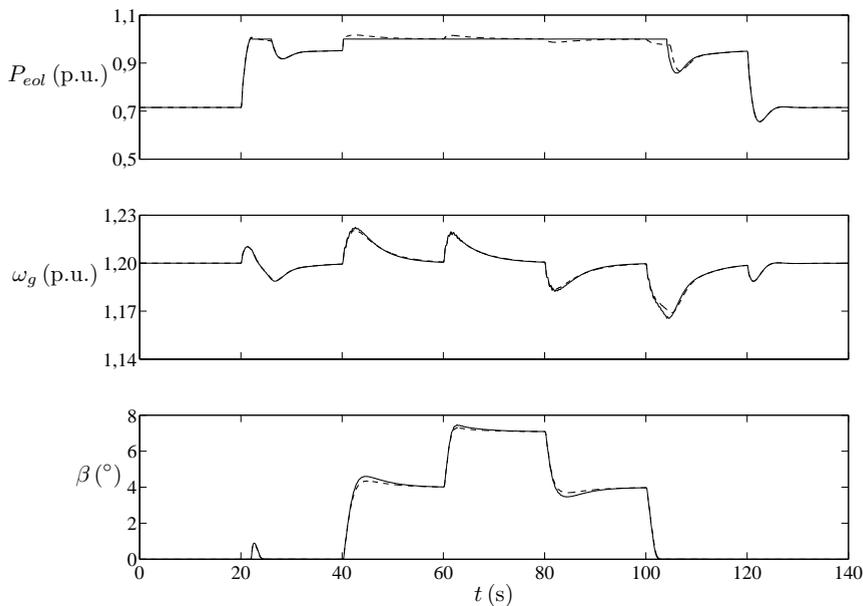


Figura 3.32. Respuesta ante escalones de viento con y sin sistema para mantener la potencia nominal constante (continua: con sistema; discontinua: sin sistema).

Tras el escalón de los 100 s se tiene la misma reducción de potencia que se tenía anteriormente. Esto es debido a que el sistema para mantener la potencia constante solo actúa cuando el par electromagnético ha llegado a su valor máximo y, por tanto, cuando actúa el control de potencia capturada. Como se ha comentado anteriormente, la reducción de potencia se tiene porque el paso de pala está por debajo de $0,1^\circ$. Esto hace que el control de velocidad empiece a disminuir la referencia de par elec-

tromagnético, lo que lleva asociado que se desactive el sistema para mantener la potencia constante.

Cuando la velocidad baja mucho el control de velocidad disminuye el par electromagnético de manera importante para reaccelerar el aerogenerador. La importante bajada simultánea de velocidad y par electromagnético hace que la potencia generada disminuya de forma considerable.

3.6.3. Diseño del controlador. Planificación de ganancia

Conocidas las modificaciones que se proponen para mejorar la interacción entre los controles de potencia capturada y de velocidad y para mantener la potencia constante en su valor nominal pese a las variaciones de viento, se procede a analizar la idoneidad de las constantes del controlador propuestas por (Clark *et al.*, 2010). Para ello se ha realizado un estudio similar al del apartado 3.5 para el control de velocidad, por lo que nuevamente se ha rehecho la estructura de control, quedando en este caso como muestra la Figura 3.33.

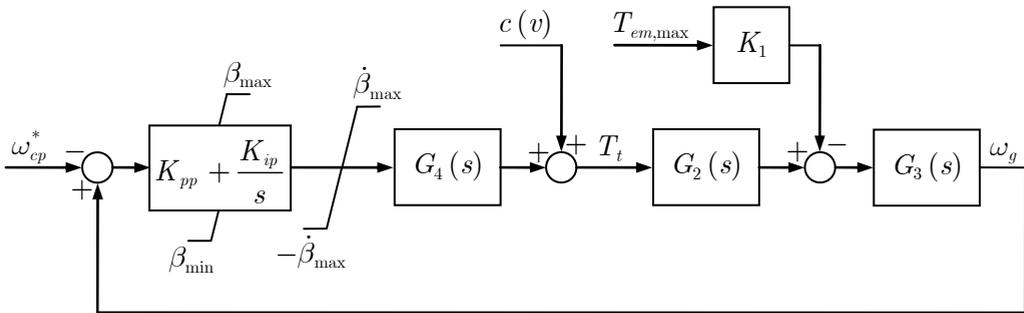


Figura 3.33. Control de potencia capturada en bucle cerrado considerado como un sistema con perturbaciones.

Como el sistema mecánico vuelve a aparecer para relacionar las diferentes variables, es necesario emplear las mismas funciones de transferencia G_2 y G_3 . Sin embargo, ahora se considera como perturbación el par electromagnético, en lugar del par de la turbina. El control de potencia capturada solo actúa cuando el par electromagnético alcanza su valor máximo por lo que se considera como una perturbación constante de valor $T_{em,max}$. Por tanto:

$$K_1 = G_1(s = 0) = \frac{K_{tg} \omega_{base,g}}{2H_t H_g}$$

El mayor problema a la hora de diseñar el controlador reside en que los modelos de la turbina eólica son claramente no lineales. En el diseño tradicional se opta por linealizar la expresión de $C_p(\lambda, \beta)$ en torno a unos determinados puntos de funcionamiento en los que, una vez garantizada la estabilidad, se pueden ajustar las ganancias del controlador a partir de la respuesta ante escalón (Hand y Balas, 2002).

En la presente tesis doctoral se ha preferido estudiar la respuesta en frecuencia de sistema en todos los regímenes de funcionamiento que normalmente se puedan dar y garantizar la estabilidad de todos ellos. De esta manera se puede asegurar un control robusto.

Para ello, en primer lugar, se ha analizado la variación de la potencia capturada en función del ángulo de paso de pala para todas las velocidades de viento y con una velocidad de giro igual a la de referencia de este sistema —la máxima del aerogenerador—.

En la Figura 3.34 se muestran las curvas que se obtienen para velocidades de viento entre 7 y 19 m/s con la expresión de C_p para aerogeneradores de velocidad variable de (Slootweg, 2003). Con velocidades menores de 6,4 m/s la potencia capturada es nula. Para el resto de velocidades, se tienen curvas semejantes a rectas paralelas que tienen mayor ordenada en el origen según va aumentando la velocidad del viento: 0,3 p.u. para 8 m/s, 0,55 p.u. para 9 m/s,... Esto es lógico puesto que para un determinado valor de β , se debe tener mayor P_t a medida que aumenta la velocidad del viento. Sin embargo, para velocidades mayores de 19 m/s sucede todo lo contrario ya que las curvas pasan a tener una ordenada en el origen cada vez menor, haciendo que queden por debajo de las curvas de menor velocidad de viento, lo que carece de sentido. Con el objetivo de mejorar la claridad de la Figura 3.34, se ha optado por no incluir las curvas para velocidades mayores de 19 m/s ya que se solapan con las actualmente representadas.

Realmente, se podría afirmar que este modelo de turbina eólica solo es válido hasta 16 m/s ya que es la velocidad a partir de la cual las curvas dejan de estar igual de espaciadas. Esto hace que sea un poco limitado ya que las velocidades máximas de los aerogeneradores suelen ser mayores, entre 20 y 25 m/s.

Si se calcula la variación de potencia para el modelo propuesto por (Clark *et al.*, 2010) se obtienen unas curvas válidas para velocidades de viento de 6 a 25 m/s, tal y como se puede apreciar en la Figura 3.35. También es posible representar la curva para 5 m/s pero implica que $\lambda > 15$, lo que hace que el modelo no sea válido.

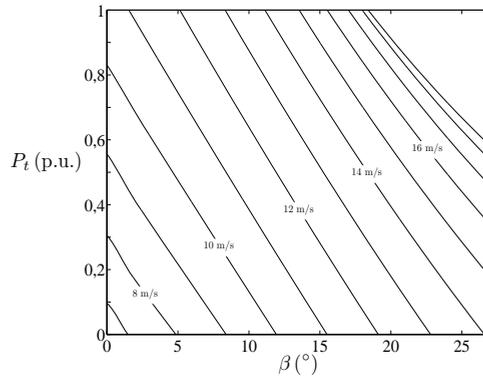


Figura 3.34. Potencia capturada en función del ángulo de pala para velocidades de viento entre 7 y 19 m/s y velocidad de giro máxima con el modelo de turbina de velocidad variable de (Slootweg, 2003).

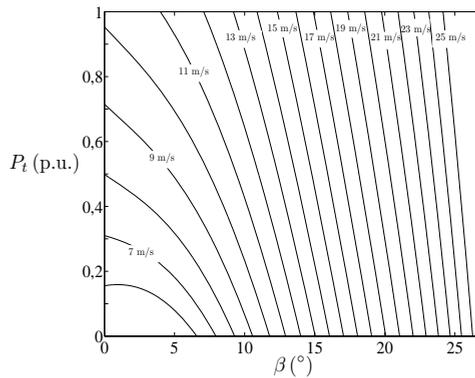


Figura 3.35. Potencia capturada en función del ángulo de pala para velocidades de viento entre 6 y 25 m/s y velocidad de giro máxima con el modelo de turbina de (Clark *et al.*, 2010).

A la vista de las gráficas de ambos modelos de turbina se concluye que, girando a la velocidad máxima, para la mayoría de velocidades de viento la potencia capturada en función de β se asemeja a una recta con pendiente negativa y ordenada en el origen creciente con la velocidad de viento. Por lo que se puede representar como:

$$P_t(\beta) = m\beta + b(v) \quad (3.51)$$

Si se divide por la velocidad de giro, que es prácticamente constante e igual a la velocidad ω_{cp}^* de referencia del control se obtiene una expresión relativamente simple del par ejercido por la turbina en función del ángulo de paso de pala:

$$T_t(\beta) = \frac{m\beta + b(v)}{\omega_{cp}^*} = \frac{m}{\omega_{cp}^*} \beta + c(v) \quad (3.52)$$

Sin embargo, presenta el inconveniente del término $c(v)$ que depende de la velocidad del viento. Se ha decidido considerarlo como otra perturbación, en este caso, completamente aleatoria al igual que lo es la velocidad del viento.

Para finalizar la reestructuración del sistema de control se ha agrupado la parte dependiente de β de la expresión 3.52 con la función de transferencia del servomotor para dar lugar a una última función de transferencia:

$$G_4(s) = \frac{m}{\omega_{cp}^*(1 + \tau_p s)}$$

Una vez logrado un sistema en bucle cerrado formado solo por funciones lineales y perturbaciones se puede obtener su respuesta en frecuencia en bucle abierto. Para tener en cuenta todos los regímenes de funcionamiento se han obtenido los valores que toma m en función de β con diferentes velocidades de viento, cuando la turbina gira a la velocidad máxima.

Para ello, cada una de las curvas de potencia capturada mostradas anteriormente se ha derivado respecto al ángulo de paso de pala:

$$m = \frac{\partial P_t}{\partial \beta} \quad (3.53)$$

Los resultados se muestran en la Figura 3.36 para el modelo de (Slootweg, 2003) y en la 3.37 para el modelo de (Clark *et al.*, 2010). Las derivadas se han calculado para el rango de ángulo de pala en el que se puede llegar a funcionar, que es el mostrado en las Figuras 3.34 y 3.35. Es decir, para potencias capturadas inferiores a la nominal. En la Figura 3.37 se aprecia claramente como para cada velocidad de viento solo se muestra la derivada en el rango de ángulo de pala en el que la potencia capturada está entre 0 y 1 p.u.

Las pendientes obtenidas con el modelo de (Slootweg, 2003) tienen un comportamiento errático con tramos crecientes y decrecientes, aunque dentro de un margen muy estrecho. Sería aceptable seleccionar un único valor negativo, de pequeña magnitud, en torno a $-0,065$.

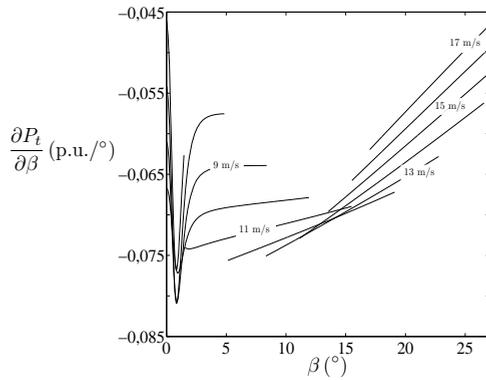


Figura 3.36. Derivada de la potencia capturada con respecto al ángulo de pala para la velocidad de giro máxima con el modelo de turbina de velocidad variable de (Slootweg, 2003).

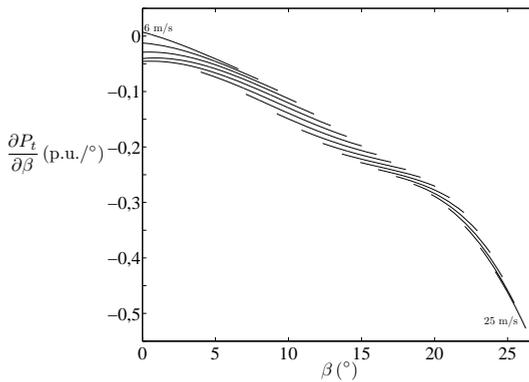


Figura 3.37. Derivada de la potencia capturada con respecto al ángulo de paso de pala para el modelo de turbina de velocidad variable de (Clark *et al.*, 2010).

En cambio, con el modelo de (Clark *et al.*, 2010) se tienen valores negativos —excepto para un pequeño rango de 6 m/s— siempre crecientes con el ángulo de paso de pala hasta llegar a valores mucho más pequeños, menores de -0,5. Este comportamiento es como el mostrado en (Hansen *et al.*, 2005). Además, en (Acciona, 2005) se indica que, efectivamente, la sensibilidad del par aerodinámico a cambios en el ángulo de pala es mucho mayor para condiciones de vientos fuertes.

Se asume, por tanto, que el modelo de turbina de (Clark *et al.*, 2010), a diferencia del de (Slootweg, 2003), representa con bastante fiabilidad el comportamiento real de los aerogeneradores por lo que va a ser el único que se utilice de aquí en adelante. En general, todos los modelos con una expresión de C_p con la misma forma que la

propuesta por (Heier, 2006) tienen este mal comportamiento, por lo que su utilización se considera desaconsejable.

La variación de la pendiente de la potencia capturada con el ángulo de pala hace que, tanto en (Hansen *et al.*, 2005) como en (Acciona, 2005), se proponga utilizar un controlador con planificación de la ganancia —*gain scheduling*— para evitar problemas de estabilidad a ciertas velocidades de viento. La ganancia del controlador se va modificando en función del ángulo que tenga la pala en cada momento.

La primero que se ha hecho con el controlador propuesto en (Clark *et al.*, 2010) es comprobar si realmente pueden aparecer problemas de estabilidad a determinadas velocidades de viento. Para ello se ha partido de los valores mínimo y máximo que puede tomar la pendiente de la potencia capturada. Según la Figura 3.37, $m_{\min} = -0,5271$ p.u./° y $m_{\max} = 0,0072$ p.u./°. Obviamente, el control está diseñado para pendientes negativas ya que lo normal es que al aumentar el ángulo de la pala se disminuya la potencia capturada. Un cambio de signo en la pendiente le ocasionaría importantes problemas, por lo que se ha decidido considerar solo valores positivos.

Esto implica despreciar un número reducido de los puntos de funcionamiento obtenidos —vientos en torno a 6 m/s y ángulos de pala entre 0 y 0,95°— que además nunca se dan durante la operación normal del aerogenerador por lo que es muy poco probable que se trabaje en ellos. En condiciones normales, el paso de pala no actúa hasta velocidades superiores a 10 m/s por lo que si se dan estos puntos de funcionamiento será cuando el aerogenerador trabaje con reservas de potencia.

Además, también es posible que la potencia calculada para esos puntos de funcionamiento no sea la real de un aerogenerador pese a que el valor de λ con viento de 6 m/s y velocidad de giro de 1,2 p.u. es menor que el límite máximo de 15 para el que es válida la expresión de C_p —incluso de 13 que fijaba (Miller *et al.*, 2003a)—. La pendiente positiva máxima obtenida tiene un valor tan pequeño que sería aceptable considerarlo como un error respecto a su probable valor real, que sería pequeño y negativo.

Como punto inicial de diseño se ha decidido elegir las pendientes que se tienen durante la operación normal del aerogenerador por lo que la máxima es la que se tiene con la velocidad de viento a la que empieza a actuar el paso de pala y la mínima la que se tiene generando la potencia nominal con velocidad de viento máxima. Concretamente, $m_{\max} = -0,0460$ p.u./° que se tiene con $v = 10,2$ m/s y

$m_{\min} = -0,4246$ p.u./ $^{\circ}$ que se tiene con $\beta = 24,2^{\circ}$. Una vez diseñado el controlador con estas pendientes máxima y mínima, se comprobará el comportamiento con las pendientes más extremas que se puedan dar, negativa muy próxima a 0 y de valor igual a $-0,5271$ p.u./ $^{\circ}$ para considerar así todos los regímenes de funcionamiento posibles, por improbables que sean.

Hay que recordar que la variable que realmente se quiere controlar es el par, por lo que es necesario dividir la potencia capturada por la velocidad de giro. Durante la actuación del control de potencia capturada, la velocidad de giro puede sufrir variaciones no despreciables alrededor de la velocidad de referencia, sobre todo si se emplea la regulación adicional de par para mantener la potencia constante. Por eso, se han calculado m_{\min} y m_{\max} para velocidades de giro de 1,17 y 1,23 p.u. ya que, como se puede apreciar en la Figura 3.32 las variaciones alrededor de la velocidad máxima están dentro del rango de $\pm 0,03$ p.u.

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 3.8 junto con su división por la velocidad de giro. Precisamente m/ω_t es la ganancia de G_4 , que relaciona el ángulo que da como salida el controlador con la parte del par aerodinámico que es independiente de la velocidad del viento. La ganancia se va a considerar positiva ya que lo realmente importante es la magnitud. El hecho de ser negativa únicamente afecta a la hora de diseñar el control en que se debe cambiar los signos en la resta entre la referencia y la realimentación.

Por tanto, durante la operación normal las ganancias mínima y máxima serán 0,0363 y 0,3546 p.u./ $^{\circ}$ respectivamente. En la Figura 3.38 se muestran los diagramas de Bode de la respuesta en frecuencia del sistema en bucle abierto considerando estos dos valores de la ganancia de G_4 y con el controlador propuesto en (Clark *et al.*, 2010).

Tabla 3.8. Pendientes máxima y mínima que durante la operación normal puede tener la potencia capturada q en función del ángulo de pala para velocidades de giro alrededor de la máxima.

	ω_t (rad/s)		
	1,17	1,20	1,23
m_{\max}	-0,0425	-0,0460	-0,0488
m_{\min}	-0,4121	-0,4246	-0,4361
$ m_{\max}/\omega_t $	0,0363	0,0383	0,0397
$ m_{\min}/\omega_t $	0,3522	0,3538	0,3546

Estos dos diagramas representan los límites entre los que estarán comprendidos los de todos los puntos de funcionamiento que se pueden dar durante la operación normal del aerogenerador. Como se puede observar, para ambas ganancias el sistema es estable.

Sin embargo, con ganancia máxima el pico de resonancia queda muy cerca de 0 dB, al igual que sucedía en el control de velocidad. Ahora, en cambio, esto sí que puede ocasionar problemas de estabilidad ya que la fase está muy próxima a -180° . Cualquier variación en el sistema puede hacer que se llegue al límite de estabilidad.

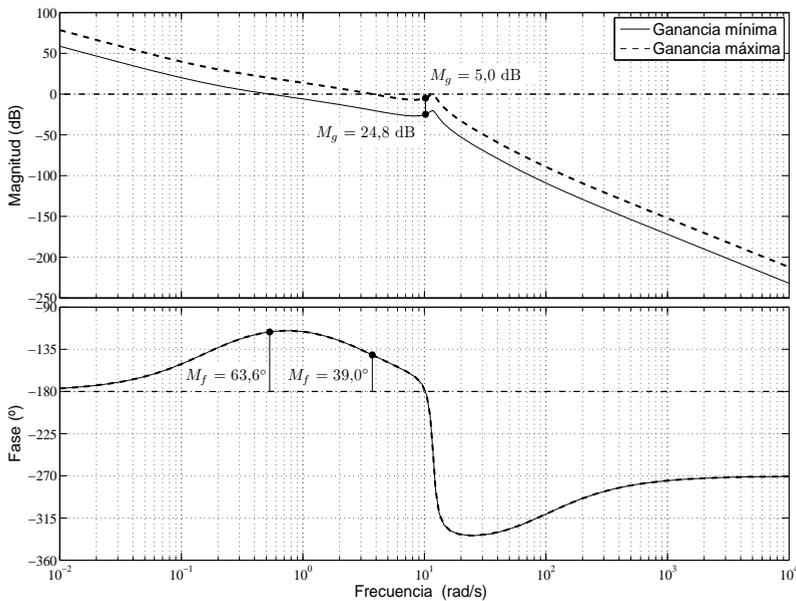


Figura 3.38. Respuesta en frecuencia del control de potencia capturada en bucle abierto con el controlador de (Clark *et al.*, 2010) y con los valores máximo y mínimo que puede tener la ganancia del par de la turbina ante variaciones de β durante la operación normal.

Para poder realizar un análisis riguroso de la estabilidad es necesario dibujar el diagrama de Nyquist en bucle abierto. En la Figura 3.39 se muestra para la ganancia máxima que puede tener el par de la turbina ante variaciones del ángulo de pala. Cuando se tienen sistemas resonantes como este, el margen de ganancia no da una buena indicación de lo próximo que se está a -1 . Por eso, es necesario conocer exactamente la mínima distancia a dicho valor, que se puede calcular como la inversa del

máximo M_s de la función de sensibilidad¹. Para un buen control, se suele fijar como requisito valores de M_s entre 1 y 2 (Åström, 2002).

En el caso mostrado en la Figura 3.39 se tiene un valor mayor, concretamente $M_s = 2,71$. Por tanto, con ganancias altas, es decir con vientos y ángulos de pala elevados existe el riesgo de que puedan aparecer problemas de estabilidad. Es precisamente la inestabilidad a vientos altos lo que hace que en (Hansen *et al.*, 2005) se diseñe un control de potencia capturada con planificación de ganancia.

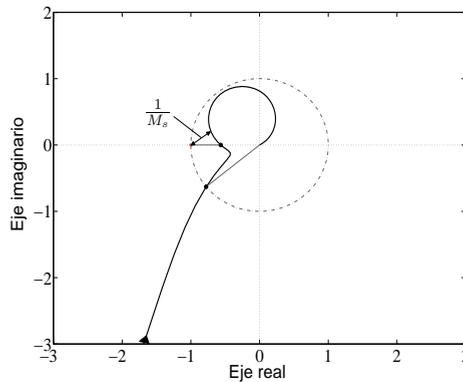


Figura 3.39. Diagrama de Nyquist del control de potencia capturada en bucle abierto con el controlador de (Clark *et al.*, 2010) y con la ganancia máxima del par de la turbina ante cambios de β .

La estabilidad, siendo fundamental, no es lo único que justifica diseñar el controlador con planificación de ganancia. La gran diferencia entre la ganancia con vientos bajos y altos hace que el ancho de banda del sistema también sea muy diferente. Así, con la ganancia mínima, $\omega_a = 0,85$ rad/s mientras que con la máxima el sistema es mucho más rápido, $\omega_a = 5,95$ rad/s.

Se ha analizado el distinto comportamiento que se tiene con vientos bajos y altos. En la Figura 3.40 se muestra el valor que toma el ángulo de paso de pala cuando el aerogenerador se somete a escalones de viento de 1 m/s y 20 s de duración que parten de 10 m/s, llegan hasta 14 m/s y vuelven nuevamente a 10 m/s. Tras aumentar la velocidad en 4 m/s es necesario que el ángulo de pala aumente unos 11° , de 0 a casi 11° . En la Figura 3.41 se muestra el valor que toma el ángulo de paso de

¹ Definida como $S = \frac{1}{1 + P(s)C(s)}$, donde $P(s) = G_4(s)G_2(s)G_3(s)$ y $C(s) = K_{pp} + \frac{K_{ip}}{s}$.

pala cuando el aerogenerador se somete a escalones de igual amplitud y duración pero que parten de 21 m/s, llegan hasta 25 m/s y vuelven nuevamente a 21 m/s. Con el mismo aumento de velocidad de viento es necesario aumentar el ángulo mucho menos, unos $4,4^\circ$, de $19,8$ a casi $24,2^\circ$. El ancho de banda con vientos altos es claramente demasiado elevado ya que provoca una respuesta muy oscilatoria que es muy perjudicial para todos los elementos mecánicos, tanto los propios del accionamiento de la pala como del sistema de transmisión.

Con vientos bajos, especialmente para velocidades de 13 y 14 m/s, también se aprecian pequeñas oscilaciones en el paso de pala cuando este cambia bruscamente tras cada escalón. En la Figura 3.42 se aprecia claramente como aparecen oscilaciones en la velocidad de giro del generador tanto a vientos altos como bajos.

Por un lado, con vientos altos la velocidad de giro se aleja muy poco de su valor de referencia pero tiene una oscilación excesiva, difícilmente tolerable por el sistema mecánico de transmisión.

Por otro lado, con vientos bajos la velocidad de giro se aleja más del valor de referencia aunque, a medida que crece la velocidad del viento, lo hace en menor medida. Esto se debe precisamente al aumento que experimenta la ganancia del par de la turbina a medida que se incrementa el ángulo de la pala. Además, en la velocidad también aparecen oscilaciones de mayor frecuencia que se pueden apreciar claramente cada vez que la velocidad alcanza un máximo. Estas oscilaciones crecen a medida que aumenta la velocidad del viento.

A la vista de los anteriores resultados, lo más aconsejable parece intentar tener con todas las velocidades de viento el mismo ancho de banda que se tiene a la mínima velocidad. Para ello, basta con mantener las constantes del controlador PI propuesto en (Clark *et al.*, 2010) para vientos —y por tanto ángulos de pala— bajos e ir reduciéndolas a medida que aumenta el ángulo de pala.

Por tanto, para todos los vientos y ángulos de pala que se puedan dar durante la operación normal del aerogenerador se tendrá un ancho de banda próximo a 0,85 rad/s. En la bibliografía no se han encontrado valores de referencia concretos para este control por lo que no se ha podido contrastar el valor elegido. Aún así, se considera un valor aceptable, tanto por el comportamiento que se tiene con vientos bajos como por ser suficientemente más lento que el control de par elegido.

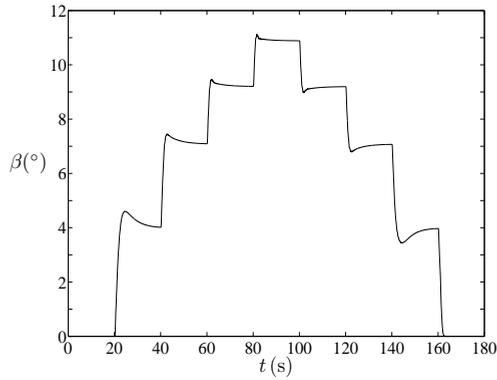


Figura 3.40. Ángulo de paso de pala tras escalones de viento de 1 m/s entre 10 y 14 m/s.

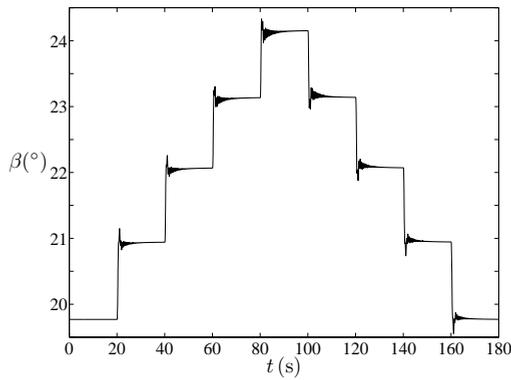


Figura 3.41. Ángulo de paso de pala tras escalones de viento de 1 m/s entre 21 y 25 m/s.

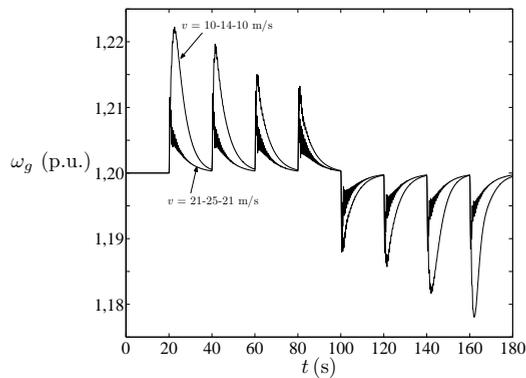


Figura 3.42. Velocidad de giro tras escalones de viento de 1 m/s con velocidades iniciales de 10 y 21 m/s.

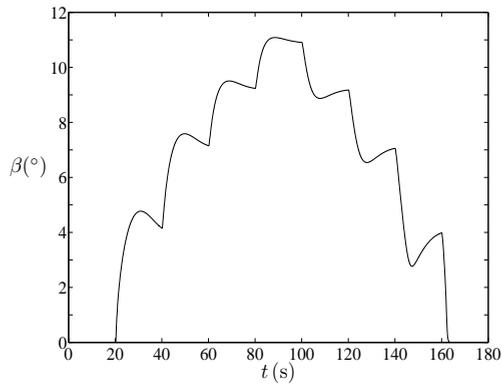


Figura 3.43. Ángulo de paso de pala tras escalones de viento de 1 m/s entre 10 y 14 m/s con planificación de ganancia en el controlador.

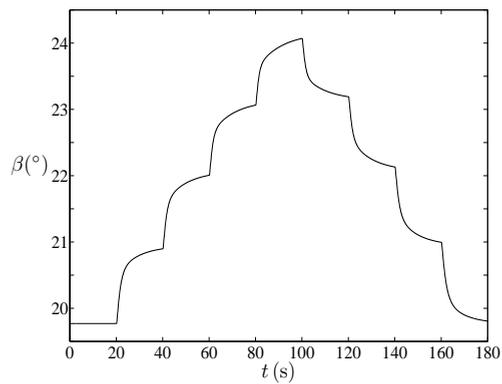


Figura 3.44. Ángulo de paso de pala tras escalones de viento de 1 m/s entre 21 y 25 m/s con planificación de ganancia en el controlador.

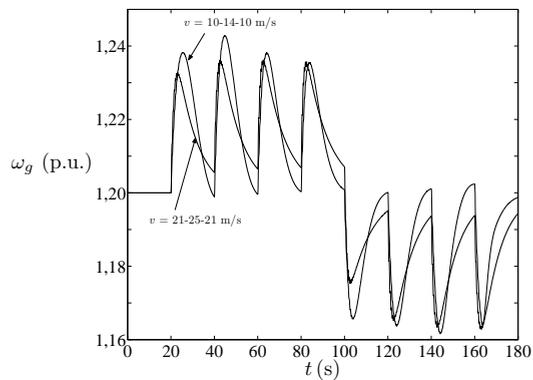


Figura 3.45. Velocidad de giro tras escalones de viento de 1 m/s con velocidades iniciales de 10 y 21 m/s con planificación de ganancia en el controlador.

Se propone que la ganancia proporcional² del controlador se reduzca linealmente en función del ángulo de la pala medido. La pendiente de la función lineal se ha calculado con las ganancias máxima y mínima consideradas hasta ahora y los ángulos a los que se tiene cada una de ellas. Para que la planificación de ganancia no dé problemas de estabilidad es necesario que los cambios en la ganancia sean lentos. Se considera que la limitación impuesta a la velocidad de variación del ángulo de pala es suficiente para que la ganancia no varíe demasiado rápido.

Se han repetido los mismos ensayos anteriores una vez implementada la planificación de ganancia y se ha logrado evitar las oscilaciones en el ángulo de paso de pala, tanto con vientos bajos, Figura 3.43, como con vientos altos, Figura 3.44. Ahora el ángulo de pala varía más lentamente, lo que hace que la velocidad de giro se aleje un poco más de su valor de referencia durante los escalones. Sin embargo, como se puede ver en la Figura 3.45, los máximos a los que se llega son parecidos para ambos rangos de velocidad de viento y además no disminuyen a medida que aumenta el ángulo de pala.

Se puede concluir que la planificación de ganancia da un buen resultado en todos los regímenes de funcionamiento que se pueden dar durante la operación normal del aerogenerador. Sin embargo, en la presente tesis doctoral se va a obligar al aerogenerador a acumular reservas, lo que supone trabajar con ángulos de pala mayores a los normales de cada velocidad de viento. Esto implica ángulos de pala mayores de 0° con vientos menores de $10,2 \text{ m/s}$ para generar menos potencia que la disponible en el viento o mayores de $24,2^\circ$ con viento máximo para generar una potencia menor que la nominal.

Por eso, para validar definitivamente el sistema de control de potencia capturada se ha comprobado la estabilidad con los valores máximo y mínimo de la ganancia que puede tener el par de la turbina, que se obtienen a partir de los valores máximo y mínimo de la Figura 3.37. Esto supone considerar condiciones extremas de funcionamiento como son variar el paso de pala con vientos muy bajos —a partir de 6 m/s — o aumentar tanto el paso de pala como para llegar a no generar potencia con la velocidad de viento máxima.

² La constante K_{pp} , que también aparece en $K_{ip} = \frac{K_{pp}}{T_{ip}}$, donde T_{ip} es el tiempo integral.

En la Figura 3.46 se muestra la respuesta en frecuencia del control en bucle abierto cuando se tienen estos valores extremos de ganancia y el controlador tiene implementada la planificación de ganancia. Con ganancias muy próximas a cero se reduce de manera importante la frecuencia de cruce de ganancia y con ella el ancho de banda. Esto tiene como consecuencia negativa que el margen de fase disminuya de manera importante, hasta un valor bastante menor que los recomendados para garantizar la estabilidad. Además, esto no se compensa con el mayor margen de ganancia ya que con el que se tenía anteriormente para la ganancia mínima durante la operación normal se garantizaba de sobra la estabilidad.

El peor comportamiento con ganancias muy próximas a cero es debido a que la planificación de ganancia del controlador se ha diseñado para tener ganancia mínima cuando el paso de pala empieza a actuar operando de modo normal, es decir, cuando el ángulo de pala es 0° y la velocidad de viento $10,2 \text{ m/s}$. Si con vientos menores se obliga a actuar al mecanismo de variación del ángulo de paso de pala, se tendrá una menor ganancia en el par de la turbina, la cual no será compensada por un aumento en la ganancia del controlador porque el ángulo de pala partirá del mismo valor mínimo.

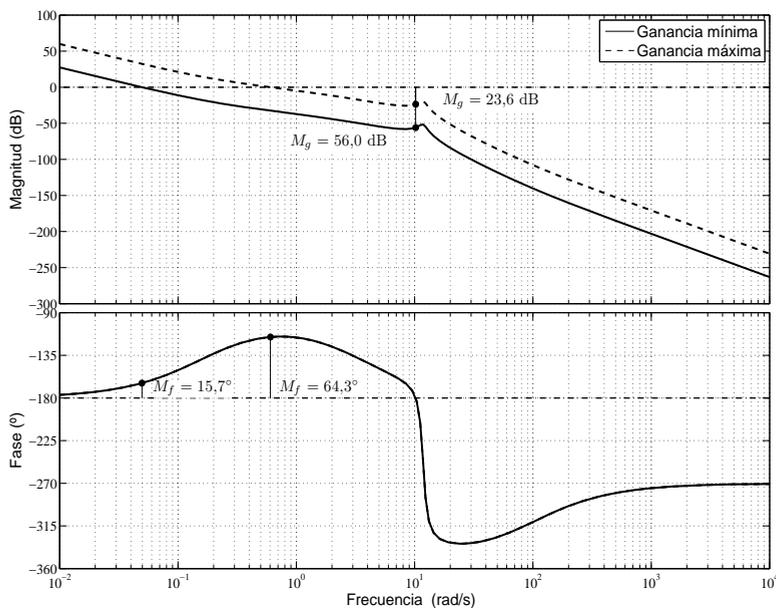


Figura 3.46. Respuesta en frecuencia del control de potencia capturada en bucle abierto con planificación de ganancia y con los valores extremos que tener la ganancia del par de la turbina ante variaciones de β .

En cambio, para vientos altos se ha considerado que la ganancia máxima se tiene cuando se está generando la potencia nominal con viento máximo. Si se obliga a actuar al mecanismo de variación del ángulo de paso de pala para generar menos potencia se tendrá una mayor ganancia en el par de la turbina pero que en este caso será compensada por una disminución de la ganancia del controlador a medida que va aumentando el ángulo de la pala. Así se logra que los márgenes de estabilidad sean similares a los que se tenía en la Figura 3.38 para la ganancia mínima. Esto confirma el buen funcionamiento de la planificación de ganancias con vientos altos.

3.6.4. Comportamiento con el modelo dinámico de turbina

El estudio detallado del control de potencia capturada que se ha llevado a cabo en el apartado anterior se ha realizado empleando el modelo estático de la turbina eólica. En este apartado se pretende comprobar el comportamiento del control seleccionado cuando la potencia capturada se calcula con el modelo dinámico desarrollado en el apartado 3.3.2 de la presente tesis doctoral.

En definitiva, se busca comprobar si un control diseñado a partir de un modelo estático de turbina puede tener problemas de estabilidad cuando se tienen sobreoscilaciones en la potencia capturada.

Para ello se ha utilizado nuevamente el análisis en frecuencia. Como el modelo dinámico es claramente no lineal, no es posible proponer una función de transferencia a partir de sus ecuaciones. Por eso, ha sido necesario recurrir a herramientas de identificación para obtener una función de transferencia que, ante variaciones del ángulo de pala, ofrezca una respuesta lo más aproximada posible.

Por la entrada de β del modelo se ha introducido una secuencia pseudoaleatoria de valores y se ha registrado la salida de potencia capturada por la turbina. Los valores obtenidos se han procesado con la *toolbox ident* de Matlab.

El modelo dinámico responde a los cambios de β con una importante sobreoscilación en la potencia capturada. Este comportamiento recomienda intentar aproximar el modelo a una función de transferencia con un cero negativo. Además, para ser realizable también tendrá un polo. Como resultado de la identificación se pretende obtener, para cada velocidad de viento, una expresión dinámica de la pendiente que tiene la potencia capturada ante variaciones del ángulo de pala. Ahora m , en vez de ser un valor constante negativo, tendrá la siguiente forma:

$$m(s) = K \frac{(1 + \tau_z s)}{(1 + \tau_p s)}$$

Los valores de K , τ_p y τ_z se han calculado para los valores enteros de velocidad de viento comprendidos entre 7 y 25 m/s. Este rango de velocidades es en el que la potencia capturada calculada con el modelo de (Clark *et al.*, 2010) tiene un buen comportamiento —pendiente siempre negativa— ante variaciones del ángulo de paso de pala. En la Tabla 3.9 se muestran los parámetros característicos de cada uno de los ensayos: velocidad de viento, constante de tiempo del filtro de la velocidad inducida y ángulos de pala máximo y mínimo entre los que ha variado la función pseudoaleatoria y que son los que garantizan que la potencia capturada esté entre 0 y 1 p.u. en régimen permanente.

Tabla 3.9. Características de los ensayos de identificación del modelo dinámico de turbina y resultados obtenidos.

Parámetros del ensayo				Resultados obtenidos			
v (m/s)	τ_w (s)	β_{\min} (°)	β_{\max} (°)	K (p.u./°)	τ_p (s)	τ_z (s)	Ajuste (%)
7	11,0	0	7,9	-0,041994	6,8243	8,7030	92,0
8	9,6	0	9,2	-0,057224	6,0917	8,4048	89,1
9	8,6	0	10,5	-0,071068	5,6424	8,0144	88,2
10	7,7	0	11,7	-0,084428	5,3977	7,5112	89,2
11	7,0	4,0	12,9	-0,115850	5,2562	6,7168	92,9
12	6,4	7,1	14,0	-0,147940	4,9601	6,1213	94,5
13	5,9	9,2	15,0	-0,173870	4,6991	5,6698	95,4
14	5,5	10,9	16,0	-0,195570	4,4937	5,3139	96,2
15	5,1	12,4	17,0	-0,213590	4,2806	4,9735	96,8
16	4,8	13,7	18,0	-0,228520	4,1233	4,7208	97,3
17	4,5	15,0	19,0	-0,242010	3,9452	4,4590	97,7
18	4,3	16,2	20,0	-0,255300	3,8299	4,2838	98,1
19	4,1	17,4	21,0	-0,270590	3,7090	4,1128	98,3
20	3,9	18,6	22,0	-0,290180	3,5788	3,9390	98,6
21	3,7	19,8	22,9	-0,315090	3,4417	3,7766	98,7
22	3,5	21,0	23,8	-0,347670	3,2952	3,6042	98,9
23	3,3	22,1	24,6	-0,384900	3,1222	3,4175	99,0
24	3,2	23,2	25,4	-0,428310	3,0264	3,3123	99,0
25	3,1	24,2	26,2	-0,472910	2,9414	3,2181	99,0

En la misma tabla también se incluyen los resultados obtenidos en la identificación. Al igual que sucede con el modelo estático, la ganancia va aumentando —en valor absoluto— a medida que lo hace el ángulo de pala. De hecho, para cada velocidad de viento, los valores obtenidos están comprendidos entre los máximos y mínimos que se tienen con el modelo estático y que se pueden obtener de la Figura 3.37. Por otro lado, al aumentar la velocidad de viento se tienen polos y ceros más rápidos debido a la menor constante de tiempo del filtro de la velocidad inducida.

Las diecinueve funciones de transferencia obtenidas se pueden introducir en la función G_d del sistema de control, Figura 3.33, y representar su respuesta en frecuencia en bucle abierto. A priori, no existe una manera de estimar los límites entre los que estarán los diagramas de Bode para cada una de las velocidades de viento ya que ahora no solo cambia la magnitud con los diferentes valores de ganancia sino que también lo hace la fase con los diferentes polos y ceros.

Sin embargo, tal y como se observa en la Figura 3.47, la fase a penas varía por lo que los límites los vuelven a marcar las ganancias mínima y máxima, que se tienen con las velocidades de viento mínima y máxima respectivamente.

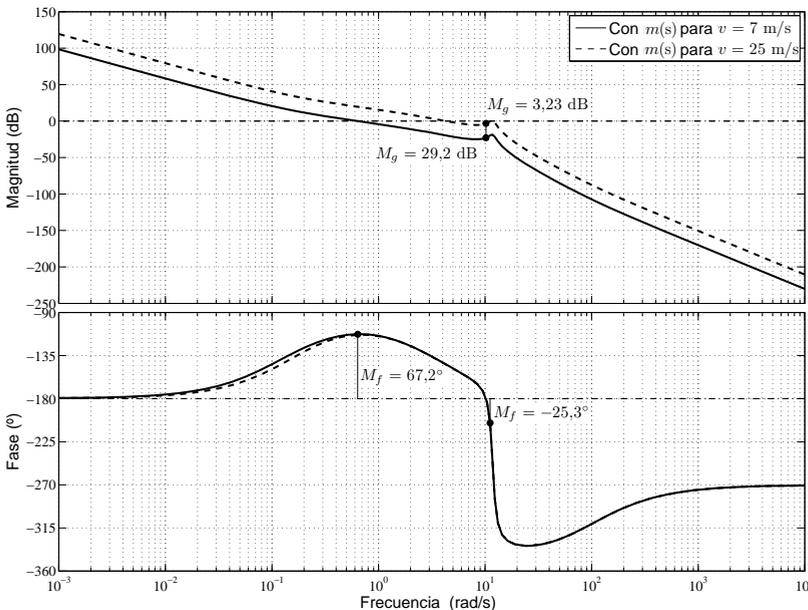


Figura 3.47. Respuesta en frecuencia del control de potencia capturada en bucle abierto considerando el modelo dinámico de turbina para velocidades de viento de 7 y 25 m/s.

La ganancia obtenida para 25 m/s es algo mayor que la que se consideró para el comportamiento estático y hace que se tenga un pico de resonancia mayor de 0 dB, lo que implica que hayan dos frecuencias de cruce de ganancia adicionales. Esto hace que el margen de fase más desfavorable se tenga en el segundo cruce y que sea de valor negativo, concretamente $-25,3^\circ$.

Si se representan las mismas respuestas en frecuencia pero con la planificación de ganancia diseñada en el apartado anterior, Figura 3.48, se observa que la estabilidad mejora claramente, como así lo prueban los márgenes de ganancia y fase obtenidos, que son muy parecidos para ambas velocidades de viento y del orden de los que se tienen a vientos bajos.

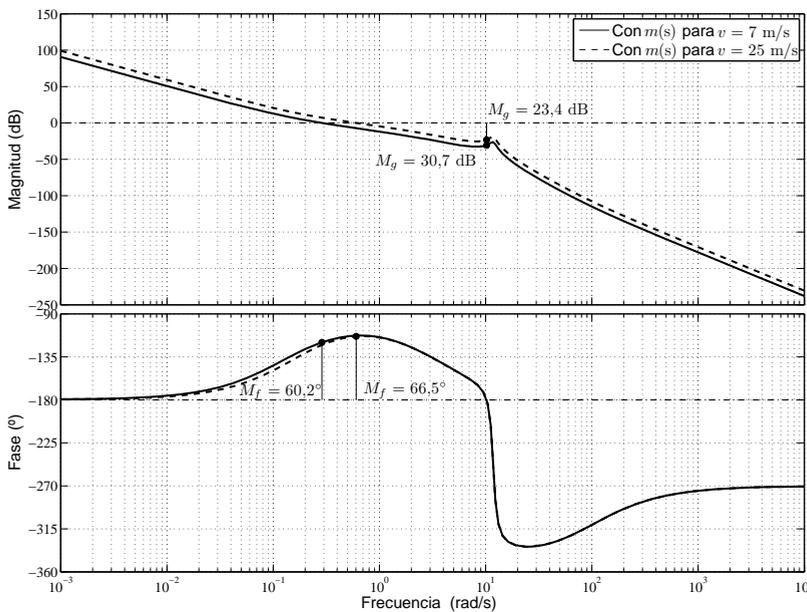


Figura 3.48. Respuesta en frecuencia del control de potencia capturada en bucle abierto con planificación de ganancia considerando el modelo dinámico de turbina para velocidades de viento de 7 y 25 m/s.

Se puede concluir que considerar el modelo dinámico de turbina no introduce problemas de estabilidad adicionales ya que los únicos que pueden aparecer son con vientos altos como sucede con el modelo estático. Si se utiliza la misma planificación de ganancia se logra una clara mejora de los márgenes de estabilidad.

Conocido el control de potencia capturada que se va a utilizar, se puede comprobar la respuesta que da el modelo completo de GADA a variaciones en el ángulo de paso de pala. Se ha intentado realizar un ensayo con las mismas características que el caso II.6 de (Øye, 1992), que es el que se ha utilizado en el apartado 3.3.2 para validar el modelo dinámico de turbina. Funcionando con una velocidad de viento de 10,5 m/s, se ha aumentado 3,7° el ángulo de paso de pala. Por las diferentes características de los aerogeneradores, el ángulo de partida no es 0,2° sino 1,7°, que se ha aumentado hasta 5,4°.

En la Figura 3.49 se muestran las potencias capturada y generada con los modelos dinámico y convencional. Cuando disminuye, la potencia generada con el modelo dinámico sobreoscila más que la capturada. Sin embargo, se puede observar que con el modelo estático también sobreoscila aunque en mucha menor medida. Estas sobreoscilaciones son debidas a la actuación del control de velocidad. Al disminuir la potencia capturada, el aerogenerador empieza a decelerarse, por lo que el control de de velocidad reduce el par electromagnético para evitarlo.

Cuando aumenta, la potencia generada apenas sobreoscila debido a que no se permite que el control de velocidad dé una referencia de par electromagnético por encima del límite máximo.

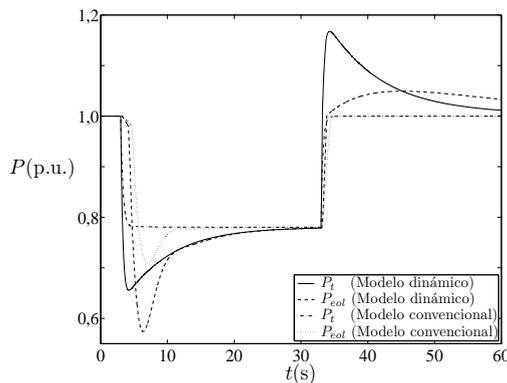


Figura 3.49. Potencia generada por el GADA tras un escalón en el ángulo de pala con los modelos de turbina dinámico y convencional.

Para comprobar el efecto que tiene el ancho de banda del control de velocidad en la sobreoscilación de la potencia generada se ha reducido su valor de 2 a 0,53 rad/s, que es el valor que tiene el control propuesto en (Clark *et al.*, 2010). En la Figura 3.50 se observa como efectivamente se tiene una menor sobreoscilación cuando disminu-

ye, aunque sigue siendo considerable ya que es del mismo orden que la de la potencia capturada. Cuando aumenta, la sobreoscilación es prácticamente igual que con el control más rápido.

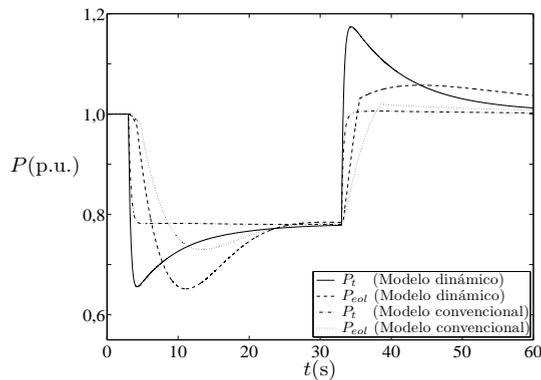


Figura 3.50. Potencia generada por el GADA tras un escalón en el ángulo de pala con los modelos de turbina dinámico y convencional cuando el control de velocidad es el propuesto en (Clark *et al.*, 2010).

Los anteriores resultados son válidos cuando se tiene implementado un control de frecuencia que actúa sobre la referencia del ángulo de paso de pala. Sin embargo, también es posible que el control de frecuencia actúe sobre la referencia de par electromagnético para variar directamente la potencia generada. Entonces, el ángulo de paso de pala variará siguiendo la referencia dada por el control de potencia capturada, que será función de la velocidad de giro del aerogenerador.

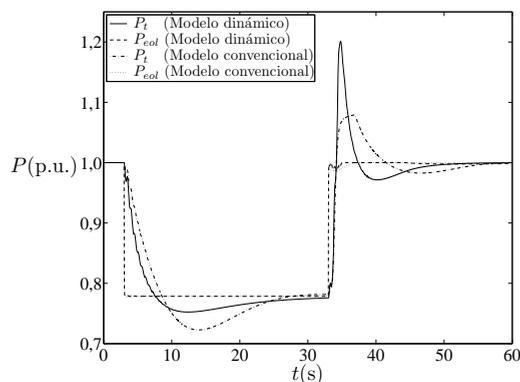


Figura 3.51. Potencia capturada por el GADA tras un escalón en la potencia activa con los modelos de turbina dinámico y convencional.

Se ha analizado el comportamiento que tendría el GADA ante una variación en la potencia activa generada. Para poder comparar, se ha simulado un escalón de potencia generada de igual magnitud que el de potencia capturada de los ensayos anteriores. En la Figura 3.51 se muestran los resultados obtenidos con ambos modelos de turbina.

Al disminuir la potencia generada, el generador tiende a acelerarse por lo que el control de potencia capturada tratará de evitarlo aumentando el ángulo de paso de pala para reducir la potencia capturada. Tanto con el modelo convencional como con el dinámico, hay sobreoscilación en la potencia capturada. Sin embargo, al contrario de lo que podría pensarse, es mayor con el modelo convencional. La explicación se encuentra en la variación que sufre el ángulo de paso de pala con cada uno de los modelos, que se muestra en la Figura 3.52. Con el modelo dinámico, un menor aumento de ángulo logra reducir la potencia capturada lo suficiente como para que sea inferior a la generada. En cambio, con el modelo estático se debe aumentar mucho más el ángulo de paso de pala, llegando incluso a sobreoscilar.

Al aumentar la potencia generada, la sobreoscilación de la potencia capturada con el modelo dinámico sí que es mucho mayor. La variación del ángulo de paso de pala vuelve a ser menor, pero ahora al ser muy rápida, hace que se tenga una sobreoscilación elevada.

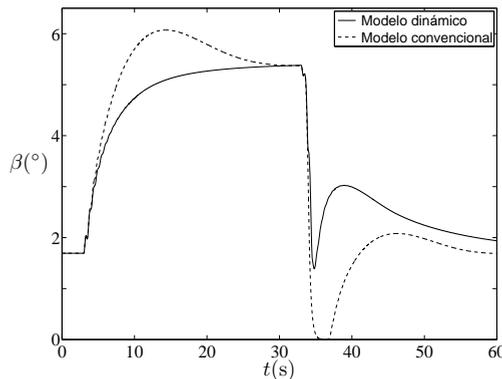


Figura 3.52. Ángulo de pala tras un escalón en la potencia activa con los modelos de turbina dinámico y convencional.

Un mismo valor de potencia generada con distintos valores de potencia capturada hace que la velocidad de giro del aerogenerador varíe de diferente manera. En la Figura 3.53 se muestra la velocidad del generador con ambos modelos. Con el diná-

mico se tiene menos error de velocidad cuando la potencia baja y el mismo cuando esta sube, aunque en ambos casos se llega prácticamente al mismo valor al finalizar la simulación. Los errores son función la magnitud y duración de la diferencia entre las potencias capturada y generada.

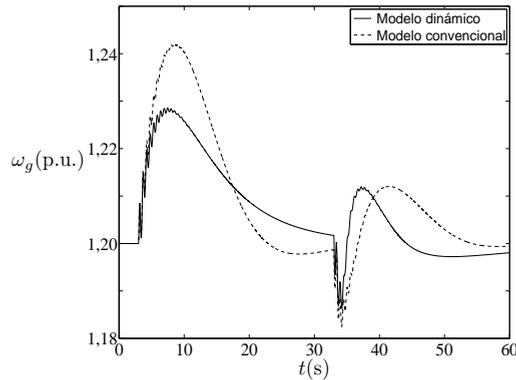


Figura 3.53. Velocidad de giro del generador tras un escalón en la potencia activa con los modelos de turbina dinámico y convencional.

Se ha comprobado que el control directo de la potencia generada hace que su valor no se vea afectado por las sobreoscilaciones de la potencia capturada. Por tanto, las variaciones de potencia debidas a la actuación del control de frecuencia sobre la referencia de par electromagnético serán independientes del modelo de turbina utilizado. Solo sería necesario utilizar el dinámico si se deseara conocer el valor real del ángulo de paso de pala o de la velocidad de giro del aerogenerador.

4. Modelo del sistema eléctrico

Para los estudios realizados en la presente tesis doctoral se ha empleado un modelo electromecánico del sistema eléctrico como el mostrado en el esquema de la Figura 4.1, el cual es específico para realizar estudios de control frecuencia-potencia ya que presenta las siguientes características:

- ✓ Tiene una frecuencia f única para todo el sistema —en un sistema eléctrico real solo ocurre en régimen permanente—. Esto implica que los generadores están rígidamente acoplados desde el punto de vista eléctrico, por lo que se puede despreciar la red eléctrica a la que están conectados (Gómez Expósito, 2002, apdo. 5.4).
- ✓ Las desviaciones respecto al punto de equilibrio son pequeñas por lo que en la ecuación mecánica de los generadores:

$$\Delta T_{mec} - \Delta T_{em} = 2H \frac{d\Delta\omega}{dt} \quad (4.1)$$

se puede sustituir la diferencia entre los incrementos de par mecánico y electromagnético $\Delta T_{mec} - \Delta T_{em}$ por la diferencia entre los incrementos de potencia mecánica y eléctrica $\Delta P_{mec} - \Delta P_e$ (Kundur, 1994, apdo. 11.1.1).

- ✓ El incremento de la potencia eléctrica de los generadores ΔP_e es igual al incremento de la potencia consumida por las cargas —demanda—, que tiene una componente ΔP_L independiente de la frecuencia y otra $D\Delta f$ dependiente (Kundur, 1994, apdo. 11.1.1):

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\Delta f \quad (4.2)$$

siendo D el denominado coeficiente de amortiguamiento de las cargas —efecto autorregulador de la carga según el P.O. 1.5—. Al considerar la potencia eléctrica consumida en vez de la generada se está obviando el generador eléctrico por lo que se puede desprestigiar su modelo. De hecho, los procesos eléctricos —del alternador— son mucho más rápidos que los mecánicos —de la turbina— por lo que se puede considerar que la transformación de energía mecánica en eléctrica es instantánea (Gómez Expósito, 2002, apdo. 5.2.2).

- ✓ Todos los generadores —realmente deberían ser todas las máquinas eléctricas en movimiento y conectadas directamente a la red— se han agrupado en uno equivalente con una constante de inercia H_{eq} que gira a una velocidad ω que es igual a la frecuencia f del sistema (Kundur, 1994, apdo. 11.1.3).

Para representar a las unidades de generación convencional se han utilizado modelos de turbinas de vapor, hidráulicas y de gas en ciclo combinado. Todos ellos son relativamente simples ya que se han obtenido de linealizar las ecuaciones de procesos físicos más complejos propios de cada tipo de turbina. Esto hace que los modelos de las turbinas de vapor e hidráulicas solo sean válidos para regímenes cercanos al punto de funcionamiento por lo que para todas las magnitudes, que serán en valores por unidad salvo que se indique lo contrario, se considerarán los incrementos respecto a su valor en el punto de funcionamiento: potencia, velocidad de giro,...

La generación convencional, al girar en sincronismo, aporta inercia al sistema eléctrico. Por eso, sus potencias mecánicas, P_{vap} , P_{hid} y P_{gas} se suman para dar la potencia mecánica total P_{mec} . Por otro lado, se tiene la generación eólica, que se ha considerado de velocidad variable en su totalidad por lo que no tendrá respuesta inercial. Su potencia P_{eol} será, por tanto, independiente del valor de la frecuencia y en lugar de ser mecánica será eléctrica generada, es decir, de signo contrario a la demanda. En el capítulo 5 se han desarrollado controles adicionales para que dicha potencia sea dependiente de las variaciones de frecuencia.

Además, el sistema eléctrico cuenta con un sistema automático de deslastre de cargas por subfrecuencia, que al actuar provocará una variación ΔP_{dc} en la carga.

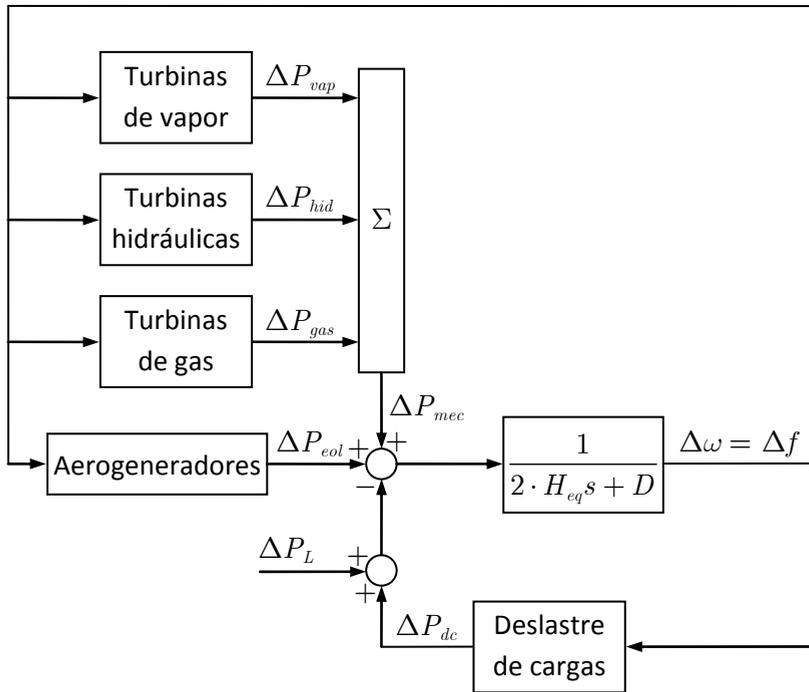


Figura 4.1. Esquema del sistema eléctrico considerado.

4.1. Turbina de vapor

La turbina de vapor aparece como un sistema de accionamiento de los alternadores de muchos tipos de central eléctrica, las cuales se diferencian en función de la procedencia del vapor necesario para su funcionamiento: caldera de combustible fósil —carbón, fuel o gas—, reactor nuclear o caldera de recuperación de los gases de escape de una turbina de gas en una central de ciclo combinado.

La manera más simple de modelar una turbina de vapor es mediante una función de primer orden con constante de tiempo τ_T , que relaciona la variación ΔP_{vap} sufrida por la potencia mecánica que transmite la turbina al alternador ante una variación ΔY en la posición de la válvula que regula la admisión de vapor a la turbina:

$$\frac{\Delta P_{vap}}{\Delta Y} = \frac{1}{1 + \tau_T s} \quad (4.3)$$

Normalmente, se conectan diferentes turbinas en serie para así poder aprovechar el vapor en sus diferentes fases y temperaturas. Una primera etapa de alta presión recibe el vapor directamente de la caldera y lo envía, tras ser recalentado, a etapas de presión inferior. En la Figura 4.2 se muestra el modelo de una turbina con tres etapas, que incluye los retrasos adicionales que introducen el recalentador τ_{RC} y la etapa de baja presión τ_{BP} y las contribuciones α , β y γ de cada una de las etapas a la potencia total de la turbina.

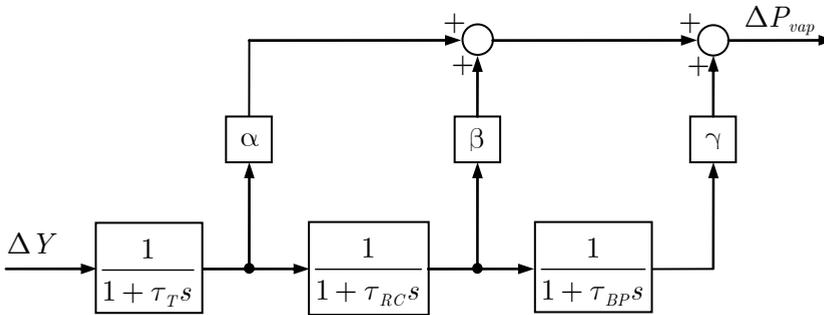


Figura 4.2. Diagrama de bloques de una turbina de vapor de tres etapas (Gómez Expósito, 2002).

Si todas las etapas mueven el mismo eje se tiene una configuración *tandem-compound* mientras que si están repartidas entre dos ejes se tiene una configuración *cross-compound*. Ambos ejes pueden girar a la misma o a distintas velocidades.

Tabla 4.1. Valores típicos de contribuciones y constantes de tiempo de una turbina de vapor.

	(Kundur, 1994)		(Anderson y Fouad, 2003)	
	Fósil	Nuclear	Fósil	Nuclear
Contribución etapa (p.u.)				
Alta presión, α	0,3	0,3	0,25–0,30	0,30–0,34
Presión intermedia, β	0,3	—	—	—
Baja presión, γ	0,4	0,7	—	—
Constante de tiempo (s)				
Eta alta presión, τ_T	0,3	0,3	0,05–0,26	0,200–0,814
Recalentador, τ_{RC}	7	5	8–10	2,46–6,28
Eta baja presión, τ_{BP}	0,5	0,2	—	—

En la Tabla 4.1 se muestran los valores de las constantes de tiempo y de las contribuciones que se dan en (Kundur, 1994) para turbinas de centrales de combustible fósil y nucleares. Como la constante de tiempo de la etapa de baja presión es mucho

menor que la del recalentador se puede despreciar, quedando la función de transferencia que se empleará en el modelo:

$$\frac{\Delta P_{vap}}{\Delta Y} = \frac{\alpha}{1 + \tau_T s} + \frac{1 - \alpha}{(1 + \tau_T s)(1 + \tau_{RC} s)} = \frac{1 + \alpha \tau_{RC} s}{(1 + \tau_T s)(1 + \tau_{RC} s)} \quad (4.4)$$

y que solo depende de tres parámetros. En la Tabla 4.1 también se muestran los rangos de valores entre los que se encuentran estos tres parámetros en los modelos que incluye (Anderson y Fouad, 2003) para centrales de combustible fósil y nuclear de diferentes potencias.

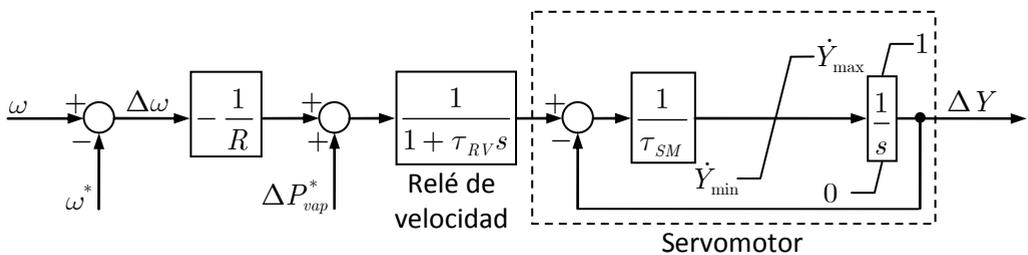


Figura 4.3. Regulador de velocidad de una turbina de vapor (Kundur, 1994).

Los incrementos de potencia mecánica de la turbina de vapor tendrán la dinámica de la expresión 4.4 siempre que haya suficiente vapor almacenado en la caldera para que su presión permanezca constante. De no ser así es necesario producir más vapor para lo cual hay que variar el control de la caldera —o del reactor—, que tiene una constante de tiempo mucho mayor, del orden de 200 s (Pearmine *et al.*, 2007b).

Tabla 4.2. Valores típicos de los parámetros del regulador de velocidad de una turbina de vapor.

Parámetro	(Kundur, 1994)	(Anderson y Fouad, 2003)	
		Fósil	Nuclear
Estatismo, R (%)	5	5	5
Velocidad de la válvula (p.u./s)			
Apertura, \dot{Y}_{\max}	0,1	—	—
Cierre, \dot{Y}_{\min}	-1,0	—	—
Constante de tiempo (s)			
Relé de velocidad, τ_{RV}	0,1	0,08-0,22	0,15-0,25
Servomotor, τ_{SM}	0,3	0,04-0,40	0,00-0,21

El modelo de la turbina de vapor se debe completar con el regulador de velocidad, que será genérico como el mostrado en el apartado 2.3.1 para la regulación primaria y al que, tal y como se puede ver en la Figura 4.3, se le han añadido los límites de posición y de velocidades de apertura y cierre de la válvula típicos de estas turbinas y los retrasos propios del relé de velocidad τ_{RV} y del servomotor τ_{SM} .

En la Tabla 4.2 se dan los valores típicos de estos parámetros. Las velocidades máximas de apertura y cierre son mucho mayores que los valores considerados en (Pearmine *et al.*, 2007b) para las centrales de carbón, donde se sugieren velocidades de apertura entre 0,01 y 0,05 p.u./s y de cierre entre $-0,01$ y $-0,1$ p.u./s.

El modelo completo de turbina de vapor junto con regulador de velocidad que finalmente se utilizará en las simulaciones se muestra en la Figura 4.4. El valor de los diferentes parámetros se recoge en la Tabla 4.3.

La potencia de referencia se va a mantener constante por lo que las variaciones de carga serán únicamente debidas a los desvíos de frecuencia. Estas se han limitado a ΔP_{\max} , que se ha considerado igual a un 5% de la potencia nominal, un valor muy superior al 1,5% exigido en el P.O. 7.1. El motivo es que se va a suponer que el sistema peninsular español no está interconectado con el resto de la UCTE, lo que hace que sean necesarias mayores reservas de regulación primaria. En (Foro Nuclear, 2007) se hace la misma suposición y se considera el mismo incremento por ser el valor de sobrecarga que tolera la generación térmica cuando funciona como potencia base. Según (Kundur, 1994), la potencia generada se puede aumentar rápidamente un 10% sin que exista riesgo de sobrecalentamiento.

El regulador de velocidad se ha simplificado, modelándolo como un sistema de primer orden con una constante de tiempo τ_G , que según (Kundur, 1994) toma un valor típico de 0,2 s. Además, se ha incluido una banda muerta de ± 20 mHz para cumplir con lo indicado por la UCTE.

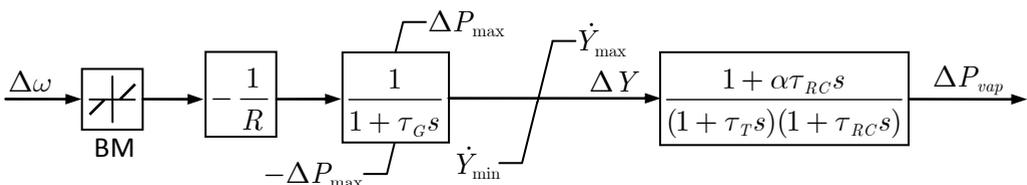


Figura 4.4. Modelo de turbina de vapor empleado en las simulaciones.

Tabla 4.3. Valores de los parámetros del modelo de turbina de vapor empleado en las simulaciones.

Parámetro	Valor
BM	± 20 mHz
R	5%
τ_G	0,2 s
ΔP_{\max}	0,05 p.u.
\dot{Y}_{\max}	0,05 p.u./s
\dot{Y}_{\min}	-0,1 p.u./s
α	0,3 p.u.
τ_T	0,3 s
τ_{RC}	7 s

4.2. Turbina hidráulica

Se propone un único modelo, válido tanto para turbinas de acción —Pelton— como de reacción —Francis o Kaplan— ya que la respuesta de todas ellas tiene una forma similar a la dada por la siguiente función de transferencia entre el incremento ΔY en la apertura de la compuerta y el incremento ΔP_{hid} en la potencia mecánica transmitida por la turbina al alternador:

$$\frac{\Delta P_{hid}}{\Delta Y} = \frac{1 - \tau_w s}{1 + \frac{1}{2} \tau_w s} \quad (4.5)$$

donde τ_w es la denominada constante de tiempo del agua —*water starting time* en inglés— ya que representa el tiempo que requiere el agua de la tubería forzada en acelerarse desde cero hasta la velocidad nominal cuando está sometida a la presión propia del salto. Su valor varía con la carga. A plena carga toma un valor comprendido entre 0,5 y 4 s.

La anterior expresión tiene un cero de fase no mínima lo que hace que ante una variación en la apertura de la compuerta la respuesta inicial de la potencia sea contraria a lo deseado. Esto es debido a que, al abrir la compuerta, el caudal de agua tarda un tiempo en variar por la inercia propia del agua —mucho mayor que la del vapor— mientras que la presión se reduce de modo casi instantáneo.

Por este motivo, al regulador de velocidad convencional se le debe añadir una compensación adicional como la mostrada en la Figura 4.5 que actúe solo de modo transitorio. Se emplea un filtro paso alto que elimina la componente de continua

—washout filter— que tiene una frecuencia de corte $1/\tau_R$ y que está multiplicado por una ganancia R_T que se denomina estadismo transitorio.

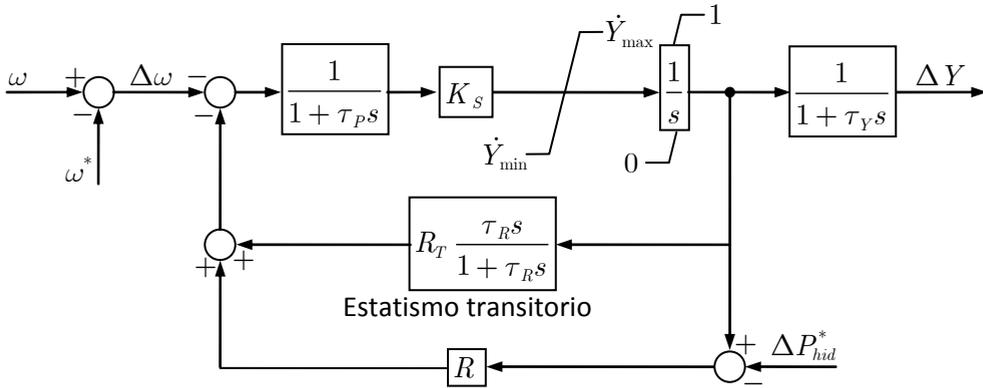


Figura 4.5. Regulador de velocidad de una turbina hidráulica con estadismo transitorio.

Además, también se han incluido los límites de posición y de velocidad de apertura de la compuerta y los retrasos característicos de los servomotores de la válvula piloto τ_P y de la compuerta τ_Y . En la Tabla 4.4 se muestran los valores típicos de los parámetros del modelo de regulador de velocidad.

Tabla 4.4. Valores típicos de los parámetros del regulador de velocidad de una turbina hidráulica.

Parámetro	(Kundur, 1994)	(Anderson y Fouad, 2003)
Estadismo, R (%)	5	3,0-5,1
Estadismo transitorio, R_T (p.u.)	0,38	0,300-0,725
Tiempo de restablecimiento, τ_R (s)	5	3,24-8,59
Ganancia servomotor, K_S	5	—
Velocidad de la válvula (p.u./s)		
Apertura, \dot{Y}_{max}	0,16	—
Cierre, \dot{Y}_{min}	-0,16	—
Constante de tiempo (s)		
Servomotor válvula piloto, τ_P	0,05	—
Servomotor compuerta, τ_Y	0,2	0,00-0,52

El modelo completo de turbina hidráulica con regulador de velocidad con estadismo transitorio que finalmente se utilizará en las simulaciones es el mostrado en la Figura 4.6. Al igual que en la turbina de vapor, la potencia de referencia se va a mantener constante, por lo que no es necesario considerarla, y el regulador de velocidad

se ha modelado con los mismos valores de constante de tiempo y de banda muerta. Fijar los límites de variación de carga presenta más dificultad ya que no es posible establecer un régimen de funcionamiento que sea representativo de este tipo de turbinas. Por eso, se ha optado por el mismo valor que se ha dado a las de vapor, es decir, $\Delta P_{\max} = 5\%$. Los valores de todos los parámetros se dan en la Tabla 4.5.

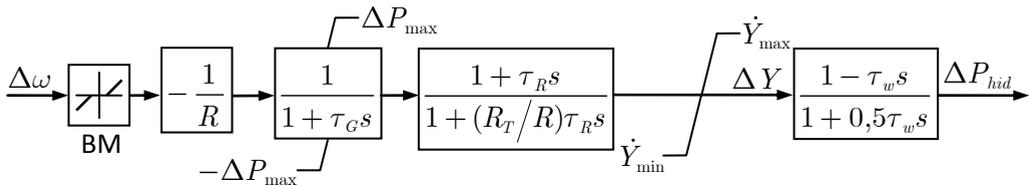


Figura 4.6. Modelo completo de turbina hidráulica con regulador de velocidad.

Tabla 4.5. Valores de los parámetros del modelo de turbina hidráulica empleado en las simulaciones.

Parámetro	Valor
BM	± 20 mHz
R	5%
τ_G	0,2 s
ΔP_{\max}	0,05 p.u.
R_T	0,38 p.u.
τ_R	5 s
\dot{Y}_{\max}	0,16 p.u./s
\dot{Y}_{\min}	-0,16 p.u./s
τ_w	1 s

4.3. Turbina de gas en ciclo combinado

En los últimos años se han instalado un importante número de centrales de ciclo combinado. Esto ha despertado un gran interés en su modelado ya que los libros de sistemas eléctricos comúnmente empleados incluyen poca o ninguna información al respecto. El modelo aquí presentado está basado en los propuestos en artículos científicos de diferentes autores. Todos ellos guardan gran similitud al derivar de las propuestas realizadas por Rowen en (Rowen, 1983) y (Rowen, 1992).

En el esquema de la Figura 4.7 se muestran los elementos fundamentales de una turbina de gas: el compresor, la cámara de combustión y la turbina. Las principales variables de entrada son los flujos de aire \dot{m}_a y gas \dot{m}_g , mientras que las principales salidas son la potencia mecánica producida P_{gas} y el calor de los gases de escape, que

son llevados a una caldera de recuperación para producir vapor que es turbinado para lograr una generación extra de electricidad y, por tanto, un aumento del rendimiento. El calor extraído se puede determinar mediante el flujo \dot{m}_x y la temperatura T_x de los gases de escape. El flujo de escape se considerará igual que el de aire, $\dot{m}_x = \dot{m}_a$, ya que es mucho mayor que el de gas.

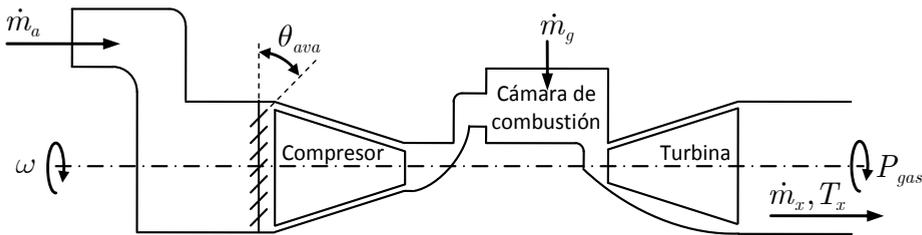


Figura 4.7. Esquema de una turbina de gas con las principales variables.

La entrada del compresor está equipada con álabes variables de admisión —*ava*— que pueden variar su ángulo θ_{ava} de apertura para regular el flujo de aire, que como se verá más adelante, también depende de la velocidad ω de giro del eje ya que también es la del compresor.

Las anteriores variables son las que se emplean en el modelo de turbina de gas de la Figura 4.8. Como se puede apreciar, presenta más complejidad que el de las turbinas de los apartados anteriores ya que la potencia generada no solo depende de la potencia demandada sino que también entra en juego la temperatura de los gases de escape. Un aumento en la potencia demandada proveniente del regulador de velocidad —por variación de la potencia de referencia o por disminución de la frecuencia— provoca, en principio, un aumento en el flujo de gas inyectado a la turbina. Así se logra incrementar la potencia generada ya que tiene la siguiente expresión:

$$P_{gas} = \frac{\dot{m}_g - \dot{m}_{g_{min}}}{1 - \dot{m}_{g_{min}}} \quad (4.6)$$

donde $\dot{m}_{g_{min}}$ es el flujo de gas mínimo de funcionamiento en vacío. Según (Foro Nuclear, 2007), es recomendable que funcionen claramente por encima del mínimo técnico ya que cuando lo hacen por debajo del 60% de su capacidad pueden no cumplir las limitaciones medioambientales relativas a emisiones gaseosas y su consumo específico empeora. Aumentar el flujo de gas inyectado, además de incrementar la potencia, también provoca que aumente la temperatura de los gases de escape:

$$T_x^{[^\circ\text{C}]} = \frac{1}{\dot{m}_a} [T^{[^\circ\text{C}]} - 453 \cdot (\omega^2 - 4,21\omega + 4,42) \cdot 0,82 \cdot (1 - \dot{m}_g) + 722 \cdot (1 - \omega) + 1,94 \cdot (\theta_{ava_{\max}} - \theta_{ava})] \quad (4.7)$$

El flujo de aire se puede calcular como una función de la velocidad de giro del eje y de la apertura de los álabes variables de admisión:

$$\dot{m}_a = \omega L_{ava}^{0,257} \quad (4.8)$$

L_{ava} es la salida —en p.u.— del sistema de control de los álabes variables, que se traduce en un determinado ángulo θ_{ava} de apertura. Se ha considerado la siguiente relación entre estas dos variables (Kunitomi *et al.*, 2001):

$$L_{ava} = \frac{\text{sen}(\theta_{ava} - \theta_{ava_{\min}})}{\text{sen}(\theta_{ava_{\max}} - \theta_{ava_{\min}})} \quad (4.9)$$

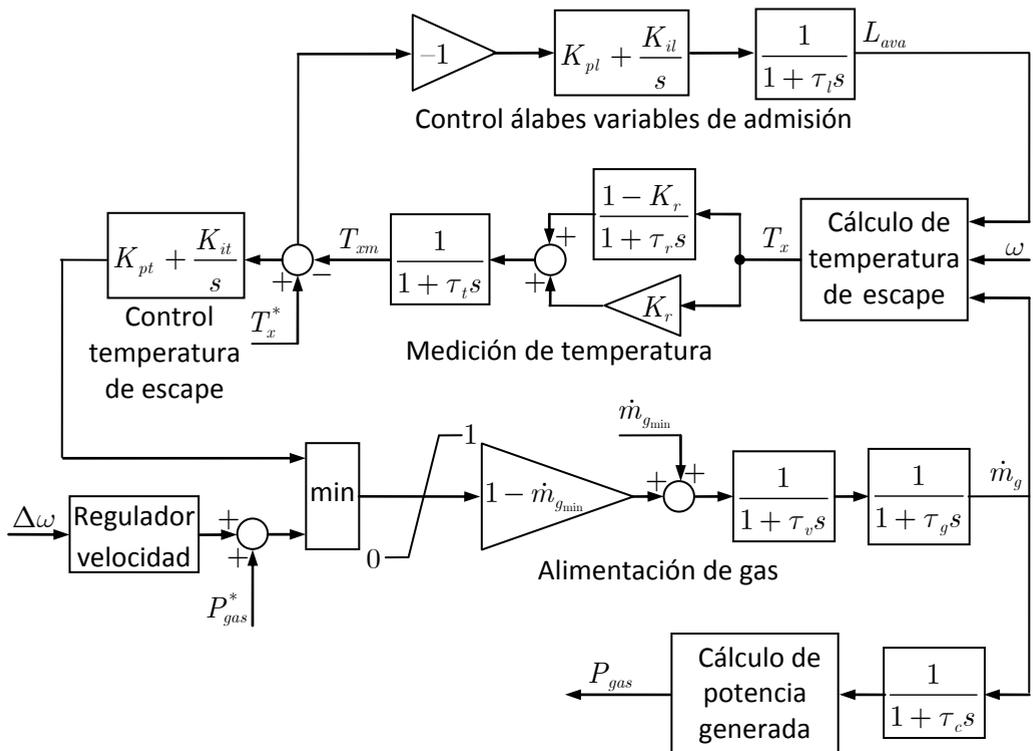


Figura 4.8. Diagrama de bloques de una turbina de gas.

Este control comparte la referencia T_x^* con el control de la temperatura de escape, que se encarga de limitar la alimentación de gas y con ello la potencia generada. Entre la señal de potencia del regulador de velocidad y la proveniente del sistema de control de temperatura se elige la que provoca una menor demanda de gas de modo que cuando se alcanza la temperatura máxima se deja de obedecer a la referencia de potencia si ello implica inyectar más combustible.

También se ha propuesto elegir el menor valor entre tres señales, siendo la tercera la aceleración de la turbina (Bagnasco *et al.*, 1998). En la presente tesis doctoral no se va a considerar esta señal ya que normalmente solo actúa durante las maniobras de arranque y parada (Lalor *et al.*, 2005b).

En la Tabla 4.6 se muestran los valores elegidos para cada una de las constantes del modelo, los cuales están basados en los proporcionados por (Zhang y So, 2000).

Tabla 4.6. Constantes del modelo de turbina de gas.

Alimentación de gas	
Flujo de gas mínimo, $\dot{m}_{g_{\min}}$ (p.u.)	0,23
Constante de tiempo válvula, τ_v (s)	0,1
Constante de tiempo alimentación de gas, τ_g (s)	0,4
Constante de tiempo descarga compresor, τ_c (s)	
Medición de temperatura	
Constante blindaje contra radiación, K_r	0,8
Constante de tiempo blindaje contra radiación, τ_r (s)	15
Constante de tiempo termopar, τ_t (s)	2,5
Control álabes variables de admisión	
Constante proporcional, K_{pt}	108
Constante integral, K_{it} (s^{-1})	27
Constante de tiempo servomotor, τ_t (s)	3
Control temperatura escape	
Constante proporcional, K_{pt}	7,3
Constante integral, K_{it} (s^{-1})	2,2

Mantener los gases de escape a la temperatura nominal es de gran importancia para el correcto funcionamiento de la caldera de recuperación y por tanto de la turbina de vapor. Por eso, es interesante prestar atención a cómo se controla dicha temperatura ya que condiciona de modo importante el comportamiento de la turbina de gas.

Cuando se genera poca potencia, los álabes variables de admisión se cierran para limitar la entrada de aire y así lograr aumentar la temperatura de escape hasta el valor deseado mientras que cuando trabaja a plena carga, se abren por completo para maximizar la entrada de aire.

Por tanto, trabajando a potencia nominal —como generación base— la temperatura de escape también se encuentra en su valor nominal por lo que no es tolerable aumentar la alimentación de gas ya que implicaría elevar la temperatura por encima del valor de referencia.

Esto implica que no pueda responder a una reducción de frecuencia. Para poder hacerlo es necesario que la turbina se descargue ligeramente. Esto garantiza la respuesta pero no que esta pueda ser mantenida durante todo el transitorio de la variación de frecuencia. En efecto, la inyección de gas puede aumentar en el porcentaje que permita lo descargada que se encuentra la turbina pero, si los álabes variables de admisión no se abren lo bastante rápido para incrementar el flujo de aire en cantidad suficiente, puede que se alcance la temperatura máxima durante la respuesta, lo que provocaría limitar la alimentación de gas y con ello la potencia generada.

Se han hecho ensayos con diferentes velocidades del servomotor que acciona los álabes (Lalor *et al.*, 2005b). Uno convencional, modelado con una constante de tiempo τ_I de 3 s, hace que ante una reducción de frecuencia solo se tenga un aumento de potencia en los primeros instantes seguido de una reducción temporal hasta que los álabes se abren lo suficiente. Un servomotor más rápido, modelado con una constante de tiempo de 1 s, logra una entrada de aire suficiente para limitar el aumento de temperatura debido a un mayor flujo de combustible con lo que se puede mantener el aumento de potencia durante todo el transitorio.

Son varios los estudios en los que se ha analizado la respuesta de las centrales de ciclo combinado ante variaciones de frecuencia. En algunos, además del comportamiento negativo anterior, se han considerado otros efectos. Por ejemplo, la diferente respuesta que tienen las turbinas en función del modelo y fabricante (Lalor *et al.*, 2005b) o el efecto sobre el sistema de inyección de gas (Pearmine *et al.*, 2007a).

Como se ha visto el apartado 2.2, en España las centrales de ciclo combinado no operan como generación base, por lo se puede considerar que las variaciones de carga debidas a la regulación primaria no provocan que se llegue a la temperatura máxima. Si además se considera que las variaciones tampoco van a hacer que se llegue al mínimo técnico porque se opera con suficiente margen por encima para no

superar los límites de emisiones contaminantes, se puede emplear un modelo de turbina de gas mucho más simple, mostrado en la Figura 4.9, que es independiente de la potencia de referencia y que tiene como salida la variación de carga ordenada por el regulador de velocidad en respuesta a los desvíos de frecuencia.

Si además se limita la variación de carga a $\Delta P_{\max} = 5\%$, se puede asegurar que se cumplen las anteriores suposiciones de que no se llega ni a la temperatura máxima ni al mínimo técnico.

Este modelo considerado, que es análogo a los presentados para las turbinas de vapor e hidráulica, es el que se utilizará en las simulaciones. Incluye un modelo de regulador de velocidad que es igual al que se ha utilizado con esos dos tipos de turbina, pero que solo controla la potencia generada por la turbina de gas ya que es la que marca la generación global de una central de ciclo combinado. La turbina de vapor se dedica a seguirla y a adaptar su potencia generada al vapor que hay disponible. Esto hace que su variación de carga se produzca con un retraso de algunos minutos, dependiendo de la respuesta que tenga esta caldera de recuperación (Foro Nuclear, 2007). Como los estudios de variación de frecuencia que se van a realizar en la presente tesis doctoral no van a durar más de 60 s, se ha considerado que la potencia generada por la turbina de vapor permanece constante durante todas las simulaciones (Lalor *et al.*, 2005b). Por tanto, las variaciones de carga ΔP_{cc} de la central de ciclo combinado serán debidas únicamente a las variaciones ΔP_{gas} producidas por la turbina de gas.

Tabla 4.7. Potencia eléctrica de los generadores movidos por turbinas de gas y de vapor en centrales de ciclo combinado, en MW.

	Monoeje		Multieje	
	San Roque	(IEEE, 1994)	Castellón IV	Besós V
Turbina de gas				
Turbina 1	255	82	265,2	270
Turbina 2	—	—	268,9	270
Total	255 (64,2%)	82 (64,6%)	534,1 (63,6%)	540 (64,3%)
Turbina de vapor				
Total central	142 (35,8%)	45 (35,4%)	305,2 (36,4%)	300 (35,7%)
Total central	397 (100%)	127 (100%)	839,3 (100%)	840 (100%)

Concretamente, se ha considerado que $\Delta P_{cc} = 0,65\Delta P_{gas}$ porque, como se puede ver en los ejemplos de la Tabla 4.7, en torno al 65% de la electricidad producida

por una central de ciclo combinado procede de la potencia desarrollada por las turbinas de gas mientras que el resto procede de la turbina de vapor.

Este porcentaje se tiene en las centrales de ciclo combinado más antiguas, con configuración mono eje, en las que una turbina de gas y otra de vapor comparten un mismo eje que mueve un único alternador y también en las centrales instaladas más recientemente, de mayor tamaño y con una configuración multieje, que normalmente tiene dos turbinas de gas que mueven sendos alternadores y que vierten sus gases a sendas calderas de recuperación para producir vapor para una única turbina de vapor que mueve un tercer alternador.

La velocidad de las órdenes de apertura y cierre de la válvula se ha limitado entre \dot{Y}_{\max} e \dot{Y}_{\min} respectivamente. En (Pearmine *et al.*, 2007a) se dan como valores $\dot{Y}_{\max} = 0,02$ p.u./s e $\dot{Y}_{\min} = -0,1$ p.u./s. En cambio, en (Hajagos y Berube, 2001) se consideran ambas velocidades iguales y de menor valor, en concreto $\pm 0,003$ p.u./s. En (Pourbeik y Modau, 2008) también se consideran ambas velocidades iguales pero su valor cambia en función de la frecuencia, siendo $\pm 0,004$ p.u./s si el desvío de frecuencia es menor de $\pm 0,5$ Hz y $\pm 0,017$ p.u./s si es mayor. El valor de todos los parámetros del modelo se da en la Tabla 4.8.

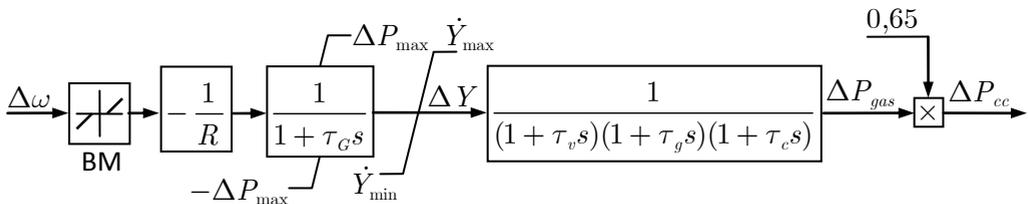


Figura 4.9. Modelo de central de ciclo combinado empleado en las simulaciones.

Tabla 4.8. Valores de los parámetros del modelo de turbina de gas empleado en las simulaciones.

Parámetro	Valor
BM	± 20 mHz
R	5%
τ_G	0,2 s
ΔP_{\max}	0,05 p.u.
\dot{Y}_{\max}	0,02 p.u./s
\dot{Y}_{\min}	-0,02 p.u./s
τ_v	0,1 s
τ_g	0,4 s
τ_c	0,4 s

4.4. Deslastre de cargas y desconexión de generación no gestionable

El sistema automático de deslastre de cargas incluido en el modelo del sistema eléctrico está basado en el que tiene implementado el sistema peninsular español. Las frecuencias y los porcentajes de carga deslastrada de cada escalón son las establecidas en el P.O. 1.6. Sin embargo, esta información no es suficiente ya que el disparo de los relés que ordenan el deslastre no se produce únicamente por el valor de subfrecuencia, y la magnitud de carga dada para cada escalón no se puede deslastrar simultáneamente ya que se incurriría en un deslastre excesivo, algo que, obviamente, trata de evitarse a toda costa y que además hace que se pase de tener un error negativo a tenerlo positivo.

Para configurar el esquema completo del deslastre de cargas se ha utilizado como referencia el único plan de deslastre automático de cargas publicado en España, que es el de la Ciudad Autónoma de Melilla (BOE, 2008). Pese a ser para un sistema aislado de pequeño tamaño, aporta información de interés que es aplicable a cualquier sistema automático de deslastre de cargas.

Los esquemas de deslastre de cargas se diseñan con el objetivo de minimizar la carga deslastrada a la vez que se garantiza que cumplen su función en la mayoría de incidentes. Además, también se fija la prioridad de las cargas para asegurar que el deslastre no incluye cargas críticas y que para el resto se realiza en primer lugar con las de menor importancia.

Para aumentar la selectividad y evitar el deslastre de más carga de la necesaria, se hace que la actuación de los relés también dependa de la derivada de la frecuencia. De este modo, si se supera el límite de frecuencia de disparo pero no el de derivada —por claridad se utilizan valores positivos aunque realmente sean negativos—, no hay deslastre. En Ontario Hydro, para 59,5 Hz se propone el deslastre de cuatro escalones mediante relés ajustados con derivadas de 0,4, 1,0, 2,0, y 4,0 Hz/s (Kundur, 1994). Sin embargo, en la normativa española no se dan valores de referencia. De hecho solo se ha encontrado una breve mención en los *Criterios generales de protección del sistema eléctrico peninsular español* (REE, 1995), donde se afirma que la coordinación entre los reguladores de los grupos, los relés de deslastre de cargas y las protecciones de mínima frecuencia de grupos es sensible a la velocidad de caída de la frecuencia.

En el diseño del plan de Melilla se indica que no es deseable que tras un deslastre de cargas, la frecuencia pase a ser positiva ya que ello implica haber deslastrado más potencia de la mínima necesaria en lugar de aprovechar la reserva de potencia rodante de los grupos generadores. Se acepta que tras un deslastre, la frecuencia pueda seguir teniendo una derivada inferior a $0,5 \text{ Hz/s}$. Por eso, tal y como se muestra en la Tabla 4.9, se utiliza ese valor como límite de disparo de los relés de todos los escalones.

Sin embargo, también se tiene en cuenta el hecho de que, en algunas circunstancias, es posible que la frecuencia disminuya lentamente y que continúe haciéndolo indefinidamente si no se deslastra carga. Para estas situaciones se ha previsto un deslastre por subfrecuencia temporizada que complementa al que se realiza por derivada. En la Tabla 4.9 se observa que los relés de todos los escalones se ajustan a 49 Hz , por ser considerada una frecuencia inadmisibles, combinada con temporizaciones que son múltiplos de 2 s . Este tipo de ajuste no se ha considerado ya que no es posible utilizarlo en el sistema eléctrico peninsular porque el P.O. 11.2 (REE, 1999) establece que la actuación de los relés no puede estar temporizada.

Por último, se propone un tercer tipo de ajuste para que el deslastre se produzca por tendencia y que, tal y como muestra la Tabla 4.9, solo se utiliza en el primer escalón. Consiste en considerar la velocidad de caída de la frecuencia como el valor medio durante un determinado periodo en lugar de como la derivada instantánea. El límite programado es $0,1 \text{ Hz}$ en $0,2 \text{ s}$, que justamente corresponde a una velocidad media de $0,5 \text{ Hz/s}$. Este ajuste trata de evitar los deslastes no deseados que se pueden producir cuando, una vez recuperada la frecuencia tras un incidente, comienzan las inserciones de carga, ya que abortarían el proceso de reposición del servicio. Este ajuste tampoco se ha programado porque en la presente tesis doctoral no se ha considerado el proceso de reposición del servicio.

Tabla 4.9. Esquema completo de deslastre en la subestación 10 kV José Cabanillas de Melilla (BOE, 2008).

Escalón	Ajuste por derivada de la frecuencia	Ajuste subfrecuencia temporizada
1	$48,5 \text{ Hz} + 0,5 \text{ Hz } 0,2 \text{ s}$	$49,0 \text{ Hz} + 2 \text{ s}$
2	$48,0 \text{ Hz} + 0,5 \text{ Hz/s}$	$49,0 \text{ Hz} + 4 \text{ s}$
3	$47,5 \text{ Hz} + 0,5 \text{ Hz/s}$	$49,0 \text{ Hz} + 6 \text{ s}$
4	$47,0 \text{ Hz} + 0,5 \text{ Hz/s}$	$49,0 \text{ Hz} + 8 \text{ s}$
5	$46,5 \text{ Hz} + 0,5 \text{ Hz/s}$	$49,0 \text{ Hz} + 10 \text{ s}$
6	$46,2 \text{ Hz} + 1,0 \text{ Hz/s}$	$49,0 \text{ Hz} + 12 \text{ s}$

Calcular la magnitud de carga deslastrada en cada escalón requiere un estudio detallado de los incidentes más representativos que se pueden dar en el sistema eléctrico. Por eso, para desarrollar el sistema automático de deslastre de cargas que se va a utilizar en la presente tesis doctoral, cuyo esquema completo se muestra en la Tabla 4.10, se van a considerar los tres tipos de incidentes del capítulo 5 que ocasionan la caída de la frecuencia. Para lograr un buen funcionamiento, es necesario que la carga de cada uno de los escalones incluidos en el P.O. 1.6 no se deslastre mediante un único relé.

Tabla 4.10. Esquema completo del sistema automático de deslastre de cargas empleado en las simulaciones.

Escalón	Ajuste por derivada de la frecuencia
50% bombeo	
25% bombeo	49,5 Hz
25% bombeo	49,5 Hz + 0,4 Hz/s
50% bombeo	
25% bombeo	49,3 Hz
25% bombeo	49,3 Hz + 0,4 Hz/s
15% carga	
4% carga	49,0 Hz
5% carga	49,0 Hz + 0,4 Hz/s
6% carga	49,0 Hz + 1,0 Hz/s
15% carga	
4% carga	48,7 Hz
5% carga	48,7 Hz + 0,4 Hz/s
6% carga	48,7 Hz + 1,0 Hz/s
10% carga	
5% carga	48,4 Hz
5% carga	48,4 Hz + 0,4 Hz/s
10% carga	
5% carga	48,0 Hz
5% carga	48,0 Hz + 0,4 Hz/s

Los dos escalones formados por grupos de bombeo se han separado en dos partes de igual magnitud de modo que una se desconecta solo por valor de frecuencia y la otra si además la derivada de la frecuencia es superior a 0,4 Hz/s. Ajustar el disparo de parte de los relés solo por valor de frecuencia es la única opción que se tiene,

prohibida la temporización, para deslastrar carga en los casos de disminución lenta e indefinida de la frecuencia.

Los dos escalones de carga real del sistema de un 15% se han dividido en tres partes, de magnitud 4, 5 y 6%. La primera se deslastra por valor de frecuencia mientras que la segunda y la tercera lo hacen si además la derivada es superior a 0,4 y 1,0 Hz/s respectivamente.

Por último, los dos escalones de carga real del sistema de un 10% se han dividido en dos partes iguales. La primera se deslastra por valor de frecuencia mientras la segunda lo hace si además la derivada es superior a 0,4 Hz/s. Los valores de derivada que se ha empleado en todos los escalones son lo que según (Kundur, 1994) utiliza Ontario Hydro.

Los cortocircuitos provocan variaciones de frecuencia muy rápidas que pueden hacer que esta llegue a valores inferiores a 49 Hz durante 80 ms. Para evitar disparos intempestivos, el número de ciclos necesarios para confirmar la frecuencia o su derivada se suele ajustar a 6, lo que corresponde a 120 ms. Si se suma el tiempo de la cadena de disparo hasta que abre el interruptor que es de en torno a 100 ms, se tiene que el tiempo de disparo es aproximadamente 220 ms (BOE, 2008). Este valor es el que se ha considerado en el deslastre automático de cargas desarrollado.

Por otro lado, el modelo de sistema eléctrico también incluye la desconexión automática de parte de las instalaciones de generación no gestionable en caso de sobrefrecuencia. Se ha asumido que el tiempo de disparo de los relés de desconexión es de 220 ms, igual que en el deslastre de cargas.

El P.O. 1.6 exige que la desconexión de las instalaciones de generación sea sin ningún tipo de temporización. Como se puede apreciar en la Tabla 4.11, la selectividad se ha garantizado nuevamente mediante la derivada de la frecuencia a excepción del primer escalón, que al ser solo un 5%, no se ha dividido y se desconectará por completo al alcanzar los 50,5 Hz.

El resto de escalones se han dividido en bloques de un 5% que se desconectarán en función del valor que tome la derivada. Para garantizar un buen funcionamiento ha sido necesario utilizar valores de derivada más pequeños que en el deslastre de cargas. Principalmente porque los escalones están separados solo 0,1 Hz y si se permiten mayores derivadas es fácil que se alcance la frecuencia de un escalón cuando no se ha desconectado el anterior.

Tabla 4.11. Esquema completo del sistema automático de desconexión de instalaciones de generación no gestionable empleado en las simulaciones.

Escalón	Ajuste por derivada de la frecuencia
5% generación no gestionable	50,5 Hz
10% generación no gestionable	
5% generación no gestionable	50,6 Hz
5% generación no gestionable	50,6 Hz + 0,1 Hz/s
15% generación no gestionable	
5% generación no gestionable	50,7 Hz
5% generación no gestionable	50,7 Hz + 0,1 Hz/s
5% generación no gestionable	50,7 Hz + 0,2 Hz/s
20% generación no gestionable	
5% generación no gestionable	50,8 Hz
5% generación no gestionable	50,8 Hz + 0,1 Hz/s
5% generación no gestionable	50,8 Hz + 0,2 Hz/s
5% generación no gestionable	50,8 Hz + 0,4 Hz/s
25% generación no gestionable	
5% generación no gestionable	50,9 Hz
5% generación no gestionable	50,9 Hz + 0,1 Hz/s
5% generación no gestionable	50,9 Hz + 0,2 Hz/s
5% generación no gestionable	50,9 Hz + 0,4 Hz/s
5% generación no gestionable	50,9 Hz + 1,0 Hz/s
25% generación no gestionable	
5% generación no gestionable	51,0 Hz
5% generación no gestionable	51,0 Hz + 0,1 Hz/s
5% generación no gestionable	51,0 Hz + 0,2 Hz/s
5% generación no gestionable	51,0 Hz + 0,4 Hz/s
5% generación no gestionable	51,0 Hz + 1,0 Hz/s

4.5. Interconexión de los diferentes elementos

Los modelos de las turbinas vistos en el presente capítulo y el del aerogenerador desarrollado en el capítulo 3 se han utilizado como los modelos agregados de los diferentes tipos de generación que se han incluido en el modelo de sistema eléctrico empleado en las simulaciones y cuyo esquema se muestra en la Figura 4.10. No se ha considerado la generación en régimen especial por no proveer regulación primaria ni las interconexiones internacionales por su limitada capacidad.

También se han incluido los sistemas automáticos de deslastre de cargas y de desconexión de generación no gestionable. El de deslastre de cargas provocará un incremento negativo en la carga que se sumará al incremento positivo que tuviera previamente y que era el que había provocado la disminución de frecuencia. El de desconexión de generación no gestionable únicamente disminuirá la potencia activa generada por la energía eólica ya que es el único tipo de generación no gestionable que se ha considerado.

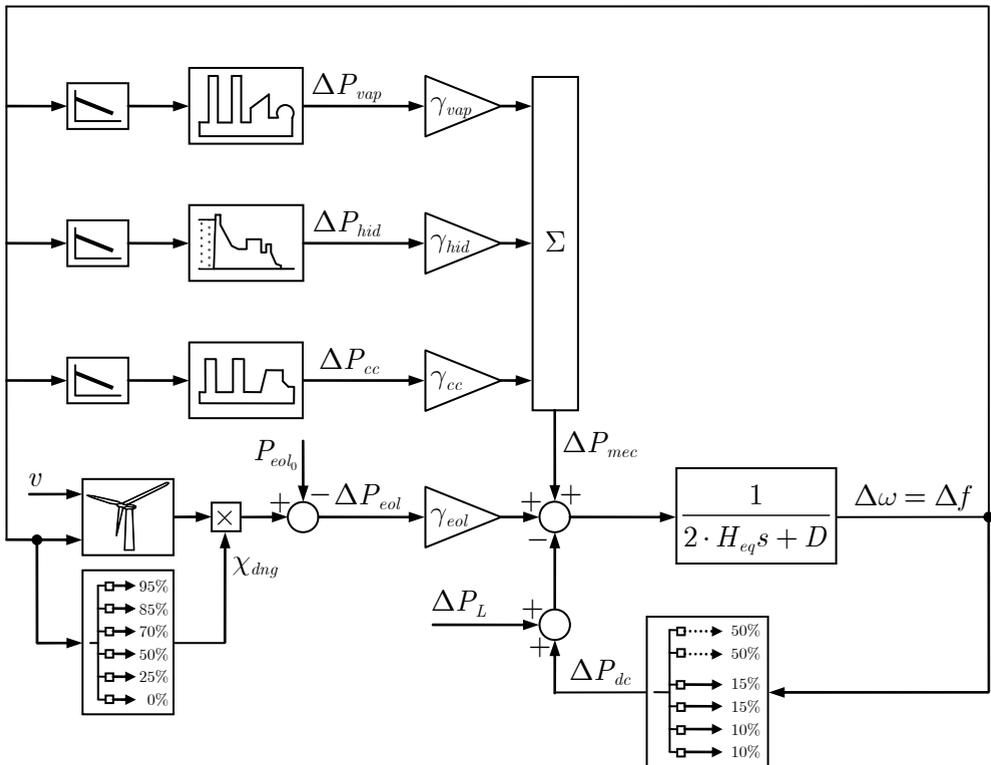


Figura 4.10. Modelo del sistema eléctrico completo empleado en las simulaciones.

La suma de toda la generación debe ser igual a la demanda ya que, cuando no es así, se tiene un desvío de frecuencia, cuyo valor inicial es función de la inercia equivalente del sistema y que se estabiliza en el valor que marque el estatismo de los generadores y el amortiguamiento de las cargas.

4.5.1. Potencia aportada por cada tipo de generación

Tal y como se ha comentado al principio del capítulo, siempre se trabajará con incrementos de las magnitudes respecto al punto de funcionamiento ya que así se puede relacionar potencia activa con frecuencia —velocidad de giro—. Además, se ha visto que permite utilizar modelos lineales para los tres tipos de turbina considerados. En régimen permanente todos los incrementos serán nulos.

Sin embargo, el modelo del aerogenerador tiene como salida la potencia generada en valor absoluto, que depende de la velocidad de viento v . Para obtener los incrementos debidos a la repuesta frente a los desvíos de frecuencia, a la potencia generada se le deberá restar la potencia P_{eol_0} que se estaba generando justo antes de producirse cada desvío.

La potencia generada en valor absoluto se ha utilizado para implementar el sistema de desconexión de la generación no gestionable ya que se ha multiplicado por un factor χ_{dng} que representa el porcentaje de generación que permanece conectado cuando la frecuencia es superior a los valores que provocan la desconexión de parte de las instalaciones de generación no gestionable.

Los incrementos de potencia de los diferentes tipos de generación se han multiplicado por un coeficiente γ_i que representa el peso que tiene cada uno de ellos en el sistema eléctrico. Los valores de los pesos están basados en el parque de generación instalado de modo que, para cada tecnología, no podrá ser superior al que se tendría con todos los generadores de dicha tecnología funcionando a plena carga en el valle anual. Además, la generación eólica también deberá ser coherente con la velocidad de viento que se esté considerando ya que, con la potencia instalada actualmente, un peso muy elevado solo es posible con una elevada generación y por tanto con una elevada velocidad de viento.

4.5.2. Inercia equivalente y amortiguamiento de las cargas

La inercia equivalente que tiene el sistema eléctrico en cada momento se puede estimar a partir de la constante de inercia H_i y del peso γ_i que tenga cada tipo de generación según:

$$H_{eq} \cong \sum_i \gamma_i H_i \quad (4.10)$$

En la Tabla 4.12 se dan los rangos entre los que suelen estar las constantes de inercia de los diferentes tipos de generación según diferentes autores.

En (Foro Nuclear, 2007), se toma como referencia el valor medio de cada uno de los rangos dados por (Kundur, 1994), asumiendo que la turbina de vapor de 1 500 rpm es generación nuclear, la de 3 000 rpm es de combustible fósil y que para ciclo combinado se tiene el mismo valor que para el combustible fósil. Por tanto, 7 s para nuclear, 4 s para fósil y ciclo combinado y 3 s para hidráulica.

Tabla 4.12. Constantes de inercia del conjunto formado por generador y turbina, en s.

Tipo de turbina	(Kundur, 1994)	(Anderson y Fouad, 2003)	(Rowen, 1995)
Vapor			
3 000 rpm	2,5–6,0	Fósil en <i>tandem-compound</i> :	2,3–6,2
		Fósil en <i>cross-compound</i> :	1,3–3,4
1 500 rpm	4,0–10,0	Nuclear en <i>tandem-compound</i> :	3,1–4,6
		Fósil en <i>cross-compound</i> :	6,0–9,0
Hidráulica	2,0–4,0	2,6–7,3	—
Gas	—	8,9–11,4	5,4–8,2

Los anteriores valores se utilizan para estimar el peso que debe tener cada tipo de generación para que el sistema eléctrico peninsular español tenga una inercia suficiente como para que no haya problemas de estabilidad. La constante de inercia equivalente mínima se ha determinado tanto para punta como para valle mediante un análisis básico del sistema a nudo único, en el que se supone que el sistema se puede representar como un generador equivalente que se somete a una falta trifásica. Los valores que se han obtenidos son:

Punta: 3,6 s

Valle: 1 o 1,3 s (depende del número de generadores que han estado en punta y permanecen en valle)

Se ha considerado adecuado emplear siempre los anteriores valores en lugar de los que se obtendrían a partir de 4.10 para cada uno de los escenarios de generación ya que, al ser mínimos, provocan mayores variaciones de frecuencia y además son más próximos a los que se tendrán en un futuro, cuando la generación eólica sustituya una parte importante de la generación convencional.

Para el coeficiente de amortiguamiento de las cargas se considerará el valor que indica el P.O. 1.5, es decir, $D = 1\%/Hz$ para todos los escenarios considerados, por tanto:

$$D = \frac{1 / 100}{1 \text{ Hz} / 50 \text{ Hz}} = 0,5 \text{ p.u.}$$

5. Control de frecuencia en aerogeneradores

En el apartado 2.4.1 se han introducido las posibilidades que tiene un aerogenerador para contribuir al control de frecuencia, las cuales están directamente relacionadas con la capacidad para variar la potencia activa generada. En un aerogenerador de velocidad fija solo se puede conseguir variando el ángulo de paso de pala mientras que en uno de velocidad variable se logra variando el par electromagnético.

En el presente capítulo se han empleado controles de frecuencia válidos para el modelo de GADA presentado en el capítulo 3, por lo que actúan sobre la referencia de par electromagnético para que sea función de la frecuencia del sistema eléctrico. Se han considerado cuatro tipos de controlador: para emular inercia, para proveer regulación primaria, una combinación de los dos anteriores y un filtro *washout*.¹

Normalmente, la actuación del control de frecuencia provoca que el aerogenerador varíe su carga cuando está trabajando en el punto de funcionamiento óptimo, lo que supone una pérdida de energía primaria. Además, si no se acumulan reservas, la variación de carga no se puede mantener el tiempo suficiente como para que actúe la regulación terciaria.

¹ Del mismo tipo que el empleado en el estatismo transitorio de las turbinas hidráulicas.

Debido a lo anterior, las normativas que obligan a que los aerogeneradores estén provistos de control de frecuencia, tratan de limitar su contribución en la medida de lo posible. En todos los casos, se exige que los controladores de los aerogeneradores permitan programar el valor de la banda muerta —BM—, cuando en los reguladores de los generadores convencionales, la banda muerta voluntaria debe ser nula y lo único que se tolera es una insensibilidad muy reducida, de entre ± 10 y ± 15 mHz.

Además de la anterior, también se pueden encontrar otras diferencias respecto a los reguladores de los generadores convencionales. La normativa de Irlanda obliga a que los aerogeneradores tengan programadas dos configuraciones diferentes de controlador de frecuencia, de modo que el OS pueda ordenar utilizar una u otra según la necesidades del sistema eléctrico. En España, el borrador (REE, 2009a) establece que los controladores de frecuencia de los aerogeneradores se deberán poder desactivar cuando lo solicite el OS por no ser necesaria su participación en la regulación de frecuencia-potencia. Según la normativa actual, esto no es posible para los reguladores de los generadores convencionales, ya que deben estar siempre activados, aunque en el apartado 2.3.1 se ha visto que, en la práctica, esto no es así para algunos grupos antiguos de régimen ordinario

En el presente capítulo se proponen una serie de indicadores para cuantificar la magnitud de una variación de frecuencia. Tras obtener los valores que toman cuando los parques eólicos no contribuyen al control de frecuencia, se estudiará la mejora que se puede lograr cuando se emplean los diferentes controladores considerados. Además, se prestará especial atención al comportamiento del aerogenerador tras finalizar la variación de carga para asegurar que es capaz de regresar sin problemas a un punto de funcionamiento estable.

5.1. Indicadores empleados

Para valorar en qué medida pueden los parques eólicos reducir los desvíos de frecuencia del sistema eléctrico, será necesario definir unos indicadores que permitan cuantificar la magnitud de un desvío de frecuencia y así poder comparar los valores que toman cuando los aerogeneradores tienen implementado el control de frecuencia y cuando no lo tienen. Los valores que tomen los indicadores considerados tienen una influencia directa en el comportamiento del sistema eléctrico.

- Desvío de frecuencia máximo:** Δf_{max} (mHz). Es el error transitorio máximo que puede tener la frecuencia. Tiene gran interés ya que es el único valor considerado en el P.O. 1.6 para definir el deslastre de cargas y la desconexión de generación no gestionable. En la Figura 5.1 se recopilan los valores a los que se producen estas acciones. Además, según el P.O. 1.5 no podrá ser superior a ± 800 mHz.

Este indicador permitirá comprobar si la contribución de los aerogeneradores al control de frecuencia logra que, en determinadas circunstancias, no se supere el error máximo permitido o que se reduzca la cantidad de carga deslastrada o de generación no renovable desconectada.

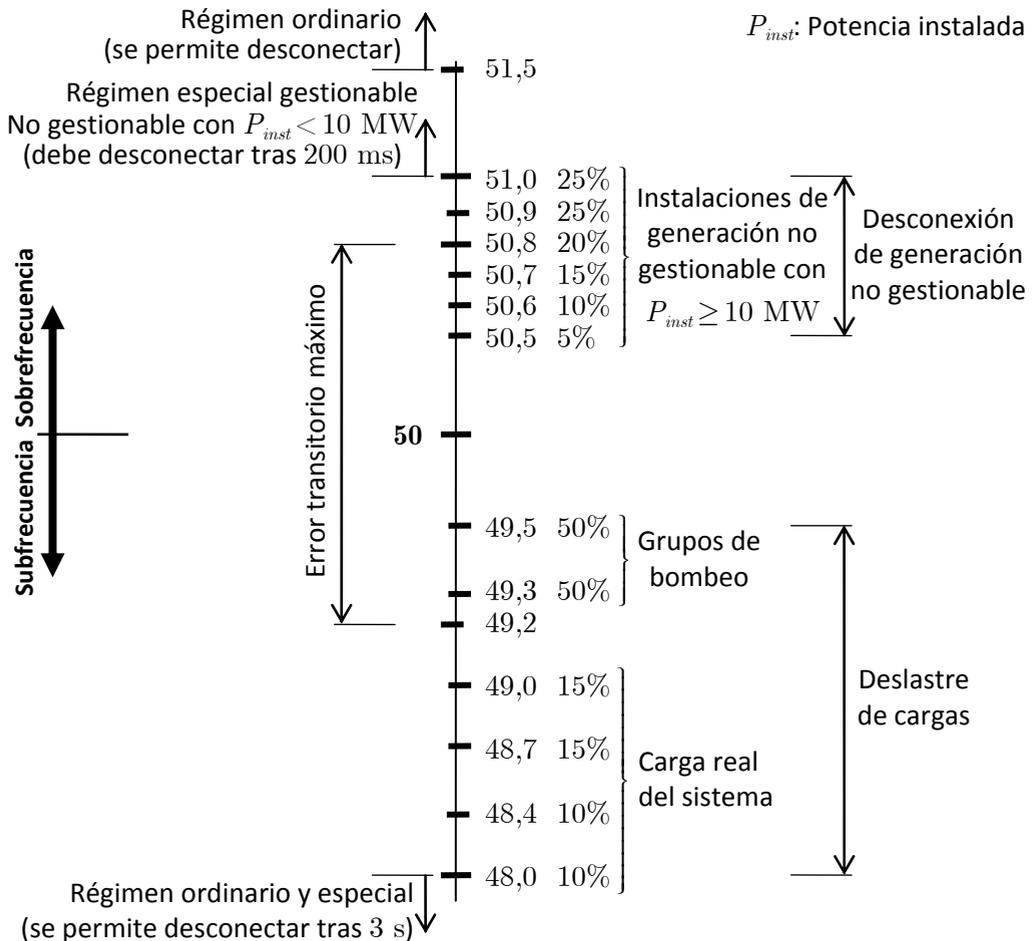


Figura 5.1. Frecuencias que provocan el deslastre de cargas o la desconexión de generación.

- **Desvío cuasi-estacionario:** Δf_{c-e} (mHz). Es el valor al que se estabiliza la frecuencia tras la actuación de la regulación primaria y que se mantiene hasta que actúa la regulación secundaria. Según el P.O. 1.5 no debe ser superior a ± 180 mHz.

Para mejorar este indicador es necesario mantener la variación de carga durante 15 min. Por eso, si no acumulan reservas, los aerogeneradores solo pueden lograrlo en caso de sobrefrecuencia, ya sea reduciendo la potencia activa generada o mediante la desconexión de determinados parques eólicos según lo establecido en el P.O. 1.6 para las instalaciones de generación no gestionable. Frente a subfrecuencia, los aerogeneradores sí que harán que empeore, ya que a medida que aumenta la penetración eólica, se reduce el número de generadores convencionales, que son los que proveen regulación primaria. Además, la rápida actuación de los aerogeneradores puede hacer que el desvío máximo se reduzca lo suficiente como para que se deslastre menos carga, lo que también da lugar a un mayor desvío cuasi-estacionario.

- **Derivada de la frecuencia:** \dot{f} (mHz). Algunos autores en lengua inglesa se refieren a ella como ROCOF —*rate of change of frequency*—. Valores elevados pueden ocasionar el disparo de relés de protección. En España, al igual que en la mayoría de países, es difícil encontrar en la normativa valores de disparo. Posiblemente porque la frecuencia solo puede tener pendientes elevadas en sistemas eléctricos con poca inercia, como son los insulares. Por eso, Irlanda sí que incluye una exigencia para este indicador. Todos los generadores deben permanecer conectados mientras que el ROCOF no supere 0,5 Hz/s. El borrador de la nueva versión del P.O. 12.2 propuesto por REE incluye la exigencia de que todos los generadores deben soportar derivadas de la frecuencia mucho mayores, de al menos ± 2 Hz/s. Según se ha visto en el apartado 4.4, la derivada de la frecuencia sí que es de gran importancia en los sistemas automáticos de deslastre de carga ya que influye en la cantidad de carga deslastrada.

El valor máximo de la derivada de frecuencia se da justo en el instante inicial de la perturbación de frecuencia por lo que no es posible que los aerogeneradores puedan hacer nada para reducirla. Por eso, se ha decidido considerar la derivada que se tiene en instantes posteriores. Se ha elegido aquellos en los que se alcanza un valor de frecuencia que provoca la desconexión de algún

elemento —carga o generación no gestionable— porque el número de relés que disparen dependerá del valor que tenga la derivada de la frecuencia en esos instantes. Para distinguir el instante en el que se ha calculado la derivada se ha empleado la frecuencia como subíndice. Por ejemplo, $\dot{f}_{49,5}$ será la derivada de la frecuencia cuando esta alcanza los 49,5 Hz.

- **Desconexión de elementos:** ΔP_{desc} (%). Tanto deslastrar carga como desconectar generación no gestionable es una medida extrema que debe evitarse a toda costa y a la que solo se recurre cuando el resto de acciones de control no son suficientes para restablecer el equilibrio generación-demanda.

La actuación de los aerogeneradores puede reducir o evitar la desconexión de elementos si consigue reducir lo suficiente el desvío de frecuencia máximo o la derivada de la frecuencia.

5.2. Casos estudiados

Los casos estudiados tratan de representar distintas situaciones que se pueden llegar a tener en el sistema eléctrico peninsular español. Para ello se han dado diferentes valores a las variables del modelo de sistema eléctrico presentado en el capítulo 4 y cuyo esquema se muestra en la Figura 4.10. Para todos los casos se han considerado constantes los parámetros de los modelos de las turbinas y de sus reguladores de velocidad y el coeficiente de amortiguamiento de las cargas, que será igual a 0,5 p.u., valor obtenido en el apartado 4.5.2 a partir de lo indicado en el P.O. 1.5. La elección del resto de variables se explica a continuación.

Pesos de cada tipo de generación

Serán similares a los que se tienen en las puntas y los valles del sistema peninsular español, por tanto, del orden de magnitud de los porcentajes de cobertura mostrados en el apartado 2.2.1 para cada tipo de tecnología de generación. Los pesos de la térmica y de la hidráulica apenas varían en todos los casos mientras que el de los ciclos combinados se ajusta en función del que tiene la generación eólica, que podrá ser del 10, el 30 o el 50%.

Constante de inercia equivalente del sistema eléctrico

Se han considerado dos valores de constante de inercia: 1,3 y 3,6 s. En el apartado 4.5.2 se justifica esta elección por ser una estimación de los valores mínimos que debe tener el sistema eléctrico peninsular español para que no se tengan problemas de estabilidad. Se ha utilizado 3,6 s para representar la inercia que se tiene en las horas punta pero también la que se tiene en horas valle cuando se supone que los grupos convencionales permanecen acoplados funcionando en su mínimo técnico. La constante de 1,3 s, que es muy reducida, se ha utilizado para las horas valle en las que se ha desacoplado una gran parte de la generación convencional debido a una elevada generación eólica.

Consumo en bombeo

El sistema automático de deslastre de cargas no podrá desconectar grupos de bombeo durante las horas punta, puesto que solo funcionan durante las horas valle. Ante un incidente grave se deberá deslastar carga real del sistema y solo cuando la frecuencia haya alcanzado 49,0 Hz en lugar de 49,5 Hz.

Se ha supuesto que durante las horas valle el consumo en bombeo corresponde a un 10% de la demanda del sistema. Por tanto, los dos primeros escalones del sistema automático de deslastre de cargas, que son del 50% del bombeo cada uno, producirán sendas disminuciones de carga $\Delta P_{desc} = 0,05$ p.u.

Escalón de carga que produce el desvío de frecuencia

Tanto las disminuciones como los aumentos de frecuencia se simularán mediante escalones de carga ya que también permiten reproducir el mismo comportamiento que se tiene cuando son de generación. Basta con que el signo sea positivo o negativo para que los desvíos de frecuencia sean en un sentido o en el contrario. Normalmente, las disminuciones de frecuencia son de mayor magnitud que los aumentos ya que suelen darse tras la desconexión imprevista de una unidad de generación, lo que produce un mayor desequilibrio instantáneo generación-demanda que el que puede llegar a producir una carga, ya que será de menor potencia. Por eso, los incrementos de carga considerados serán mayores que las disminuciones.

La magnitud de los escalones está basada en los incidentes considerados por la UCTE. Por un lado, el incidente de referencia, que como se indica en el apartado 2.3.1, es de 3 000 MW. En el sistema peninsular español solo se puede tener una

pérdida de ese orden si se desconecta más de un grupo generador de gran tamaño. En (Foro Nuclear, 2007) se pone como ejemplo un fallo en la línea que une las centrales nucleares de Ascó y Vandellós. Para una punta de 42 000 MW supone un escalón de aproximadamente 0,07 p.u. mientras que para un valle de 20 000 MW supone un escalón de 0,15 p.u. Por ser pérdidas de generación, estos escalones se tratarán solo como aumentos de carga.

Por otro lado, la UCTE considera como incidentes importantes —*observation incident*— aquellos que activan el procedimiento de análisis de la respuesta del sistema UCTE y que corresponden a una pérdida de más de 600 MW de generación o de más de 1 000 MW de demanda (ENTSO-E, 2009). Una pérdida de 600 MW supone un escalón de en torno a 0,015 p.u. en punta y a 0,03 p.u. en valle. Escalones de esta magnitud pueden ser considerados como aumentos o disminuciones de carga.

Además de los anteriores escalones, también se han considerado de 0,03 p.u. en punta y 0,07 p.u. en valle, lo que supone aproximadamente 1 200 MW, que es la pérdida de un grupo generador o una carga de gran tamaño, y que podrán ser considerados como aumentos o disminuciones de carga según corresponda.

El cálculo en p.u. de los escalones se ha realizado considerando únicamente la generación del sistema peninsular español. Sin embargo, en el caso de que se produzca un desequilibrio instantáneo generación-demanda, la UCTE aporta respuesta inercial y provee regulación primaria, en la cantidad que permita la capacidad de interconexión con Francia. En 2009, el valle mínimo de toda la UCTE fue de 201 878 MW (ENTSO-E, 2010) con lo que el escalón máximo que podría provocar el incidente de referencia es algo menor de 0,015 p.u., que es como el escalón mínimo considerado.

Como indica (Foro Nuclear, 2007), para los estudios de cobertura, la UCTE aplica este mismo criterio y no tiene en cuenta las posibilidades de intercambio ya que cada sistema nacional debe ser capaz de contar con sus propios recursos aunque luego pueda hacer uso de los del conjunto. Por tanto, se va a estudiar el comportamiento que se tendría si el sistema peninsular español quedara aislado. Debido a su limitada capacidad de interconexión, expuesta en el apartado 2.2.2, esta suposición es más realista que se si se hiciera para otros sistemas eléctricos.

Los escalones de 0,07 y 0,15 p.u. son superiores al incremento máximo de potencia que puede dar la suma de la generación que provee regulación primaria, ya que está limitado por el incremento máximo permitido a cada tecnología —se ha considerado 0,05 p.u. para todas— y por el peso que cada una de estas tenga en el sistema:

$$\Delta P_{\max} = 0,05 \cdot (\gamma_{vap} + \gamma_{hidr} + 0,65\gamma_{cc})$$

Por tanto, para evitar desvíos de frecuencia elevados será necesario recurrir al deslastre de cargas —o a la desconexión de generación no gestionable si el desvío es positivo—. Los parques eólicos podrían evitarlo, pero solo si acumulan reservas.

Velocidad de viento

Se han considerado tres regímenes de viento diferentes: bajo, medio y alto. El de viento bajo corresponde a una velocidad de 6 m/s e implica funcionar en la curva de optimización —entre los puntos B y C de la Figura 2.1—, el de viento medio corresponde a una velocidad de 9 m/s e implica funcionar a velocidad de giro máxima pero con una potencia inferior a la nominal —entre los puntos C y D— y el de viento alto corresponde a una velocidad de 12 m/s e implica funcionar a velocidad de giro máxima y potencia nominal —en el punto D—, con un ángulo de pala diferente de 0°.

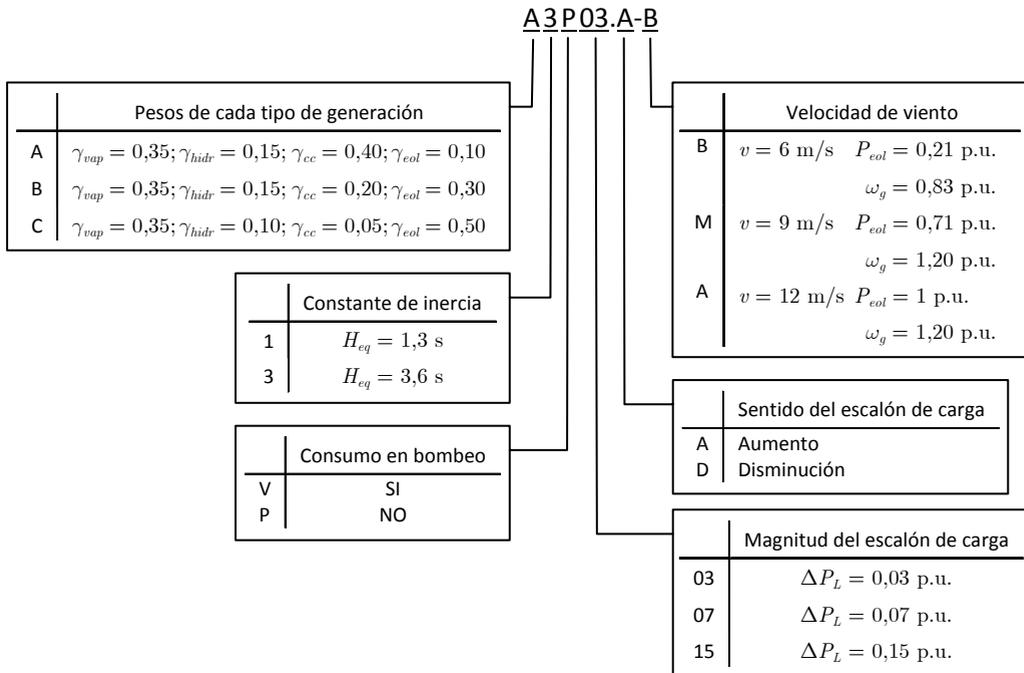


Figura 5.2. Codificación utilizada para identificar los casos estudiados.

Se ha utilizado la codificación alfanumérica mostrada en la Figura 5.2 para identificar los casos estudiados en función del valor que tomen las anteriores variables. No se han considerado todas las combinaciones posibles, sino que solo las que se puedan llegar a dar en la actualidad o en un futuro próximo en el sistema peninsular español. Por ejemplo, la eólica solo podrá tener un peso del 50% con vientos medios o altos y en un escenario valle, que es en el único en el que se puede tener un escalón de 0,15 p.u. o el menor valor de constante de inercia equivalente.

Se utilizará la letra X para sustituir el dígito que identifica a un parámetro cuando se obtiene el mismo resultado independientemente del valor que este tome.

5.3. Desvíos de frecuencia cuando no hay contribución de los parques eólicos

Conocidos los casos que se van a estudiar, se ha obtenido en primer lugar el valor que toman los indicadores en cada uno de ellos cuando los parques eólicos no contribuyen al control de frecuencia. Evidentemente, los resultados son independientes del régimen de viento.

El desvío máximo, las derivadas de la frecuencia y la desconexión de carga —subfrecuencia— o de generación no gestionable —sobrefrecuencia— se han obtenido mediante simulación. La derivada se ha pasado por un filtro de primer orden para garantizar que se tiene un sistema realizable y para evitar una elevada amplificación de las componentes de alta frecuencia que pudiera tener la medición de frecuencia. Se ha elegido una constante de tiempo igual a 1/20 s, que es el valor mínimo que se suele emplear, ya que la medición de frecuencia contiene poco ruido.

Una vez conocido el escalón de potencia activa ΔP_{desc} provocado por la desconexión de carga o de generación no gestionable se puede partir de la expresión 2.2 para calcular directamente el desvío cuasi-estacionario:

$$\Delta f_{c-e} = \frac{\Delta P_L + \Delta P_{desc} + (\gamma_{vap} + \gamma_{vap} + 0,65\gamma_{cc}) \frac{1}{R} \text{BM}}{(\gamma_{vap} + \gamma_{vap} + 0,65\gamma_{cc}) \frac{1}{R} + D} \quad (5.1)$$

La anterior expresión es relativamente compacta gracias a que, en los tres tipos de generación convencional, se ha supuesto el mismo estatismo y se tiene la misma banda muerta. Se ha considerado que las turbinas de vapor de las centrales de ciclo

combinado, al igual que los parques eólicos, no proveen regulación primaria. Esto significa que el 35% de la potencia generada por estas centrales permanece constante frente a las variaciones de frecuencia.

5.3.1. Aumento de carga y misma inercia en valle que en punta

En primer lugar se van a analizar las caídas de frecuencia debidas a aumentos de carga cuando el sistema eléctrico tiene una constante de inercia de 3,6 s tanto en horas punta como valle. Cada uno de los incidentes se ha estudiado por separado. Con los aumentos de 0,03 y 0,07 p.u. se han considerado cinco casos, que corresponden a 10 y 30% de eólica tanto en valle como en punta y a 50% de eólica en valle. Como el aumento de 0,15 p.u. solo se puede dar en valle, solo se han considerado tres casos.

Aumento de carga de 0,03 p.u.

Las variaciones de frecuencia obtenidas en las simulaciones se muestran en la Figura 5.3. Solo se han incluido cuatro gráficas porque con un 10% de eólica, el desvío es menor de -500 mHz y el resultado es igual para punta que para valle.

En estas simulaciones y en las del resto del presente capítulo, los incidentes se producen en $t = 5$ s. En la mayoría de casos, solo duran 45 s, ya que es suficiente para conocer el desvío máximo y las derivadas de la frecuencia en los instantes en los que se alcanzan valores de disparo de relés, identificados mediante puntos en la Figura 5.3. No es necesario que la frecuencia se estabilice ya que, tal y como se ha comentado anteriormente, el desvío cuasi-estacionario se puede calcular directamente mediante la ecuación 5.1.

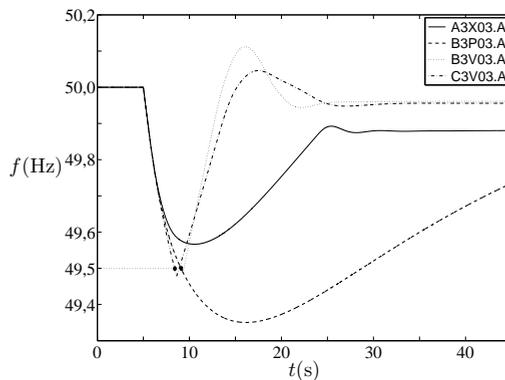


Figura 5.3. Frecuencia tras aumentos de carga de 0,03 p.u. cuando no hay contribución de los parques eólicos.

En horas punta, este aumento de carga, que supone la pérdida de un grupo generador de gran tamaño, hace que el desvío máximo no supere -1 Hz en ninguno de los dos casos considerados, por lo que no se producirá ningún deslastre. En cambio, en horas valle, donde supone sufrir el incidente de menor magnitud considerado por la UCTE, el desvío supera los -500 mHz en dos de los tres casos, los de 30 y 50% de eólica, y es necesario deslstrar la mitad de los grupos de bombeo del primer escalón.

En la Tabla 5.1 se muestran los valores numéricos que toman cada uno de los indicadores. Para los siguientes casos se darán los resultados de las simulaciones con este tipo de tablas. Solo se mostrarán las gráficas de frecuencia cuando la variación sufrida por esta tenga un especial interés.

Tabla 5.1. Indicadores tras un aumento de carga de 0,03 p.u. cuando $H_{eq} = 3,6$ s y los parques eólicos no contribuyen al control de frecuencia.

Caso	Δf_{\max}	$\dot{f}_{49,5}$	ΔP_{desc}	Δf_{c-e}
A3X03.A	-434	—	—	-115
B3P03.A	-650	—	—	-134
B3V03.A	-512	-0,05	25% bombeo	-38
C3V03.A	-521	-0,10	25% bombeo	-44

Gran cantidad de trabajos han demostrado que la contribución de los parques eólicos puede reducir los desvíos máximos. Por eso, este capítulo no va a estar centrado en cuantificar la mejora conseguida sino en ver con qué control de frecuencia pueden los parques eólicos evitar el deslastre de los grupos de bombeo. Por tanto, solo se van a estudiar los casos B3V03.A y C3V03.A.

Aumento de carga de 0,07 p.u.

Se han analizado los mismos cinco escenarios que para el escalón anterior. Los resultados obtenidos en los indicadores se muestran en la Tabla 5.2. En horas punta, donde este aumento de carga supone sufrir el incidente de referencia, se supera el límite de desvío máximo de -800 mHz fijado por el P.O. 1.5. Esto es algo totalmente esperable ya que el incremento de potencia que puede dar la generación convencional es insuficiente para que la frecuencia se recupere. Es necesario que se deslastre parte del primer escalón de carga real del sistema, y esto no sucede hasta que se tiene un desvío de -1 Hz. En horas valle, donde supone la pérdida de un grupo ge-

nerador de gran tamaño, se superan los -500 mHz y es necesario deslastrar la totalidad de los grupos de bombeo del primer escalón.

Tabla 5.2. Indicadores tras un aumento de carga de 0,07 p.u. cuando $H_{eq} = 3,6$ s y los parques eólicos no contribuyen al control de frecuencia.

Caso	Δf_{\max}	$\dot{f}_{49,5}$	$\dot{f}_{49,0}$	ΔP_{desc}	Δf_{c-e}
A3P07.A	-1 065	—	-0,30	4% carga	-115
B3P07.A	-1 109	—	-0,33	4% carga	-134
A3V07.A	-602	-0,41	—	50% bombeo	-83
B3V07.A	-621	-0,42	—	50% bombeo	-96
C3V07.A	-670	-0,42	—	50% bombeo	-118

Si no acumulan reservas, los parques eólicos no pueden reducir la cantidad de carga deslastrada. Por eso, no se va a analizar la reducción que pueden lograr los parques eólicos en el desvío máximo, sino la influencia que tienen sobre el sistema automático de deslastre de cargas los diferentes controles de frecuencia que estos pueden llevar implementados.

Aumento de carga de 0,15 p.u.

Un aumento de esta magnitud solo se puede dar en horas valle cuando se sufre el incidente de referencia. Por eso, solo se han analizado tres de los cinco escenarios, dando los resultados que muestra la Tabla 5.3. Para que la frecuencia se recupere de un aumento de carga tan importante no es suficiente con deslastrar la totalidad de los grupos de bombeo por lo que, al igual que sucedía con el escalón de 0,07 p.u. en horas punta, es necesario deslastrar carga real del sistema. El desvío máximo es por tanto, algo superior a -1 Hz.

Tabla 5.3. Indicadores tras un aumento de carga de 0,15 p.u. cuando $H_{eq} = 3,6$ s y los parques eólicos no contribuyen al control de frecuencia.

Caso	Δf_{\max}	$\dot{f}_{49,5}$	$\dot{f}_{49,3}$	$\dot{f}_{49,0}$	ΔP_{desc}	Δf_{c-e}
A3V15.A	-1 043	-1,01	-0,98	-0,21	100% bombeo + 4% carga	-51
B3V15.A	-1 047	-1,01	-0,98	-0,22	100% bombeo + 4% carga	-57
C3V15.A	-1 050	-1,01	-0,98	-0,23	100% bombeo + 4% carga	-68

Para este escalón, de igual modo que para el de 0,07 p.u., se va a estudiar si los diferentes controles de frecuencia que pueden llevar incorporados los aerogenerado-

res afectan de algún modo al sistema automático de deslastre de cargas y por tanto a la recuperación de la frecuencia.

Una vez simulados todos los incidentes debidos a aumentos de carga, queda comprobado que el sistema automático de deslastre de cargas funciona correctamente, lo que confirma que está bien diseñado. No se produce sobredeslastre y consigue que el desvío cuasi-estacionario nunca supere el límite de -180 mHz fijado por el P.O. 1.5. Sin embargo, cuando se requiere deslastar carga real del sistema es inevitable superar el límite de -800 mHz de desvío máximo. Esto no sucedería si el sistema peninsular español estuviera mejor interconectado con el resto de la UCTE, ya que nunca sería necesario deslastar carga. Como se ha comentado anteriormente, el escalón máximo que se puede llegar a tener es de $0,015$ p.u., lo que supone un error cuasi-estacionario máximo de solo $-36,2$ mHz.

5.3.2. Disminución de carga y misma inercia en valle que en punta

Se van a analizar ahora los aumentos de frecuencia debidos a disminuciones de carga cuando el sistema eléctrico tiene una constante inercia de $3,6$ s tanto en horas punta como valle. Como los aumentos de frecuencia son de menor magnitud que las disminuciones, solo se van a considerar disminuciones de carga de $0,03$ y $0,07$ p.u.

Los escalones de desconexión de generación no gestionable son iguales tanto en punta como en valle por lo que no es necesario distinguir estas dos situaciones.

Disminución de carga de $0,03$ p.u.

Los dos casos estudiados implican sufrir la desconexión de una carga de gran tamaño en horas punta o el incidente mínimo considerado por la UCTE en horas valle. La Tabla 5.4 recoge los resultados obtenidos de cada indicador.

En el caso A3X03.D al igual que en el A3X03.A no se produce la desconexión de ningún elemento, por lo que se tiene el mismo desvío cuasi-estacionario. Sin embargo, el desvío máximo es 7 mHz menor. Esto es debido a que la rampa máxima de bajada de la generación térmica es mayor que la de subida. Además de por esto, en general, con el mismo valor de desequilibrio, las disminuciones de frecuencia son mayores que los aumentos ya que las primeras suelen ser debidas a la pérdida de un grupo generador, lo que provoca una disminución en la inercia del sistema, mientras

que las segundas son debidas a una disminución en la demanda, que hace que la inercia cambie en menor proporción.

En los casos B3X03.D y C3V03.D se produce la desconexión del primer escalón de parques eólicos ya que el desvío de frecuencia es mayor de 500 mHz. Si se compara con los resultados obtenidos cuando la carga aumenta, se ve que en horas valle se tienen los mismos desvíos porque el deslastre de los grupos de bombeo también se inicia cuando el desvío supera los 500 mHz. En cambio, en horas punta, al no haber deslastre, el desvío llega hasta 650 mHz. Pese a no deslastrar, la frecuencia se recupera sin problemas con lo que lo mismo hubiera sucedido ahora sin necesidad de desconectar parques eólicos. Además, como se ha explicado en el párrafo anterior, al ser positivo, el desvío hubiera sido algo menor.

Tabla 5.4. Indicadores tras una disminución de carga de 0,03 p.u. cuando $H_{eq} = 3,6$ s y los parques eólicos no contribuyen al control de frecuencia.

Caso	Δf_{\max}	$\dot{f}_{50,5}$	ΔP_{desc}	Δf_{c-e}
A3X03.D	427	—	—	115
B3X03.D	511	0,05	5% no gestionable	76
C3V03.D	521	0,10	5% no gestionable	44

Con lo anteriormente explicado han quedado patentes las diferencias existentes entre los sistemas automáticos de deslastre de cargas y de desconexión de generación no gestionable.

Para evitar en la medida de lo posible dejar sin suministro a los consumidores, el deslastre de carga real del sistema no está permitido hasta que el desvío alcanza 1 Hz, que es un valor que solo se alcanza con incidentes importantes. Por eso, el primer escalón es de una importante cantidad de carga, el 15%. En horas valle, al disponerse de consumo en bombeo se añaden en forma de dos escalones adicionales, que se pueden deslastran con un menor desvío, ya que son cargas de menor importancia.

Por el contrario, se acepta comenzar la desconexión de generación no gestionable cuando el desvío alcanza 500 mHz, independientemente de si se está en horas punta o valle, y a pesar del importante perjuicio que pueda causar a los propietarios de los generadores. Como el desvío es más pequeño, la cantidad a desconectar también lo es, solo un 5%. Puede ser interesante estudiar la posibilidad de aumentar el desvío

que obliga a la desconexión aunque fuera a costa de aumentar el porcentaje de instalaciones que se desconectan en cada escalón.

Sí que se va a estudiar si, con el sistema de desconexión actual, la contribución de los parques al control de frecuencia es suficiente para que no sea necesario desconectar generadores no gestionables.

Disminución de carga de 0,07 p.u.

Solo se han estudiado tres casos de horas valle ya que se considera que en punta ninguna desconexión de carga puede tener una magnitud 0,07 p.u.

Tabla 5.5. Indicadores tras una disminución de carga de 0,07 p.u. cuando $H_{eq} = 3,6$ s y los parques eólicos no contribuyen al control de frecuencia.

Caso	Δf_{\max}	$\dot{f}_{50,5}$	$\dot{f}_{50,6}$	$\dot{f}_{50,7}$	$\dot{f}_{50,8}$	ΔP_{desc}	Δf_{c-e}
A3V07.D	834	0,40	0,36	0,26	0,11	40% no gestionable	115
B3V07.D	707	0,41	0,34	0,04	—	20% no gestionable	57
C3V07.D	649	0,41	0,31	—	—	15% no gestionable	-44

Como es lógico, el porcentaje de instalaciones desconectadas depende del peso que tenga la energía eólica. Cuando solo es un 10%, caso A3V07.D, es necesario desconectar un 40% de instalaciones. Para conseguir esta cantidad es necesario que la frecuencia sea mayor de 50,8 Hz, lo que supone superar el límite de desvío máximo fijado por el P.O. 1.5. Cuando el peso es un 50%, caso C3V07.D, con solo desconectar un 15% de instalaciones se consigue disminuir tanto la frecuencia, que el desvío cuasi-estacionario tiene signo negativo. El cambio de signo implica que se han desconectado instalaciones de más, aunque no demasiadas puesto que el desvío ha sido de solo -44 mHz.

Se debe prestar especial atención a este tipo de incidente ya que provoca la desconexión de una gran cantidad de instalaciones de generación no gestionable. Si se tiene en cuenta la potencia instalada de cada una de las tecnologías consideradas no gestionables, la práctica totalidad serán parques eólicos. Es lógico pensar que la energía eólica es la más interesada en evitar su propia desconexión. Una opción razonable para lograrlo es que contribuya al control de frecuencia.

Además, es una posibilidad totalmente viable puesto que los aerogeneradores pueden reducir sin problema la potencia generada en la cantidad que se necesite —hasta el mínimo técnico— sin necesidad de acumular reservas.

Una vez vistos todos los incidentes debidos a aumentos de carga, se tiene que solo en un caso se ha producido una desconexión excesiva de generación gestionable. Se podría tratar de evitar intentando mejorar la selectividad, aunque con gran dificultad puesto que la magnitud de los escalones cambia mucho en función del peso que tenga la generación eólica. Posiblemente haría falta que el tarado de los relés de sobrefrecuencia pudiera cambiarse en tiempo real dependiendo de la penetración eólica que se tuviera. Teniendo esto en cuenta y que el desvío negativo es de poca magnitud, se puede considerar que el diseño del sistema automático de desconexión de instalaciones de generación no gestionable es válido.

5.3.3. Aumento de carga y menor inercia en valle

En este apartado se van a analizar las caídas de frecuencia debidas a aumentos de carga cuando el sistema eléctrico tiene una constante de inercia muy reducida, de solo 1,3 s. Se ha considerado que un valor así solo se puede dar cuando en situaciones valle la energía eólica tiene un elevado peso y debido a ello se ha decidido desacoplar varios generadores convencionales. Se han simulado tres casos, C1V03.A, C1V07.A y C1V15.A, y se han obtenido las caídas de frecuencia mostradas en la Figura 5.4.

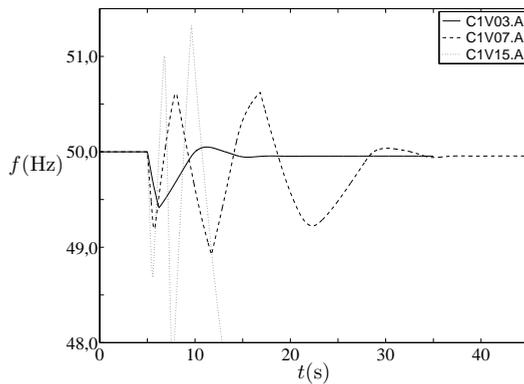


Figura 5.4. Frecuencia tras aumentos de carga cuando el sistema eléctrico tiene una inercia muy reducida.

Con una inercia tan reducida, la frecuencia cae mucho más rápido. Con el aumento de carga más pequeño la frecuencia alcanza los 49,5 Hz con una derivada de $-0,41$ Hz/s. Como antes de que transcurran los 120 ms de detección el valor desciende por debajo de $-0,4$ Hz/s, solo se deslastran la mitad de los grupos de bom-

beo del primer escalón, que es la cantidad que requiere la magnitud del incidente. Por pocos milisegundos no se ha tenido un sobredeslastre.

Por el contrario, con el aumento de carga de 0,07 p.u. el deslastre automático no funciona correctamente. De hecho, provoca que la frecuencia sufra importantes oscilaciones. Tras el incidente se llega a 49,5 Hz con una derivada de $-1,26$ Hz/s, lo que supone deslastrar por completo el primer escalón de bombeo. Sin embargo, esto no sucede hasta transcurrido el tiempo de disparo de 220 ms, que es más de los 164 ms que se tarda en alcanzar los 49,3 Hz. Al no haberse producido todavía el deslastre, la derivada apenas ha variado y es $-1,21$ Hz/s, lo que causa el deslastre del bombeo restante. Deslastrar la totalidad del bombeo supone un escalón de potencia de valor 0,1 p.u., que es superior al aumento de carga que provocó la caída de frecuencia.

El sobredeslastre hace que la frecuencia empiece a aumentar rápidamente hasta llegar a tener un desvío positivo de más de 600 mHz, que provoca la desconexión del 10% de la generación no gestionable. No se desconecta el 5% restante del escalón de 50,6 Hz porque antes de 120 ms la frecuencia empieza a disminuir. La pérdida de generación no gestionable es suficiente para provocar una nueva caída de frecuencia, que ahora cae por debajo de 49,0 Hz y hace que se deslastre un 4% de carga real del sistema. El nuevo sobredeslastre hace que la frecuencia se recupere y vuelva a ascender hasta superar otra vez los 50,6 Hz. La desconexión del 5% restante hace que la frecuencia disminuya nuevamente, pero en menor medida que la vez anterior. No se producen más deslastres y la regulación primaria es capaz de estabilizar la frecuencia con un desvío cuasi-estacionario de -44 mHz.

Con el aumento de carga de 0,15 p.u. el comportamiento es todavía peor ya que finaliza con el colapso del sistema. Al inicio de la perturbación, la derivada es mayor que en el caso anterior, del orden de $-2,7$ Hz/s, de modo que se alcanzan los 49,0 Hz cuando todavía no se ha deslastrado el primer escalón de bombeo. Esto hace que se ordene el deslastre completo del escalón de 15% de carga real del sistema. Al tener un mayor sobredeslastre que en el caso anterior, la frecuencia comienza a ascender hasta alcanzar los 51,0 Hz. Como el ascenso también se produce con una gran velocidad, disparan la mayoría de los relés que desconectan los parques eólicos, haciendo que se pierda el 70% de la potencia que estos producen. La importante pérdida de generación provoca que la frecuencia caiga más que al inicio y baje de 48,0 Hz. Se deslastran todos los escalones del sistema automático y se logra evitar estar por debajo de ese valor más de 3 s. Esto permite que los generadores conven-

cionales puedan permanecer conectados y que la frecuencia pueda volver a ascender. Ahora el sobredeslastre es tan grande que la frecuencia supera claramente los 51,0 Hz, haciendo que se desconecten los parques eólicos que faltaban. Una vez perdida la totalidad de la generación eólica, que inicialmente suponía el 50%, la frecuencia cae hasta quedar nuevamente por debajo de 48,0 Hz. Sin más carga por deslastrar, la frecuencia sigue cayendo de modo que transcurridos 3 s empiezan a desconectarse grupos generadores, provocando el colapso del sistema.

Del resultado de las anteriores simulaciones se puede afirmar que, cuando no hay contribución de los parques eólicos al control de frecuencia, el sistema automático de deslastre de cargas actual no está preparado para funcionar en situaciones en las que el sistema eléctrico tenga una inercia tan reducida. Por tanto, si se tiene una elevada penetración eólica con parques eólicos que no contribuyen al control de frecuencia, es necesario mantener grupos generadores acoplados, aunque sea funcionando en su mínimo técnico, para asegurar que se tiene una inercia suficiente para impedir que se tengan derivadas de la frecuencia muy elevadas, ya que provocan el deslastre de más carga de la necesaria.

Para limitar la sobrefrecuencia debida al sobredeslastre también es posible volver a conectar parte de la carga deslastrada mediante sistemas de reenganche de alta velocidad.

En los apartados que siguen al 5.5 se va a analizar si implementado un control de frecuencia en los aerogeneradores se puede lograr mejorar el comportamiento que se tiene ante incidentes de 0,07 y 0,15 p.u.

Para el primero de ellos se intentará reducir el número de elementos que se desconectan de modo que se alcance una frecuencia estable sin tantas oscilaciones. Para el segundo se verá si con eso se consigue evitar el colapso del sistema. De conseguirse ambos objetivos, se podría evitar que, en momentos de elevada penetración eólica, hubiera grupos de generación convencional acoplados con el único fin de aumentar la inercia del sistema, lo que implicaría que la generación eólica sustituye realmente a la convencional.

5.4. Referencia adicional de par electromagnético

Si se actúa sobre la referencia de par electromagnético de un GADA se puede variar rápidamente la potencia activa que genera, lo que da una elevada flexibilidad a la hora de ofrecer una respuesta frente a variaciones de frecuencia. Como se ha visto

en el apartado 2.4.1 esto permite que puedan emular la respuesta inercial que tienen los generadores síncronos o que puedan proveer regulación primaria durante los primeros instantes de la perturbación mucho más rápido de lo que lo hacen los generadores convencionales, en los que, como se ha visto en el apartado 4, están involucrados fenómenos mecánicos y térmicos con mayores constantes de tiempo.

Sin embargo, también permite que los GADA puedan dar una respuesta diferente a las dos anteriores que, en vez de tratar de imitar el comportamiento de los generadores convencionales, busque un mayor beneficio para el sistema eléctrico o para el propio aerogenerador. Varios autores han propuesto la utilización de un filtro *washout*. Independientemente del control implementado, su salida del control de frecuencia propuesto será una referencia adicional de par electromagnético ΔT_f^* que se suma a la proveniente del control de velocidad tal y como se muestra en el esquema de la Figura 5.5, que es equivalente al de la Figura 2.16. Así se obtiene una nueva referencia de par electromagnético que aumentará o disminuirá en función de la frecuencia del sistema eléctrico.

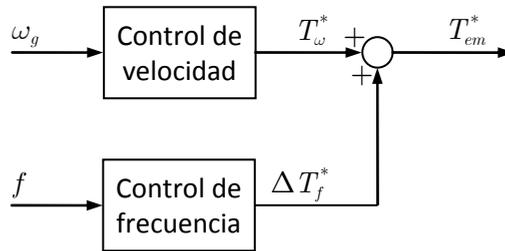


Figura 5.5. Control de frecuencia como referencia adicional de par electromagnético.

Al modificar la referencia dada por el control de velocidad, el valor del par electromagnético deja de estar próximo al desarrollado por la turbina, provocando que la velocidad del aerogenerador varíe de manera apreciable. Esto tiene una serie de consecuencias que deben ser tenidas en cuenta.

Cuando se reduce el par electromagnético, el aerogenerador empieza a acelerarse. El control de potencia capturada se debe encargar de evitar que se supere la velocidad de giro máxima aumentando el ángulo de paso de pala para así reducir el par de la turbina hasta igualarlo con el electromagnético.

Por el contrario, cuando se aumenta el par electromagnético, el aerogenerador empieza a decelerarse. Si el ángulo de paso de pala está en un valor diferente al

mínimo, el control de potencia capturada lo irá reduciendo tratando de aumentar el par ejercido por la turbina hasta igualarlo con el electromagnético.

Cuando el ángulo de pala está en su valor mínimo, la única posibilidad para evitar que el aerogenerador se decelere hasta pararse es reducir el par electromagnético hasta que quede por debajo del desarrollado por la turbina.

Por tanto, la actuación del control de frecuencia puede llevar asociada la variación del ángulo de pala. A diferencia de lo que sucede con los aerogeneradores de velocidad fija, esta variación no se utiliza para modificar directamente la potencia generada sino que simplemente es debida a la actuación normal del control de potencia capturada, que trata de evitar que la velocidad de giro supere su valor máximo.

Cuando el ángulo de paso de pala es diferente de su valor mínimo, el aerogenerador captura menos potencia de la que podría. Se puede decir que hay un exceso de viento. Esto permite que la energía que requiere la variación de carga ordenada por el control de frecuencia se pueda obtener reduciendo el ángulo de paso de pala. Sin embargo, cuando el ángulo es igual a su valor mínimo, la única posibilidad de generar más potencia activa es extrayéndola de la energía cinética almacenada en las masas en rotación del aerogenerador. Casi toda estará almacenada en la turbina eólica, ya que tiene una inercia mucho mayor que la del resto de elementos en rotación.

Las constantes de inercia de turbina y generador dadas en la Tabla 3.5 son, de acuerdo a la expresión 3.40, una indicación directa de la energía cinética que pueden acumular los aerogeneradores. Concretamente, la que tienen cuando giran a la velocidad de sincronismo, que ha sido el valor base elegido para el cálculo de las constantes de inercia.

La cantidad exacta de energía cinética que tiene almacenada un GADA en cada momento es función de la velocidad a la que se encuentre girando, que puede variar un 20% alrededor de la de sincronismo. De toda la energía cinética acumulada solo se podrá extraer aquella que es adicional a la que se tiene girando a la velocidad mínima. Por tanto, la variación de carga solo se puede realizar si el aerogenerador tiene una velocidad superior a la mínima y debe finalizar al llegar a dicha velocidad.

En la Figura 5.6 se muestra como durante el funcionamiento normal, la velocidad de giro es superior a la mínima a partir del punto B de la curva de optimización, lo que implica vientos superiores a $5,8 \text{ m/s}$. La energía cinética acumulada irá aumentando con la velocidad de viento hasta llegar al punto C de la curva de optimización. A partir de entonces, mayores velocidades de viento implican mayor potencia gene-

rada pero igual energía cinética acumulada. Al llegar al punto D se genera la potencia nominal. Mayores velocidades de viento no implican mayor generación sino incrementar las reservas de energía, aunque ahora en forma de exceso de viento.

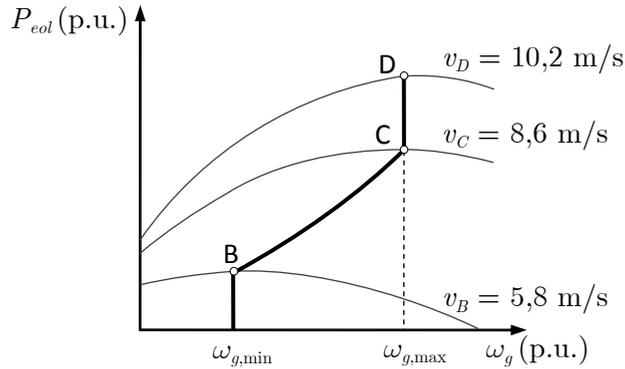


Figura 5.6. Velocidades de viento en los puntos B, C y D de la curva de funcionamiento del aerogenerador.

De hecho, de un GADA se puede llegar a extraer mucha más energía cinética que de un generador convencional, que siempre gira a una velocidad muy próxima al valor de sincronismo. Por eso, se ha decidido cuantificarla calculando el tiempo que el GADA modelado en el capítulo 3 puede mantener un aumento de potencia activa generada utilizando solo la energía cinética almacenada, que es lo que tarda el aerogenerador en llegar a la velocidad mínima si se aumenta la potencia activa generada cuando se está funcionando en un punto comprendido entre B y D. Concretamente, se ha calculado para velocidades de viento entre 6 y 10 m/s.

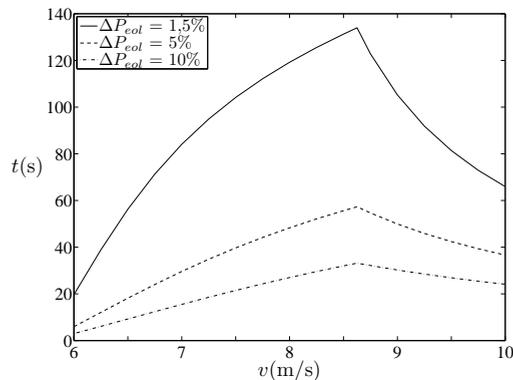


Figura 5.7. Tiempo que puede mantenerse una variación de carga utilizando solo la energía cinética almacenada.

En la Figura 5.7 se muestran los resultados obtenidos para tres incrementos de potencia diferentes, 1,5, 5 y 10% de la potencia nominal. El primero de ellos es la variación de carga exigida en el P.O. 7.1 para la regulación primaria.

Como es lógico, la duración del aumento de potencia va creciendo con la velocidad de viento ya que también lo hace la velocidad de giro. Sin embargo, la máxima duración se tiene funcionando en el punto C, con un viento de 8,6 m/s. A partir de entonces, pese a tenerse la misma velocidad de giro, la duración va disminuyendo. Esto es debido a que, a medida que aumenta la velocidad del viento, las curvas de potencia capturada tienen mayor pendiente respecto a la velocidad de giro. Al aumentar la diferencia entre la potencia generada y la capturada, se tendrá una mayor deceleración, que hará que se llegue a la velocidad de giro mínima en menos tiempo.

En (Morren *et al.*, 2006b), a partir de valores típicos de las constantes de inercia de un aerogenerador, se obtiene una relación aproximada entre su potencia nominal y la energía cinética que puede acumular:

$$E_c^{[J]} = 5,2 \cdot P_n^{1,2} \quad (5.2)$$

Más importante que el valor en sí de la energía cinética, es el hecho de que la relación con la potencia nominal del aerogenerador es algo mayor que proporcional. Esto indica que cuanto mayor es la potencia de los aerogeneradores más energía cinética pueden acumular pese a que giran más despacio. Por tanto, tiene más importancia el momento de inercia que la velocidad de giro pese a estar al cuadrado. Según la anterior expresión, la energía cinética almacenada en los parques eólicos va a ir en aumento en los próximos años debido a que cada vez se instalan aerogeneradores de mayor potencia, tanto en nuevos emplazamientos en tierra o en el mar, como sustituyendo antiguos de menor potencia.

La energía cinética almacenada se utilizará cuando el control de frecuencia demande aumentar la potencia activa generada. La deceleración del aerogenerador tiene importantes efectos sobre él, que deben ser tenidos en cuenta y que se explican a continuación con la ayuda de la Figura 5.8, en el que se ha supuesto un aumento de potencia ΔP_f debido a un aumento en el par electromagnético:

- ✓ La potencia activa generada disminuye, siguiendo la línea de puntos, si no aumenta el par electromagnético a medida que disminuye la velocidad de giro.

- ✓ El aerogenerador se para si transcurrido un tiempo no se reduce la potencia activa generada. La disminución deberá ser mayor que el aumento inicial ya que la potencia capturada P_t habrá ido disminuyendo siguiendo la curva de potencia en función de la velocidad de viento. Esto hace que la deceleración sea cada vez mayor.

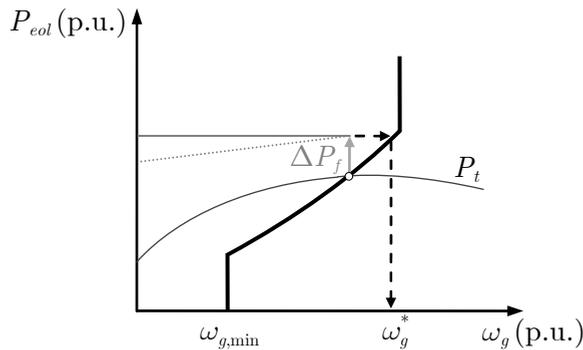


Figura 5.8. Evolución de la potencia activa generada por un aerogenerador tras una variación de carga.

- ✓ La referencia ω_g^* del control de velocidad aumenta, provocando un error de velocidad, que irá aumentando a medida que disminuye la velocidad. El control de velocidad tratará de reducir este error acelerando el aerogenerador mediante la disminución de la referencia de par electromagnético, lo que va en contra del aumento ordenado por el control de frecuencia.

En los dos siguientes apartados se analizan estos problemas en detalle. El primero de ellos está relacionado con el tipo de salida que da el control de frecuencia mientras que el otro lo está con el comportamiento que tiene el control de velocidad del aerogenerador durante las variaciones de carga debidas al control de frecuencia.

5.4.1. Par adicional dependiente de la velocidad de giro

Tal y como se ha visto en el apartado 2.4.1, los controles de frecuencia que normalmente se proponen para los aerogeneradores tratan de proveer regulación primaria y emular inercia de un generador síncrono. En la Figura 2.16 se muestra un esquema en el que estos dos controles producen una referencia adicional de par electromagnético que se suma a la proveniente del control de velocidad.

La regulación primaria exige una variación de la potencia activa generada proporcional al error de frecuencia por lo que sería más conveniente, y así se hace en la presente tesis doctoral, que un control de frecuencia de este tipo tuviera su salida en forma de incremento de potencia activa en lugar de incremento de par electromagnético.

La emulación de la inercia de un generador síncrono implica, en principio, variar el par electromagnético de manera proporcional a la derivada de la frecuencia. Sin embargo, la variación de par que sufre un generador síncrono se corresponde con una variación equivalente de la potencia activa generada ya que su velocidad de giro varía muy poco respecto a su valor nominal. De hecho, permite que en la ecuación 4.1 de la dinámica de estos generadores, se puedan sustituir los valores unitarios de par por los valores unitarios de potencia. Esto se traduce en que, ante un desvío en la frecuencia, el sistema eléctrico recibe de los generadores síncronos una variación en la potencia activa generada que es proporcional a la derivada de la frecuencia.

Sin embargo, los GADA, por ser de velocidad variable, no funcionan en sincronismo con el sistema eléctrico. Su velocidad de giro es independiente de la frecuencia, por lo que puede variar ampliamente aunque la frecuencia permanezca constante. Una variación del par electromagnético de este tipo de generador que sea proporcional a la derivada de la frecuencia no provocará un incremento de potencia activa equivalente sino que dependerá de la velocidad de giro del aerogenerador, por lo que irá disminuyendo a medida que lo haga esta. Por tanto, si se desea que un GADA tenga un comportamiento equivalente al de los generadores síncronos, la variación proporcional a la derivada de la frecuencia no deberá ser de par electromagnético como se propone en (Lalor *et al.*, 2005a) o (Morren *et al.*, 2006b), sino de potencia activa, tal y como se ha hecho en la presente tesis doctoral.

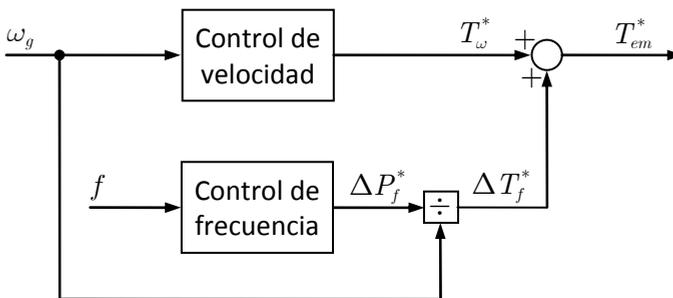


Figura 5.9. Salida del control de frecuencia en forma de variación de potencia activa.

Por eso, se ha optado por que la salida del control de frecuencia sea siempre en forma de variación de potencia activa ΔP_f^* , tal y como se aprecia en la Figura 5.9, que se debe dividir por la medida de la velocidad de giro del generador para conseguir la referencia adicional de par electromagnético que se requiere.

5.4.2. Comportamiento del control de velocidad

Durante las variaciones de carga del aerogenerador debidas al control de frecuencia, el error de velocidad sufrirá importantes variaciones. La Figura 5.8 muestra que si se aumenta la potencia generada cuando el aerogenerador se encuentra funcionando en la zona de optimización, la velocidad de referencia también aumenta. Si estuviera funcionando a la velocidad máxima, la referencia permanecería constante en esa velocidad. En ambos casos, el error de velocidad irá aumentando a medida que la velocidad de giro vaya disminuyendo. El control de velocidad tratará de reducirlo disminuyendo la referencia del par electromagnético para acelerar el aerogenerador. Esta disminución es contraria al aumento de par ordenado por el control de frecuencia por lo que se minora la variación de carga del GADA.

En la bibliografía se ha tratado de diferentes maneras el comportamiento que tiene el control de velocidad. En (Conroy y Watson, 2008) se considera que los cambios en la referencia de par electromagnético debidos a la actuación del control de velocidad ayudan a mantener la estabilidad de los aerogeneradores durante la variación de carga. Sin embargo, también se indica que no se puede garantizar que se pueda mantener en todas las circunstancias y se muestra un caso particular en el que la variación de carga debida al control de frecuencia hace que el funcionamiento de los aerogeneradores se vuelva inestable. Para evitarlo se propone hacer una elección adecuada de los parámetros del control de frecuencia.

En (Mauricio *et al.*, 2009) se propone utilizar un control de velocidad lento que apenas modifique su salida durante la variación de carga, que es lo que también se propone en (Clark *et al.*, 2010) para el control de frecuencia que emula inercia que GE ofrece de manera opcional para sus aerogeneradores. Concretamente, cuando este control está activado, las constantes del controlador de velocidad cambian a $K_{pt} = 0,5$ y $K_{it} = 0,05$. Esto implica que el ancho de banda del control de velocidad pasa de 0,53 a 0,12 rad/s. Además, un filtro de primer orden que hay a la salida del control de velocidad debe cambiar su constante de tiempo de 0,05 a 4 s para conse-

guir que la referencia de par electromagnético proporcionada por este control varíe más lentamente.

En los apartados en los que se estudia el funcionamiento de cada uno de los controladores de frecuencia se va a prestar especial atención al comportamiento que tiene el control de velocidad, con el objetivo de asegurar que es el mejor posible.

5.5. Comportamiento del control de potencia capturada

En el apartado anterior se ha considerado únicamente la regulación de la referencia de par electromagnético llevada a cabo por un control de frecuencia implementado en un GADA. Como se ha visto, provoca variaciones en la velocidad de giro. Ante ellas, el control de potencia tendrá el mismo comportamiento que durante su funcionamiento normal, garantizando que la velocidad de giro no supera su valor máximo. Solo se requerirá que actúe cuando se incremente la frecuencia ya que será cuando el control de frecuencia haga que se reduzca el par electromagnético y esto provocará que el aerogenerador comience a acelerarse. El control de potencia capturada se encarga de que la aceleración finalice cuando se llega a la velocidad máxima.

Este modo de funcionamiento implica reducir el par electromagnético y aumentar el ángulo de paso de pala, lo cual no es posible con el sistema de comunicación propuesto en el apartado 3.6.1. Está pensado para que no haya conflictos entre los controles de velocidad y de potencia capturada por lo que impide la variación del ángulo de paso de pala cuando la referencia de par electromagnético no está en su valor máximo. Será necesario desactivarlo.

El correcto funcionamiento de este control se comprobará en los siguientes apartados cuando se estudie el comportamiento de los diferentes controles de frecuencia ante incidentes debidos a una disminución de carga.

5.6. Desvíos de frecuencia cuando los parques eólicos emulan inercia

Para emular la respuesta inercial de un generador síncrono basta con implementar un controlador como el mostrado en la Figura 5.10, que da como salida una variación de carga que es proporcional a la derivada de la frecuencia. La constante del controlador será dos veces la constante de inercia H_{em} que se quiera emular.

Normalmente, se opta por emular una inercia igual a la que tiene el propio aerogenerador ya que, si se suman las constantes de inercia de generador y turbina dadas en la Tabla 3.5 se tienen valores en torno a 5 s, un valor que está dentro del rango dado en la Tabla 4.12 para las constantes de inercia del conjunto generador-turbina de vapor y es incluso superior al dado para el conjunto generador-turbina hidráulica.

Sin embargo, simplemente cambiando la constante del controlador se podría emular cualquier otro valor de inercia aunque no guardara ninguna relación con la inercia real de aerogenerador. De hecho, en (REE, 2008) se establece que la constante del controlador debe ser ajustable al menos entre 0 y 15 s, lo que permite emular constantes de inercia mayores de las que tiene un aerogenerador, de hasta 7,5 s.

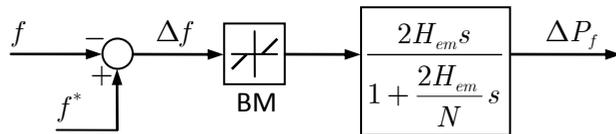


Figura 5.10. Controlador de frecuencia para emular la inercia de un generador síncrono.

Emplear la derivada del error de frecuencia puede ocasionar problemas ya que su valor puede variar bruscamente si no se adoptan una serie de medidas. La primera es emplear un filtro paso bajo para eliminar el ruido en la medida de la frecuencia, tal y como se hace en (Ekanayake y Jenkins, 2004), (Lalor *et al.*, 2005a) o (Morren *et al.*, 2006b). Este filtrado de altas frecuencias se emplea siempre que se utiliza un derivador y se suele realizar con un filtro de primer orden con constante de tiempo igual a la constante que multiplica al derivador dividida por una constante N cuyo valor está en el rango de 5 a 20. Si la señal tiene mucho ruido se deben elegir valores pequeños de N mientras que si es limpia, se pueden elegir valores mayores. En las simulaciones se ha tomado el valor máximo, es decir, $N = 20$.

La segunda solo se debe tomar en el caso de que se haya decidido programar una banda muerta ya que, al superarse su valor, no se deberá tener el error real —se tendría un escalón— sino el error menos la banda muerta. En la mayoría de casos no se emplea banda muerta ya que emular inercia implica actuar de modo instantáneo. Por ejemplo, en el borrador (REE, 2008), en lugar de hacerse alusión a una banda muerta voluntaria, se limita la banda de insensibilidad de la medida de frecuencia a ± 10 mHz, que es la misma exigencia que tienen los reguladores de los generadores convencionales.

La necesidad de una actuación rápida queda confirmada con los requisitos que incluye este mismo borrador para la respuesta del control. Se exige que la variación de carga sea al menos un 5% de la potencia aparente nominal a los 50 ms y que se mantenga en un 10% durante al menos 2 s. Por tanto, se requiere una respuesta rápida pero que puede ser de corta duración. El objetivo buscado es reducir el error máximo de frecuencia que, dependiendo de la inercia del sistema, suele darse precisamente en torno a 2 s después del inicio de la perturbación.

Se ha decidido analizar los resultados obtenidos con tres ganancias del controlador distintas: 5, 10 y 15 s, que están dentro del rango dado en (REE, 2008). Además, se ha utilizado el valor máximo de insensibilidad, de ± 10 mHz, al que se ha sumado una precisión en la medida de otros ± 10 mHz. Al igual que para los generadores convencionales se ha modelado mediante una banda muerta $BM = \pm 20$ mHz.

5.6.1. Aumento de carga y misma inercia en valle que en punta. Desconexión y reconexión sin saltos del control de velocidad

Aumento de carga de 0,03 p.u.

Solo se han considerado los casos B3V03.A y C3V03.A por ser en los únicos en los que la contribución de los parques eólicos puede ser de clara utilidad para el sistema eléctrico, puesto que pueden evitar el deslastre de la mitad de los grupos de bombeo del primer escalón.

Lo primero que se va a estudiar es la influencia que tiene el control de velocidad sobre el de frecuencia. Se ha visto en el apartado 5.4.2 que depende del ancho de banda que tenga el control de velocidad. Por eso, se han considerado tres controles con diferentes valores:

- i)* El diseñado en el apartado 3.5, que tiene un ancho de banda de 2 rad/s.
- ii)* El propuesto en (Clark *et al.*, 2010) para el funcionamiento normal, que tiene un ancho de banda de 0,53 rad/s.
- iii)* El propuesto en (Clark *et al.*, 2010) cuando el control para emular inercia está activado, que tiene un ancho de banda de 0,12 rad/s.

Las tres opciones se han probado cuando el controlador de frecuencia tiene una ganancia igual a 15 s, que es el valor máximo y, por tanto, el que exige un mayor aumento de potencia y hace más difícil la fase de recuperación posterior.

En la Figura 5.11 se muestra para el caso B3V03.A-M la variación de frecuencia que se consigue con cada uno de los controladores junto con la que se tiene cuando los parques eólicos no contribuyen al control de frecuencia. La emulación de inercia logra reducir la velocidad de caída de la frecuencia. Se aprecia claramente que cuanto más lento es el control de velocidad, más lentamente cae la frecuencia. Se logra retrasar el desvío máximo, pero no disminuirlo por lo que, en ninguno de los casos se consigue evitar el deslastre de los grupos de bombeo. El control más lento es también el que logra una menor sobreoscilación cuando se recupera la frecuencia.

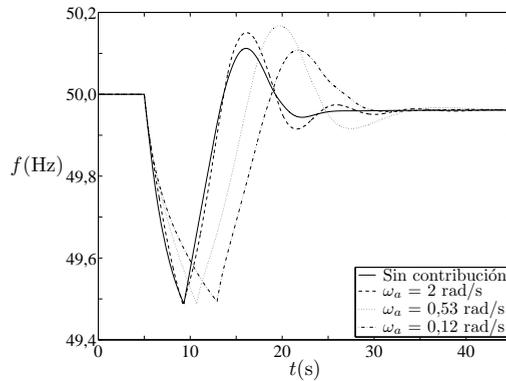


Figura 5.11. Frecuencia en el caso B3V03.A-X en función del ancho de banda del control de velocidad.

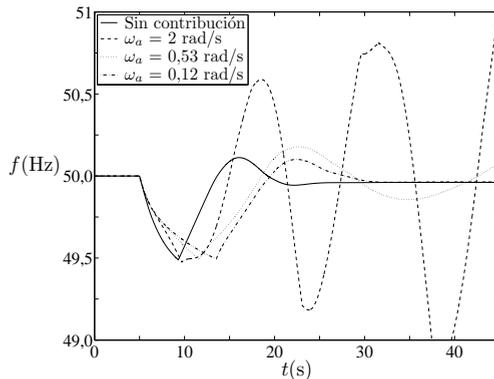


Figura 5.12. Frecuencia en el caso B3V03.A-X en función del ancho de banda del control de velocidad cuando este tiene un filtro a la salida.

Una vez comprobada la mejora que se puede lograr si la referencia de par electromagnético proveniente del control de velocidad varía lentamente, se va a probar el resultado que se obtiene si esta se pasa por un filtro de primer orden con constan-

te de tiempo de 4 s como propone (Clark *et al.*, 2010). Los resultados obtenidos con los tres controles de velocidad se muestran en la Figura 5.12 junto con la variación que se tiene cuando los parques eólicos no contribuyen al control de frecuencia.

El control con ancho de banda de 2 rad/s provoca oscilaciones de gran amplitud en la frecuencia que hacen que se deslastre carga y se desconecten aerogeneradores hasta hacer que el sistema eléctrico se vuelva inestable. Cuando se utiliza el filtro con los controladores más lentos, se logra un comportamiento estable, que es muy similar al obtenido cuando no se utiliza. La velocidad de caída se reduce algo más pero se sigue sin evitar el deslastre de los grupos de bombeo.

Pese a emplearse controles de velocidad lentos, es inevitable que la reducción en la velocidad de giro no provoque una pequeña disminución en la referencia de par electromagnético, lo que se traducirá en un menor incremento de potencia durante la contribución al control de frecuencia. Para maximizar el incremento de potencia, en la presente tesis doctoral se propone desconectar el control de velocidad durante la contribución al control de frecuencia y reconectarlo cuando esta haya finalizado. Esto supone modificar los controles de velocidad y de frecuencia según muestra el esquema de la Figura 5.13.

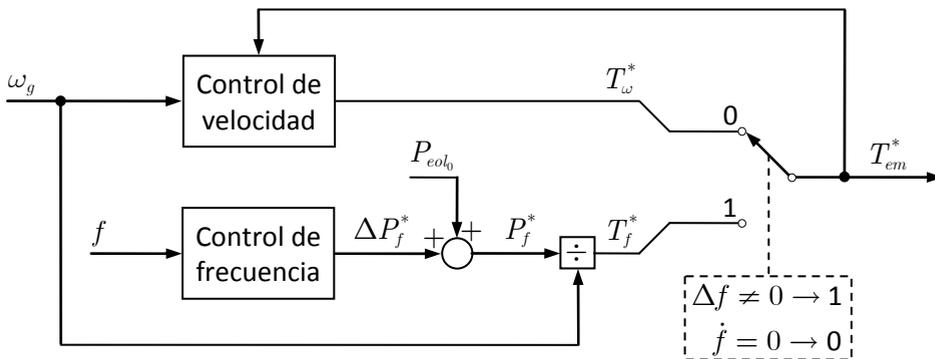


Figura 5.13. Modificaciones en los controles de frecuencia y velocidad para poder desactivar este último.

Al detectarse una variación de frecuencia, se desconecta el control de velocidad conmutando el interruptor de la posición 0 a la 1. Al hacerlo, desaparece la referencia de par electromagnético, que hasta ese momento era T_ω^* , y es sustituida por la que se tiene a la salida de control de frecuencia T_f^* , que ahora ya no tiene forma de incremento de par electromagnético sino que es el nuevo valor de la referencia. Al incremento de potencia que da como salida el control de frecuencia se le debe sumar

la potencia activa P_{eol_0} que se estaba generando antes de desconectar el control de velocidad para así obtener la potencia activa de referencia, que al dividirse por la velocidad de giro da como resultado la referencia de par electromagnético.

Si se reconectara el control de velocidad, su salida no sería la misma que estuviera dando el control de frecuencia en ese momento. Para evitar que durante la reconexión se produzca un salto en la referencia, que se traduciría en un salto en la potencia activa generada, bastará con asegurar que la salida del control de velocidad es igual a la referencia total de par electromagnético, es decir, $T_{\omega}^* = T_{em}^*$.

Esto se logra mediante un sistema de reconexión sin saltos —*bumpless*— como el mostrado en la Figura 5.14, que introduce la diferencia entre T_{ω}^* y T_{em}^* multiplicada por una constante K_{bl} como una componente adicional del error del integrador, de modo que este, en todo momento, tratará de igualar ambas referencias de par electromagnético. Así se puede reconectar el control de velocidad y desconectar el control de frecuencia —conmutando el interruptor— sin producir ningún tipo de salto en la referencia de par electromagnético. A K_{bl} se le ha dado un valor de 100.

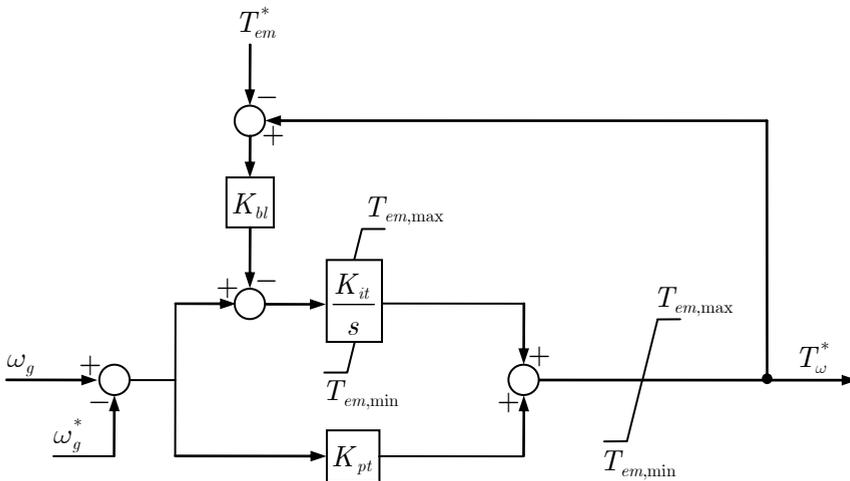


Figura 5.14. Esquema del sistema de reconexión sin saltos —*bumpless*— incluido en el control de velocidad.

Es necesario fijar una condición de reconexión del control de velocidad. Como el objetivo buscado con la contribución de los parques eólicos es conseguir un incremento de potencia transitorio que logre disminuir el desvío máximo, se ha optado por que la reconexión del control de velocidad sea cuando la frecuencia alcanza su

valor mínimo. Se ha programado la conmutación 1 s después de que la derivada de la frecuencia haya disminuido hasta ser menor de 0,005 Hz/s.

Se ha implementado el sistema de reconexión sin saltos con los tres controladores considerados anteriormente y se han obtenido las variaciones de frecuencia mostradas en la Figura 5.15. Mientras los controles de velocidad están desconectados, se tiene la misma variación de frecuencia. Es al reconectarse cuando se tiene un comportamiento diferente.

Con el control de velocidad más lento, se logra que la frecuencia permanezca por encima de 49,5 Hz con lo que se evita el deslastre de los grupos de bombeo. Sin ayuda adicional, la frecuencia se recupera lentamente gracias a la regulación primaria que proveen los generadores convencionales.

Con los otros dos controles de velocidad no sucede lo mismo. Al reconectarse, ordenan una reducción de par electromagnético excesiva, que hace que la potencia generada por los parques eólicos disminuya lo suficiente como para que se alcance la frecuencia de deslastre.

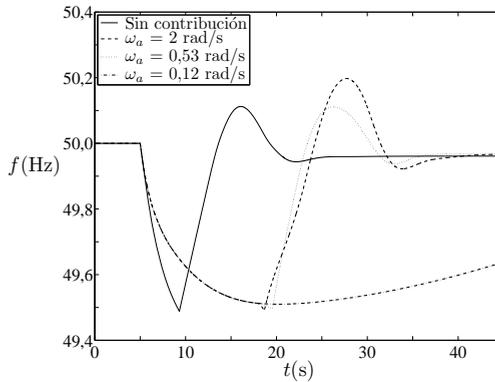


Figura 5.15. Frecuencia en el caso B3V03.A-X en función del ancho de banda del control de velocidad cuando tiene incluido un sistema de conmutación sin saltos.

Por tanto, la única de las opciones que ha conseguido el objetivo buscado es la de desconectar el control de velocidad durante el aumento de potencia y una vez finalizado, reconectarlo pero con un ancho de banda mucho menor. Será la que se implemente en el GADA junto al control de frecuencia para emular inercia.

Se va a analizar ahora si se puede evitar el deslastre del bombeo con las ganancias de menor valor y con otras velocidades de viento, y también en el caso C3V03.A. Los resultados obtenidos, que se muestran en la Tabla 5.6, son iguales para las tres velo-

tidades de viento. Cuando la velocidad es de 6 m/s, la deceleración del aerogenerador no es suficiente para que alcance la velocidad de giro mínima de 0,8 p.u., tal y como se aprecia en la Figura 5.16. Esto permite mantener la variación de carga que demanda el control de frecuencia.

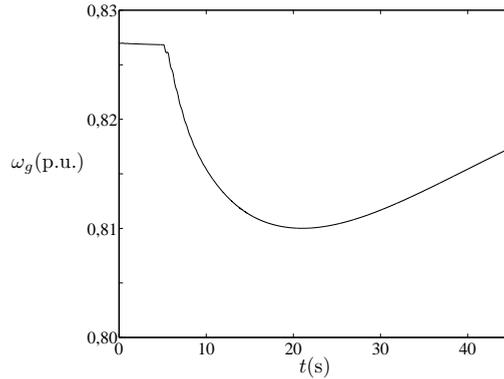


Figura 5.16. Velocidad de giro del eje rápido en el caso B3V03.A-B con control para emular inercia.

Cuando la velocidad es de 12 m/s, se debe a que durante la variación de carga se aumenta un 5% el límite máximo de par electromagnético, hasta 0,875 p.u. En la Figura 5.17, se aprecia como el control de frecuencia no ordena valores superiores.

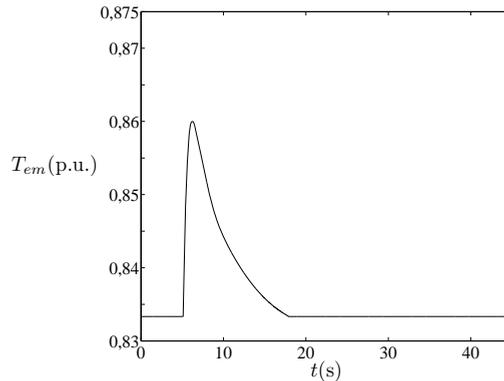


Figura 5.17. Par electromagnético del aerogenerador en el caso B3V03.A-A con control para emular inercia.

Los resultados obtenidos muestran que solo se logra evitar el deslumbre en el caso B3V03.A y con la ganancia máxima. La ausencia de deslumbre hace que el desvío cuasi-estacionario se incremente en casi 100 mHz. Aún así, sigue siendo menor que el límite marcado por el P.O. 1.5.

Tabla 5.6. Indicadores tras un aumento de carga de 0,03 p.u. cuando los parques eólicos tienen implementado un control de frecuencia para emular inercia.

Caso	$2H_{em}$	Δf_{max}	$\dot{f}_{49,5}$	ΔP_{desc}	Δf_{c-e}
B3V03.A-X	5 s	-507	-0,03	25% bombeo	-38
	10 s	-503	-0,02	25% bombeo	-38
	15 s	-490	—	—	-134
C3V03.A-X	5 s	-513	-0,06	25% bombeo	-44
	10 s	-509	-0,04	25% bombeo	-44
	15 s	-506	-0,03	25% bombeo	-44

Es interesante resaltar que se consigue un mejor resultado cuando el peso de la eólica es menor. Esto es debido a que se tiene más generación convencional, que es la que proporciona un incremento de potencia de modo permanente.

Aumento de carga de 0,07 p.u.

Con un incidente de esta magnitud es inevitable que actúe sistema automático de deslastre de cargas. Sin embargo, cabe la posibilidad de que lo haga incorrectamente si los parques eólicos tienen implementado un control de frecuencia para emular inercia que provoca una excesiva reducción de la derivada de la frecuencia.

Inicialmente el interés está centrado en el comportamiento que se tiene con la ganancia de 15 s ya que se entiende que es el valor que utilizarán los controles de frecuencia de los parques eólicos por ser el que proporciona una mayor ayuda al sistema eléctrico ante incidentes de magnitud 0,03 p.u. Sin embargo, los resultados obtenidos, recogidos en la Tabla 5.7, son iguales que el del resto de ganancias.

En punta es suficiente con deslastrar el 4% de carga real del sistema para que se recupere la frecuencia. El deslastre se produce independientemente del valor que tenga la derivada de la frecuencia por lo que el comportamiento es similar al que se tiene cuando los parques eólicos no contribuyen al control de frecuencia.

En cambio, en valle, la reducción en la derivada de la frecuencia hace que su valor al llegar a 49,5 Hz sea menor de -0,4 Hz/s, lo que provoca que se deslastren solo la mitad de los grupos de bombeo de ese escalón. La frecuencia sigue cayendo hasta que se llega al siguiente escalón, donde al igual que en el anterior, la reducida derivada hace que solo se deslastren la mitad de los grupos. Una vez se tiene un deslastre suficiente, la frecuencia empieza a recuperarse hasta alcanzar el mismo desvío

cuasi-estacionario que se tiene cuando los parques eólicos no contribuyen al control de frecuencia. Al final de todo, la cantidad de bombeo deslastrado es la misma.

Tabla 5.7. Indicadores tras un aumento de carga de 0,07 p.u. cuando los parques eólicos tienen implementado un control de frecuencia para emular inercia.

Caso	$2H_{em}$	Δf_{max}	$\dot{f}_{49,5}$	$\dot{f}_{49,3}$	$\dot{f}_{49,0}$	ΔP_{desc}	Δf_{c-e}
A3P07.A-X	5 s	-1 058	—	—	-0,27	4% carga	-115
	10 s	-1 053	—	—	-0,25	4% carga	-115
	15 s	-1 048	—	—	-0,22	4% carga	-115
B3P07.A-X	5 s	-1 062	—	—	-0,26	4% carga	-134
	10 s	-1 046	—	—	-0,21	4% carga	-134
	15 s	-1 039	—	—	-0,18	4% carga	-134
A3V07.A-X	5 s	-732	-0,38	-0,16	—	(25% + 25%) bombeo	-83
	10 s	-728	-0,35	-0,13	—	(25% + 25%) bombeo	-83
	15 s	-724	-0,34	-0,11	—	(25% + 25%) bombeo	-83
B3V07.A-X	5 s	-731	-0,33	-0,15	—	(25% + 25%) bombeo	-96
	10 s	-724	-0,28	-0,11	—	(25% + 25%) bombeo	-96
	15 s	-719	-0,24	-0,09	—	(25% + 25%) bombeo	-96
C3V07.A-X	5 s	-732	-0,30	-0,15	—	(25% + 25%) bombeo	-118
	10 s	-724	-0,23	-0,11	—	(25% + 25%) bombeo	-118
	15 s	-718	-0,19	-0,08	—	(25% + 25%) bombeo	-118

Se concluye por tanto, que con este tipo de incidente la emulación de inercia es perjudicial para el sistema eléctrico porque hace que el deslastre automático de cargas tenga un comportamiento anómalo. Se deslastra parte del segundo escalón de bombeo cuando el primero no lo ha hecho por completo: Esto tiene como consecuencia que no se respete la orden de prioridad prefijada y que para conseguir suficiente cantidad de carga deslastrada sea necesario que el desvío máximo aumente hasta llegar a la frecuencia del segundo escalón.

Aumento de carga de 0,15 p.u.

Por último, se va a realizar con este incidente, que solo se puede dar en horas valle, el mismo análisis que se ha hecho con el de 0,07 p.u.

Observando la Tabla 5.8 se deduce que el deslastre automático de cargas tiene un mal comportamiento con las ganancias de 10 y 15 s y en los dos casos con mayor penetración eólica. Aquí la causa es que al alcanzar la frecuencia del segundo escalón

de bombeo, la derivada de la frecuencia inferior a $-0,4 \text{ Hz/s}$ —en el caso B3V15.A con ganancia 10 s es superior pero durante menos de 120 ms —, lo que provoca que solo se deslastre la mitad de los grupos de bombeo de dicho escalón.

En el caso B3V15.A, tiene como consecuencia que finalmente se tenga un menor deslastre. Este es, en principio, uno de los objetivos que se busca con el control de frecuencia de los parques eólicos. Sin embargo, no es correcto deslastrear carga real del sistema habiendo dejado sin deslastrear parte del bombeo, que es un consumo menos prioritario y por eso siempre se deslastra con menores desvíos.

Tabla 5.8. Indicadores tras un aumento de carga de $0,15 \text{ p.u.}$ cuando los parques eólicos tienen implementado un control de frecuencia para emular inercia.

Caso	$2H_{em}$	Δf_{\max}	$\dot{f}_{49,5}$	$\dot{f}_{49,3}$	$\dot{f}_{49,0}$	$\dot{f}_{48,7}$	ΔP_{desc}	Δf_{c-e}
A3V15.A-X	5 s	-1 038	-0,95	-0,92	-0,18	—	100% bombeo + 4% carga	-51
	10 s	-1 032	-0,93	-0,85	-0,15	—	100% bombeo + 4% carga	-51
	15 s	-1 027	-0,92	-0,80	-0,12	—	100% bombeo + 4% carga	-51
B3V15.A-X	5 s	-1 035	-0,85	-0,62	-0,16	—	100% bombeo + 4% carga	-57
	10 s	-1 193	-0,78	-0,42	-0,25	—	75% bombeo + 4% carga	-153
	15 s	-1 171	-0,74	-0,33	-0,21	—	75% bombeo + 4% carga	-153
C3V15.A-X	5 s	-1 034	-0,76	-0,44	-0,16	—	100% bombeo + 4% carga	-68
	10 s	-1 305	-0,65	-0,29	-0,22	-0,02	75% bombeo + (4% + 4%) carga	44
	15 s	-1 306	-0,58	-0,23	-0,18	-0,03	75% bombeo + (4% + 4%) carga	44

En el caso C3V15.A este comportamiento anómalo tiene peores consecuencias. Ahora, dejar por deslastrear la mitad de los grupos de bombeo ocasiona que se tenga que deslastrear más carga real del sistema y en una cantidad superior a la necesaria. El desvío cuasi-estacionario pasa a ser positivo, con un valor de 44 mHz . Este comportamiento sí que es claramente peor que el que se tiene cuando los parques eólicos no contribuyen al control de frecuencia.

5.6.2. Disminución de carga y misma inercia en valle que en punta. Desactivación del sistema de comunicación entre controles

Disminución de carga de $0,03 \text{ p.u.}$

Solo se van a estudiar los casos B3X03.D y C3V03.D porque es en los que se produce una desconexión del 5% de instalaciones de generación no gestionable.

Como ya se ha introducido en el apartado 5.5, el control de frecuencia ordenará una reducción en el par electromagnético que hará que los aerogeneradores empiecen a acelerarse. El control de potencia capturada se debe encargar de que la velocidad de giro no supere su valor máximo. Para ello, debe aumentar el ángulo de paso. El sistema de comunicación propuesto en el apartado 3.6.1 solo lo permite si la referencia por electromagnético es igual a su valor máximo. Como con vientos bajos y medios esto no es así, se debe desactivar el sistema de comunicación cuando se tengan aumentos de frecuencia superiores a la banda muerta del controlador.

La desactivación se realiza a la vez que se desconecta el control de velocidad, por lo que se puede emplear el mismo criterio para hacerlo. Sin embargo, se ha optado por que no se reactive a la vez que se reconecta el control de velocidad, ya que este último lo hará cuando ya no se requiera la actuación del control de frecuencia. En ese momento es muy probable que el control de potencia capturada no haya logrado que la velocidad de giro sea menor que su valor máximo. Se ha programado la reactivación del sistema de comunicación cuando se cumpla a la vez que se ha reactivado el control de velocidad y que la velocidad es menor o igual que 1,2 p.u.

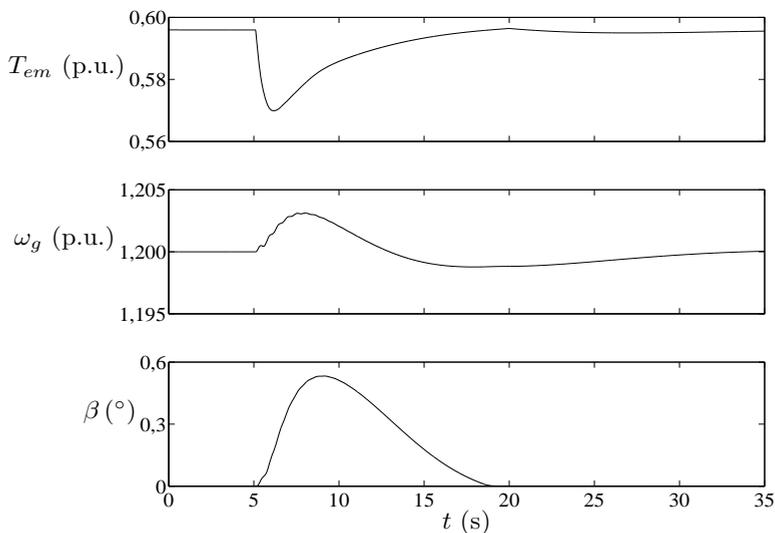


Figura 5.18. Respuesta del control de potencia capturada a la disminución de par electromagnético ordenada por el control de frecuencia para emular inercia.

En la Figura 5.18 se muestra para el caso B3X03.D la reducción de par electromagnético debida a la actuación del control de frecuencia, que es la causante de que

la velocidad de giro empiece a aumentar. Es suficiente con que el control de potencia capturada aumente el ángulo de paso de pala algo más de $0,5^\circ$ para que la velocidad de giro empiece a disminuir hasta llegar de nuevo a su valor máximo.

Como se puede observar en la Tabla 5.9, de los dos casos considerados solo se puede evitar la desconexión de generación gestionable en el que la generación eólica tiene un menor peso, y solo cuando el controlador de frecuencia tiene ganancia máxima. Este resultado es equivalente al obtenido anteriormente con el aumento de carga ya que han sido las mismas condiciones en las que se ha logrado evitar el deslastre de carga.

Tabla 5.9. Indicadores tras una disminución de carga de 0,03 p.u. cuando los parques eólicos tienen implementado un control de frecuencia para emular inercia.

Caso	$2H_{em}$	Δf_{max}	$\dot{f}_{50,5}$	ΔP_{desc}	Δf_{c-e}
B3X03.D-X	5 s	506	0,03		76
	10 s	503	0,01	5% no gestionable	76
	15 s	487	—	—	134
C3V03.D-X	5 s	513	0,06	5% no gestionable	44
	10 s	509	0,04	5% no gestionable	44
	15 s	506	0,03	5% no gestionable	44

Disminución de carga de 0,07 p.u.

Se pretende comprobar los efectos que tiene la emulación de inercia en el funcionamiento del sistema automático de desconexión de instalaciones de generación no gestionable. En la Tabla 5.10, se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 5.10. Indicadores tras una disminución de carga de 0,07 p.u. cuando los parques eólicos tienen implementado un control de frecuencia para emular inercia.

Caso	$2H_{em}$	Δf_{max}	$\dot{f}_{50,5}$	$\dot{f}_{50,6}$	$\dot{f}_{50,7}$	$\dot{f}_{50,8}$	$\dot{f}_{50,9}$	ΔP_{desc}	Δf_{c-e}
A3V07.D-X	5 s	871	0,37	0,33	0,23	0,09		35% no gestionable	130
	10 s	854	0,35	0,30	0,21	0,08	—	35% no gestionable	130
	15 s	907	0,33	0,28	0,19	0,10	0,03	35% no gestionable	130
B3V07.D-X	5 s	686	0,33	0,22	—	—	—	15% no gestionable	115
	10 s	646	0,27	0,17	—	—	—	15% no gestionable	115
	15 s	632	0,24	0,14	—	—	—	15% no gestionable	115
C3V07.D-X	5 s	633	0,30	0,14	—	—	—	15% no gestionable	-44
	10 s	625	0,23	0,11	—	—	—	15% no gestionable	-44
	15 s	620	0,18	0,09	—	—	—	10% no gestionable	117

En el caso A3V07.D cualquier valor de ganancia logra evitar la desconexión de un 5% de instalaciones. Sin embargo, con el valor de 15 s no se logra del modo que corresponde. Consigue reducir la derivada de la frecuencia de tal forma que cuando se alcanzan los 50,7 Hz es menor de 0,20 Hz/s. Se desconecta un 10% de instalaciones y no un 15% como correspondería. Por eso la frecuencia continúa aumentando hasta que se llega a la del siguiente escalón. Por tanto, se tiene un peor comportamiento ya que se tiene un mayor desvío y no se respeta el orden de prioridad en la desconexión de instalaciones.

En el caso B3V07.D todos los valores de ganancia logran evitar la desconexión de un 5% de instalaciones con un correcto funcionamiento.

Por último, se tiene que en el caso C3V07.D solo se logra evitar la desconexión de un 5% de instalaciones si se utiliza el valor máximo de ganancia.

5.6.3. Aumento de carga y menor inercia en valle

Aumento de carga de 0,07 p.u.

En la Figura 5.19 se muestra como gracias al control de frecuencia para emular inercia se puede evitar el comportamiento oscilatorio que se tiene en el caso C1V07.A cuando los parques eólicos no contribuyen al control de frecuencia. Con cualquier valor de ganancia se consigue reducir la derivada de la frecuencia lo suficiente como para que solo se deslastre un 50% de bombeo, que es justamente lo que requiere el incidente.

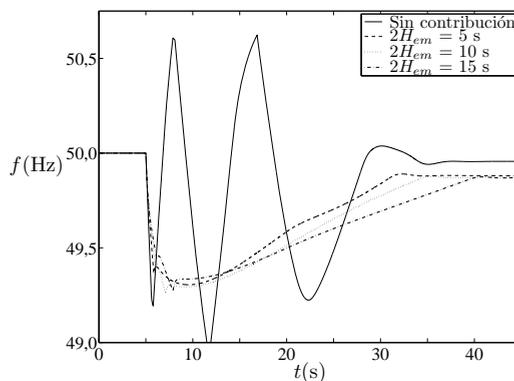


Figura 5.19. Frecuencia en el caso C1V07.A con diferentes ganancias en el control de frecuencia para emular inercia.

Sin embargo, con las ganancias de 10 y 15 s la reducción de la derivada es excesiva y hace que solo se deslastre la mitad de los grupos de bombeo del escalón de 49,5 Hz. Es necesario que la frecuencia siga cayendo hasta 49,3 Hz para deslastrar el resto de bombeo que se necesita.

Aumento de carga de 0,15 p.u.

En la Figura 5.20 se muestra como el control de frecuencia para emular inercia evita que en el caso C1V15.A colapse el sistema, como sucede cuando los parques eólicos no contribuyen al control de frecuencia. Al igual que en el caso anterior, el mejor comportamiento se tiene con la ganancia de 5 s ya que se produce el deslastre de la cantidad que se necesita en este incidente y en el orden que corresponde. Es decir, el 100% del bombeo y el 4% de carga del escalón de 49,0 Hz.

Con las otras dos ganancias, la derivada de la frecuencia al alcanzar los 49,3 Hz es inferior a 0,4 Hz/s, con lo que solo se deslastra la mitad de los grupos de bombeo de ese escalón. El deslastre del 4% de carga del escalón de 49,0 Hz ya no es suficiente para que la frecuencia se recupere y es necesario que siga cayendo hasta 48,7 Hz para que se deslastre otro 4%. Al final se deslastra el 75% del bombeo, el 4% del escalón de 49,0 Hz y el 4% del escalón de 48,7 Hz, que es más que el aumento de carga que ocasiona el incidente. El sobredeslastre hace que finalmente la frecuencia se estabilice con un desvío cuasi-estacionario positivo de valor 44 mHz.

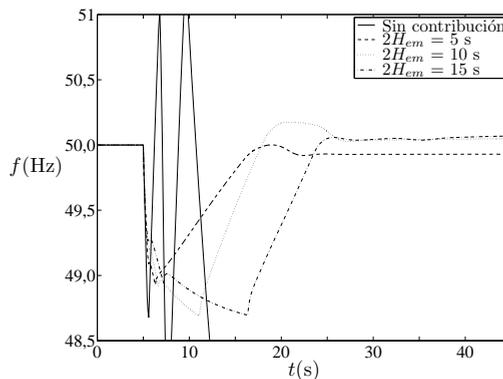


Figura 5.20. Frecuencia en el caso C1V15.A con diferentes ganancias en el control de frecuencia para emular inercia.

A la vista de los resultados anteriores se puede concluir que en escenarios con una elevada penetración eólica, en los que el sistema eléctrico pudiera llegar a tener

una inercia muy reducida, los parques eólicos deben contribuir al control de frecuencia. Emulando una constante de inercia no muy elevada, de 2,5 s, se consigue el mismo comportamiento que en escenarios en los que el sistema eléctrico tiene una mayor inercia. Parece lógico que si la generación eólica es la causante de reducir la inercia del sistema, también sea la encargada de que ello no cause un mal comportamiento que haga que pueda incluso llegar a colapsarse.

5.7. Desvíos de frecuencia cuando los parques eólicos proveen regulación primaria

Para proveer regulación primaria basta con emplear un controlador de tipo proporcional como el mostrado en la Figura 5.21, que es igual que el utilizado por los generadores convencionales. De hecho, las ganancias que se exigen a los aerogeneradores en las normativas expuestas en el apartado 2.4.2 y recogidas en la Tabla 5.11, son parecidas a las que normalmente tienen los reguladores de los generadores convencionales que, como se ha visto en el capítulo 4, suelen tener un estatismo comprendido entre 3 y 5%, lo que corresponde a una ganancia entre 20 y 33,3.

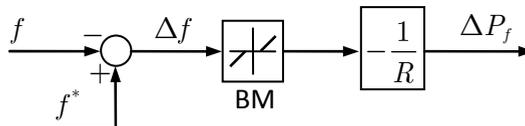


Figura 5.21. Controlador de frecuencia para proveer regulación primaria.

Este tipo de control mantiene la orden de variación de carga mientras dura el error. Si la variación es a bajar, se puede cumplir esta orden sin mayor problema, teniendo como único inconveniente un vertido de energía temporal. En cambio, si la variación es a subir, solo se puede cumplir si durante el funcionamiento normal se genera una potencia inferior a la disponible, lo que supone un vertido de energía permanente. Sin embargo, funcionar con un determinado nivel de reserva tampoco garantiza que se pueda mantener el aumento de potencia el tiempo suficiente, puesto que dependerá de la evolución de la velocidad del viento.

En (REE, 2009a) se especifica que el incremento se deberá poder mantener durante al menos 15 min siempre que lo permita la fuente de energía primaria. Solo se puede garantizar un aumento de potencia durante ese tiempo si los parques eólicos están acompañados de algún sistema de almacenamiento.

En (REE, 2008) se contemplaba que en un futuro, para poder proporcionar incrementos de potencia, se podría exigir que todas las instalaciones de producción que no emplean un generador síncrono conectado a la red dispusieran de medios de almacenamiento energético, que podían ser propios de su tecnología o adicionales. Sin embargo, la obligación solo sería para asegurar los incrementos de potencia a los que obligaría emular inercia o amortiguar oscilaciones de potencia y no para proveer regulación primaria, que es lo que parece más lógico por la duración temporal de cada una de estas acciones.

Para evitar en la medida de lo posible cualquier tipo de vertido, las normativas de los países estudiados exigen que este control, a diferencia del utilizado para emular inercia, incluya una banda muerta voluntaria.

La Tabla 5.11 recoge los valores a los que se debe programar, los cuales permiten que los aerogeneradores solo actúen cuando el desvío de frecuencia supere un determinado valor. En todos los casos, es posible programar una banda muerta superior a ± 180 mHz, que es el desvío cuasi-estacionario máximo permitido por el P.O. 1.5. Si se hace, se garantiza que ante los desvíos de frecuencia que normalmente se puedan tener, los aerogeneradores no tengan que mantener la variación de carga hasta que actúe la regulación secundaria.

Tanto transpower como National Grid solo consideran banda muerta positiva ya que únicamente exigen regulación a bajar.

Tabla 5.11. Configuración del controlador de los aerogeneradores que proveen regulación primaria.

Normativa	$\frac{1}{R}$	BM (mHz)	
		Negativa	Positiva
(Eltra y Elkraft, 2004)	—	entre -500 y 0 (*)	entre 0 y 500 (**)
(EirGrid, 2009)	—	entre -500 y 0	entre 0 y 1 000
(NGET, 2010) (***)	10	$-\infty$	400
(transpower, 2009)	20	$-\infty$	200
(REE, 2009a)	15-50	entre -200 y -10	entre 10 y 200

(*) Valor por defecto -150 mHz.

(**) Valor por defecto 150 mHz.

(***) Se ha considerado únicamente el Modo Sensible a la Frecuencia Limitado.

En los siguientes apartados se va a analizar el efecto que tienen diferentes valores de banda muerta y ganancia. Para banda muerta se van a considerar valores comprendidos en el rango propuesto por la normativa danesa. Para la ganancia se van a

considerar los valores de las normativas inglesa y alemana y el mayor del rango propuesto por la española.

5.7.1. Aumento de carga y misma inercia en valle que en punta. Control de aceleración.

Aumento de carga de 0,03 p.u.

En primer lugar se va a comprobar cómo es la recuperación tras la variación de carga con este tipo de control de frecuencia. En el apartado 5.6.1 se ha visto el buen resultado que da desconectar el control de velocidad durante la variación de carga y una vez finalizada esta, reconectarlo mediante un sistema de conmutación sin saltos.

La provisión de regulación primaria demanda mayor aporte de potencia que la emulación de inercia, puesto que se exige que vaya creciendo a medida que va aumentando el desvío de frecuencia y se mantiene aunque la frecuencia deje de caer. Al emular inercia se exige lo contrario, cada vez se demanda un menor aporte, puesto que la derivada va disminuyendo, hasta ser cero cuando la frecuencia deja de caer.

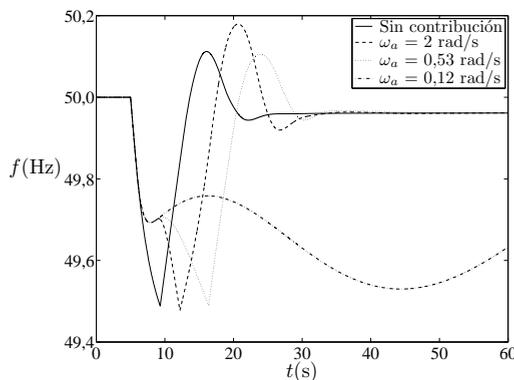


Figura 5.22. Frecuencia en el caso B3V03.A-M en función del ancho de banda del control de velocidad cuando el control de frecuencia tiene una ganancia de 20 y una banda muerta de -200 mHz.

En la Figura 5.22 se muestra, para el caso B3V03.A, las variaciones de frecuencia que se obtienen cuando, tras su reconexión, el ancho de banda del control de velocidad toma los diferentes valores considerados anteriormente. En primer lugar hay que destacar que el mayor aporte se traduce en un desvío de frecuencia mucho menor. Si se programa un controlador con una banda muerta de -200 mHz, que es valor máximo que contempla (REE, 2009a), y una ganancia de 20, que es el valor que

tienen los reguladores de velocidad de la generación convencional, se consigue que la frecuencia finalice su caída en torno a los 49,7 Hz. Con el control para emular inercia solo se ha conseguido que la frecuencia no fuera inferior a 49,5 Hz con la ganancia de 15 s, y solo por 10 mHz.

El mayor aporte implica mayor reducción en la velocidad de giro del aerogenerador. Al reconectarse, el control de velocidad trata de evitar que la velocidad siga reduciéndose. Por eso, ordena una reducción en la referencia de par electromagnético. En la Figura 5.22 se aprecia como dicha reducción provoca que la frecuencia vuelva a disminuir.

La velocidad de la nueva disminución es proporcional al ancho de banda del control de velocidad. Con los dos mayores anchos de banda, la disminución de par electromagnético es tan rápida que a los pocos segundos se alcanzan los 49,5 Hz, por lo que finalmente se deslustra el bombeo que se había evitado inicialmente.

El menor ancho de banda es el único que nuevamente logra evitar el desastre. Sin embargo, ahora la recuperación no es igual de buena que cuando se tiene un control de frecuencia para emular inercia. La frecuencia igualmente cae claramente por debajo del mínimo inicial. De hecho, no se alcanzan los 49,5 Hz por solo 30 mHz.

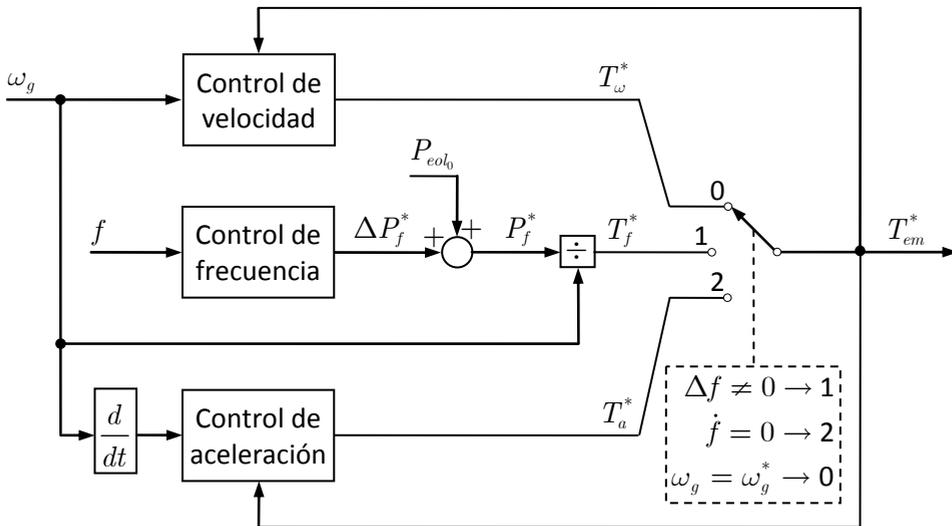


Figura 5.23. Referencia de par electromagnético proporcionada por el control de aceleración.

Una vez que se ha desconectado el control de frecuencia lo que se busca es que la velocidad de giro recupere su valor inicial. Para hacerlo de forma controlada se pro-

pone un control de aceleración, como el mostrado en la Figura 5.23, que proporcione una referencia de par electromagnético T_a^* que consiga que la velocidad del aerogenerador deje de disminuir y pase a aumentar con una aceleración constante, igual al valor de referencia α_g^* que se haya fijado, hasta un punto de funcionamiento estable.

En la Figura 5.24 se muestra el comportamiento que tendrá la potencia generada cuando se emplea el control de aceleración para garantizar la recuperación del aerogenerador tras la variación de carga ordenada por el control de frecuencia. Los instantes en los que entran en funcionamiento cada uno de los controles se han identificado con los mismos números que las entradas del interruptor que conmuta sus salidas.

Cuando se cumple la condición para que finalice el control de frecuencia —punto 1—, se conmuta su salida por la del control de aceleración, empleando nuevamente un sistema de conmutación sin saltos como el explicado en el apartado anterior para la reconexión del control de velocidad. Se ha elegido la misma condición que se utiliza para reconectar el control de velocidad cuando se emplea el control para emular inercia, es decir, 1 s después de que la frecuencia alcance su valor mínimo. Una vez conectado, el control de aceleración disminuirá la referencia de par electromagnético hasta que la potencia generada sea menor que la capturada por la turbina un determinado valor P_{α} , que se puede denominar como potencia de aceleración y que dependerá del valor que tenga la referencia del control de aceleración.

La potencia de aceleración será el producto de la velocidad de giro por el par T_{α} de aceleración, que se puede obtener de manera aproximada considerando el aerogenerador como un sistema de una única masa:

$$T_{\alpha} = T_t - T_{em} = 2(H_g + H_t) \frac{d\omega_g}{dt} \quad (5.3)$$

Si el control de aceleración tiene un buen funcionamiento, se puede asegurar que:

$$\frac{d\omega_g}{dt} \cong \alpha_g^*$$

por lo que el par de aceleración será:

$$T_{\alpha} \cong 2(H_g + H_t)\alpha_g^*$$

La referencia de aceleración marca cuanto disminuye la potencia generada durante la fase de recuperación, lo que tiene efecto tanto en la disminución que pueda

control de velocidad que da buenos resultados en la fase de recuperación, es decir $\omega_a = 0,12 \text{ rad/s}$. Se ha tenido que elegir un margen de fase $M_f = 90^\circ$ debido a que, el integrador de controlador hace que sea ese el valor que tiene la fase en bucle abierto a bajas frecuencias. Los resultados obtenidos para las dos ganancias son:

$$K_{pa} = 1,6 \cdot 10^{-2}$$

$$K_{ia} = 7,9 \cdot 10^{-1}$$

La estabilidad de este control está completamente garantizada debido a que el pico de resonancia queda claramente por debajo de 0 dB.

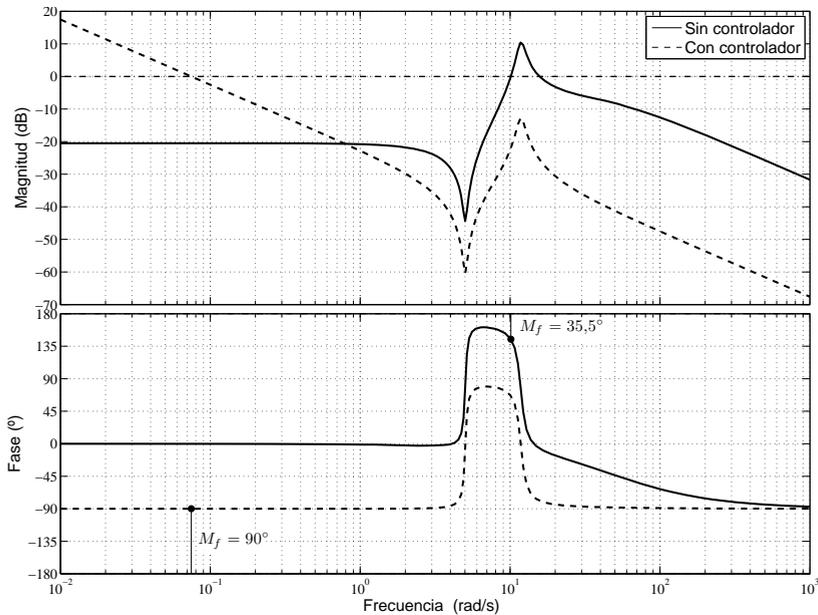


Figura 5.25. Respuesta en frecuencia del control de aceleración en bucle abierto sin y con controlador.

En la Figura 5.26 se compara la recuperación empleando el control de aceleración con la que se tenía empleando el control de velocidad de menor ancho de banda, que era el que mejor resultado daba. El comportamiento con el control de aceleración es claramente mejor ya que la frecuencia disminuye en la fase de recuperación pero en mucha menor medida.

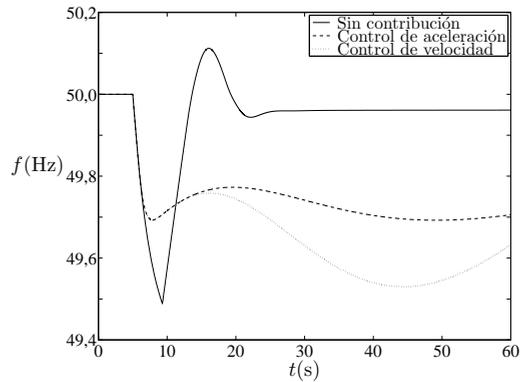


Figura 5.26. Frecuencia en el caso B3V03.A-M cuando se emplea un control de aceleración en la recuperación y el control de frecuencia tiene una ganancia de 20 y una banda muerta de -200 mHz.

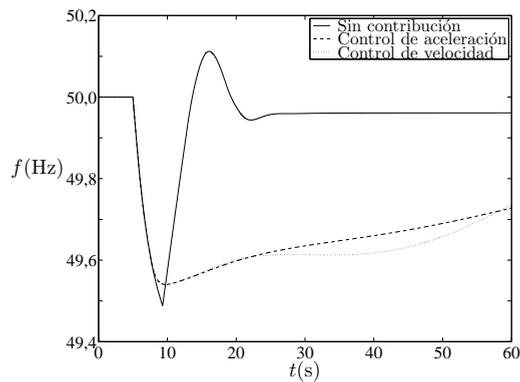


Figura 5.27. Frecuencia en el caso B3V03.A-M cuando se emplea un control de aceleración en la recuperación y el control de frecuencia tiene una ganancia de 20 y una banda muerta de -400 mHz.

Se ha comprobado si se logra la misma mejora con otros valores de banda muerta. La Figura 5.27 muestra la variación de frecuencia cuando es igual a -400 mHz. La mejoría lograda es mucho menor. Sin embargo, queda demostrado el buen funcionamiento del control de aceleración, ya que la recuperación de la frecuencia se realiza con una pendiente constante, sin apenas oscilaciones.

En la Figura 5.28 se muestra la variación de frecuencia cuando el controlador de frecuencia tiene una banda muerta igual a -20 mHz. El control de aceleración consigue evitar el deslante de grupos de bombeo, cosa que no se logra si se emplea el control de velocidad. Sin embargo, no consigue impedir que durante la fase de recuperación, la frecuencia disminuya de manera importante, mucho más que en la caída inicial. Esto hace que se haya optado por no programar bandas muertas tan peque-

ñas cuando se tienen velocidades de viento medias y bajas, ya que se tendría el mismo comportamiento. Solo se han considerado valores de -200 y -400 mHz.

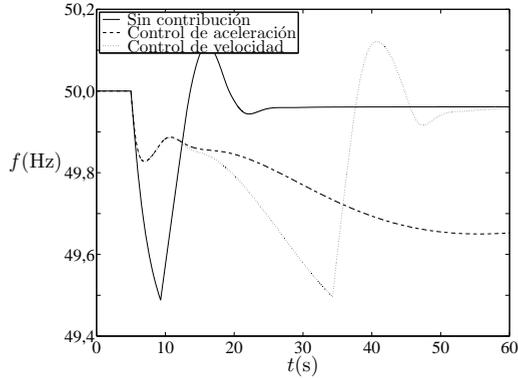


Figura 5.28. Frecuencia en el caso B3V03.A-M cuando se emplea un control de aceleración en la recuperación y el control de frecuencia tiene una ganancia de 20 y una banda muerta de -20 mHz.

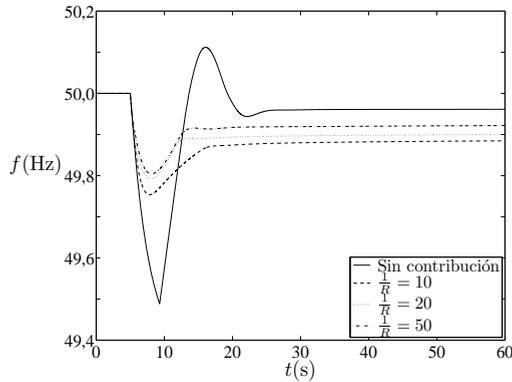


Figura 5.29. Frecuencia en el caso B3V03.A-A cuando el control de frecuencia tiene una banda muerta de -20 mHz.

En cambio, funcionando a velocidades de viento altas, con un ángulo de paso de pala diferente de 0° , se tiene un buen comportamiento con cualquier valor de banda muerta debido a que en el viento hay energía disponible para aumentar y mantener la potencia generada. El incremento de potencia generada vendrá fijado por la capacidad de sobrecarga que permita el generador y los convertidores electrónicos y por el incremento de potencia capturada que se puede lograr reduciendo el ángulo de las palas.

En la Figura 5.29 se muestra la variación de frecuencia cuando se tiene una velocidad de viento de 12 m/s y el controlador de frecuencia tiene una banda muerta -20 mHz. Se han considerado diferentes ganancias de dicho controlador.

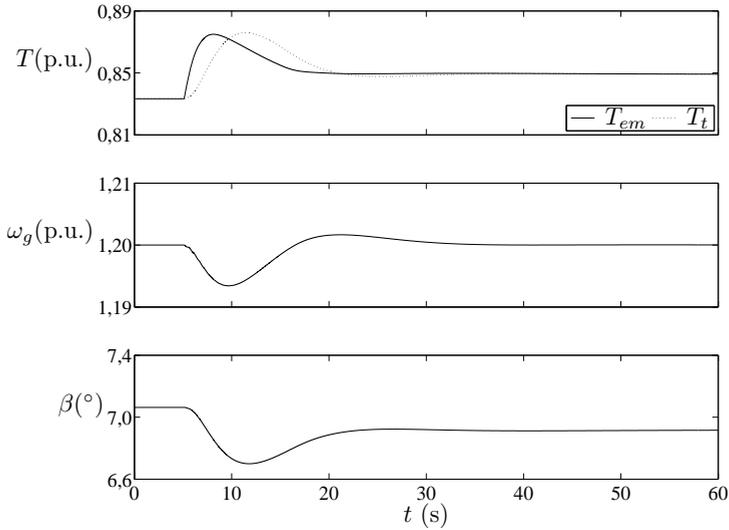


Figura 5.30. Variables mecánicas en el caso B3V03.A-A cuando el control de frecuencia tiene una banda muerta de -20 mHz y una ganancia igual a 10.

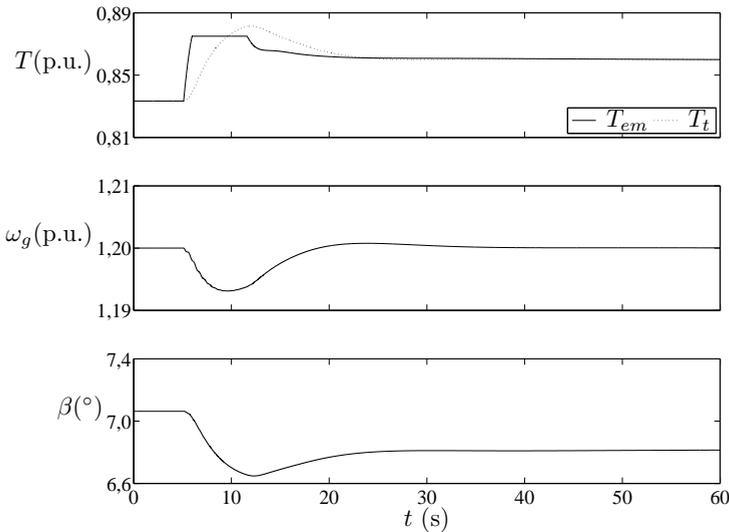


Figura 5.31. Variables mecánicas en el caso B3V03.A-A cuando el control de frecuencia tiene una banda muerta de -20 mHz y una ganancia igual a 20.

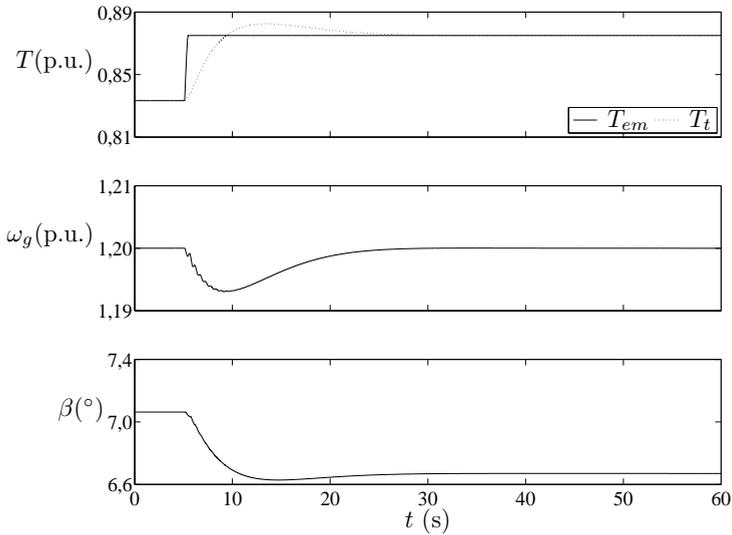


Figura 5.32. Variables mecánicas en el caso B3V03.A-A cuando el control de frecuencia tiene una banda muerta de -20 mHz y una ganancia igual a 50.

En principio, cuanto mayor es la ganancia, menores desvíos de frecuencia se tienen. Sin embargo, esto viene condicionado por el porcentaje de sobrecarga que se permita. Al igual que para el control para emular inercia, se ha fijado el límite del par electromagnético en $0,875$ p.u., que es un 5% sobre el valor máximo. En la Figura 5.30 se aprecia que con la ganancia de 10 no se llega al límite, por lo que la variación de carga de los parques eólicos es exactamente la que demanda el control de frecuencia.

En cambio, las Figuras 5.31 y 5.32 muestran como con las ganancias de 20 y 50 sí que se llega al límite. El incremento de potencia que producen es prácticamente igual, lo que se traduce en que el desvío máximo con ambos valores sea muy parecido. Al recuperarse la frecuencia, el controlador con ganancia de 20 demanda una menor variación de potencia que el de 50, permitiendo que el par electromagnético pueda ser menor que el límite máximo. La potencia generada con ambas ganancias pasa a ser diferente, haciendo que el desvío cuasi-estacionario también sea claramente diferente, aunque en ningún caso se supera el valor de -180 mHz.

Por último, se va a analizar el comportamiento que se tiene con velocidades de viento bajas. La regulación primaria exige más demanda de potencia activa que la emulación de inercia, lo que se traduce en una mayor disminución en la velocidad de giro. Se ha obtenido el valor mínimo al que puede llegar la velocidad del aerogenera-

dor cuando se demanda la máxima variación de carga, es decir, con banda muerta mínima y ganancia máxima.

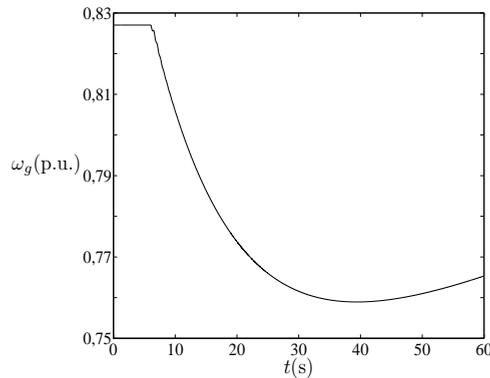


Figura 5.33. Velocidad de giro del eje rápido en el caso B3V03.A-B con control para proveer regulación primaria con una banda muerta de -200 mHz y una ganancia de 50.

Para el régimen de vientos bajos, la menor banda muerta que se permite programar es -200 mHz, mientras que la ganancia máxima que se va a considerar con este control es igual a 50. En la Figura 5.33 se muestra la variación de la velocidad de giro con las anteriores condiciones. El valor mínimo que se alcanza es $0,759$ p.u. Pese a ser inferior al mínimo de funcionamiento, se considera que puede ser soportado por el aerogenerador sin causarle ningún tipo de problema. En (Miller *et al.*, 2003a) se fija el valor de disparo por baja velocidad en $0,7$ p.u. Además, el control de aceleración garantiza que no se permanece por debajo de la velocidad mínima durante un tiempo excesivo.

En la Tabla 5.12 se recogen los valores de los indicadores cuando en los casos B3V03.A, que es el que se ha estudiado hasta ahora, y C3V03.A se utilizan distintos valores de banda muerta y ganancia en los controles de frecuencia de los parques eólicos. En el caso B3V03.A es suficiente con la banda muerta máxima y la ganancia mínima para evitar el deslastre del bombeo. De hecho, con una ganancia de 20 se podría programar una banda muerta de -450 mHz, que pese a estar solo 50 mHz por encima del límite de disparo, logra que el desvío máximo sea de -499 mHz.

Se han considerado valores superiores a los fijados en (REE, 2009a) porque se consigue reducir la exigencia a los parques eólicos e igualmente se evita el deslastre de bombeo. En (Eltra y Elkraft, 2004) y (EirGrid, 2009) sí que se permiten estos valores, por ser menores de -500 mHz.

Tabla 5.12. Indicadores tras un aumento de carga de 0,03 p.u. cuando los parques eólicos tienen implementado un control de frecuencia para proveer regulación primaria.

Caso	BM	$\frac{1}{R}$	Δf_{\max}	$\dot{f}_{49,5}$	ΔP_{desc}	Δf_{c-e}
B3V03.A-X	-200 mHz	10	-360	—	—	-134
		20	-307	—	—	-134
		50	-256	—	—	-134
	-400 mHz	10	-492	—	—	-134
		20	-460	—	—	-134
		50	-430	—	—	-134
B3V03.A-A	-20 mHz	10	-247	—	—	-115
		20	-207	—	—	-100
		50	-196	—	—	-78
C3V03.A-B/M	-200 mHz	10	-505	-0,02	25% bombeo	-44
	-400 mHz	20	-503	-0,01	25% bombeo	-44
C3V03.A-A	-200 mHz	10	-202	—	—	-120
		20	-132	—	—	-95
		50	-103	—	—	-62
	-400 mHz	10	-346	—	—	-245
		20	-286	—	—	-223
		50	-240	—	—	-209
		10	-504	-0,02	25% bombeo	-44
		20	-464	—	—	-414
		50	-429	—	—	-405

Sin embargo, no sucede lo mismo en el caso C3V03.A, donde se tienen resultados diferentes en función de la velocidad del viento. Con valores altos, la posibilidad de mantener el incremento de potencia generada permite evitar el deslástre de grupos de bombeo, excepto cuando se programa el control de frecuencia con la máxima banda muerta y la menor ganancia. Para que se mantenga el incremento de potencia de los aerogeneradores es necesario que el desvío cuasi-estacionario sea mayor que la banda muerta de su controlador de frecuencia. Los valores de -200 y -400 mHz hacen que se supere el límite de -180 mHz que fija el P.O. 1.5.

Con velocidades de viento bajas y medias no se puede evitar el deslástre de la mitad del primer escalón de bombeo. El motivo es que los aerogeneradores solo contribuyen al control de frecuencia de modo transitorio, tras lo cual, disminuyen la potencia generada para asegurar que la velocidad de giro regresa a un punto de funciona-

miento estable. Esto provoca que la frecuencia vuelva a caer hasta alcanzar 49,5 Hz, tal y como se puede ver en la Figura 5.34 para dos configuraciones de controlador.

Este mal comportamiento se tiene pese haberse elegido como ejemplo dos configuraciones de controlador poco exigentes. Por un lado, la mayor banda muerta, -400 mHz, junto a una ganancia de 20. No se ha escogido la de 10 porque, como se ha comentado anteriormente, es la única configuración que con vientos altos no logra evitar el deslante. En cambio, sí que se ha utilizado con el otro valor de banda muerta considerado, que es menor.

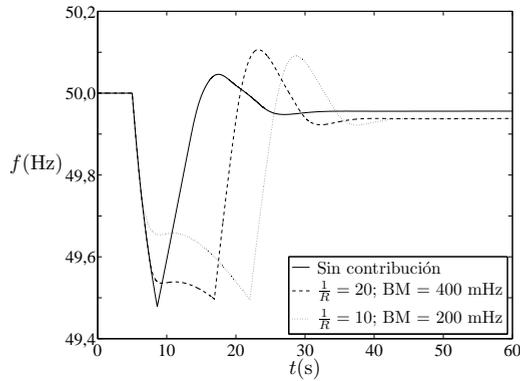


Figura 5.34. Frecuencia en el caso C3V03.A-M con diferentes valores de banda muerta y ganancia del control para proveer regulación primaria.

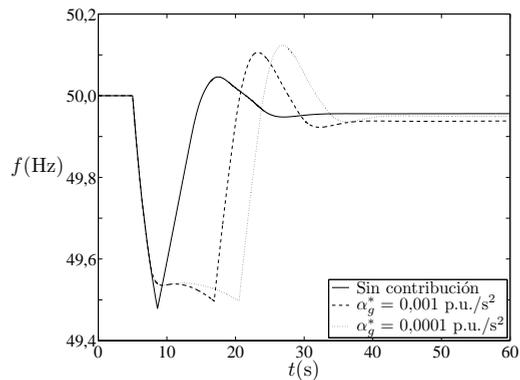


Figura 5.35. Frecuencia en el caso C3V03.A-M con banda muerta de -450 mHz y ganancia de 10 con diferentes referencias en el control de aceleración.

Una vez se ha visto que una configuración del controlador de frecuencia poco exigente no logra evitar que durante la fase de recuperación la frecuencia caiga de ma-

nera importante, se ha probado utilizar una referencia de aceleración más pequeña, concretamente diez veces menor. En la Figura 5.35 se comprueba como con una menor aceleración se consigue que la frecuencia caiga más lentamente durante la fase de recuperación. Sin embargo, lo único que se logra es llegar nuevamente hasta 49,5 Hz unos segundos después.

La referencia de aceleración tiene influencia en la variación del par electromagnético, tal y como muestra la Figura 5.36 para los dos valores considerados. La potencia generada es el producto de par electromagnético por velocidad de giro. Para conseguir que el aerogenerador se acelere, se debe reducir el par electromagnético. Si se hace rápido —referencia de aceleración grande—, la potencia disminuye rápidamente. Si se hace más lentamente —referencia de aceleración pequeña—, la velocidad de giro, y con ella la potencia generada, experimenta una mayor disminución. Por tanto, independientemente de la referencia del control de aceleración, con vientos bajos y medios no es posible evitar que la frecuencia vuelva a caer durante la fase de recuperación.

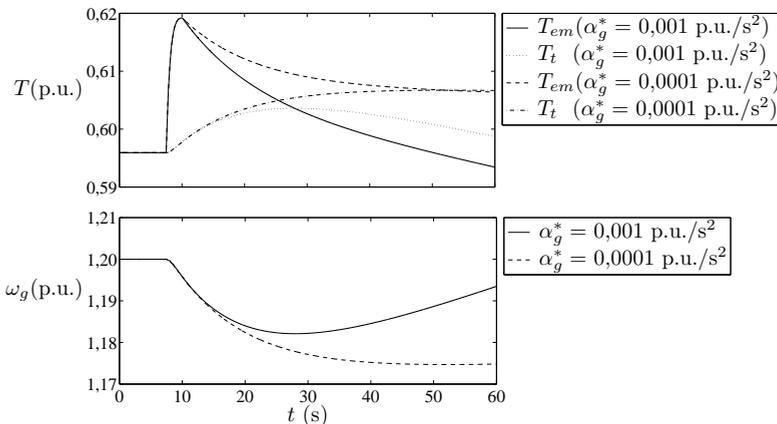


Figura 5.36. Pares electromagnético y ejercido por la turbina y velocidad de giro en el caso C3V03.A-M con banda muerta de -450 mHz y ganancia de 10 con diferentes referencias en el control de aceleración.

Ha quedado comprobado que con un peso de la energía eólica tan elevado, del 50%, no se puede evitar el deslastre de cargas cuando el incremento de potencia de los aerogeneradores tiene una duración transitoria. Se consigue reducir la caída inicial de la frecuencia, pero se produce otra a continuación debido a que la generación

convencional, con un menor peso, no puede sustituir la potencia que dejan de generar los aerogeneradores durante la fase de recuperación.

Para no tener este tipo de problemas, en (Conroy y Watson, 2008) se propone programar diferentes retrasos en el inicio de la fase de recuperación para así evitar que produzca a la vez en muchos parques eólicos.

También se puede conseguir si los aerogeneradores funcionan un porcentaje de reserva que les permita mantener la variación de carga el tiempo suficiente como para que actúe la regulación secundaria.

Aumento de carga de 0,07 p.u.

Para esta magnitud de incidente solo se va a estudiar el comportamiento en horas valle, puesto que ya se ha visto anteriormente para el controlador que emula inercia que en horas punta es inevitable el deslastre del 4% de la carga real del sistema, que se produce independientemente del valor que tenga la derivada de la frecuencia al alcanzar los 49,0 Hz.

Al tratarse de un incidente más severo, se demanda una mayor variación de carga a los aerogeneradores, lo que provoca que se alcancen algunos límites que tienen prefijados. Con vientos bajos, la mayor disminución en la velocidad de giro hace que se llegue fácilmente al límite mínimo, mientras que con vientos altos el aumento de potencia solicitado por el control de frecuencia provoca un aumento en la referencia de par electromagnético que llega al valor máximo permitido. Los límites establecidos anteriormente son 0,7 p.u. y un 5% sobre el valor nominal respectivamente.

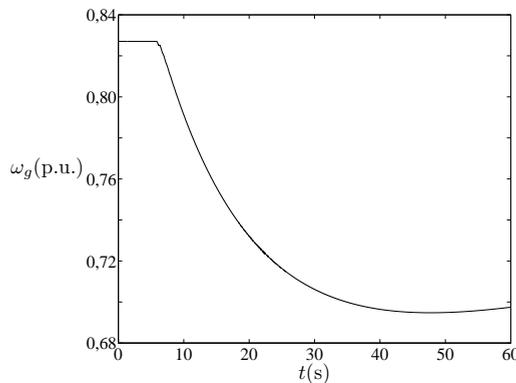


Figura 5.37. Velocidad de giro del eje rápido en el caso B3V07.A-B con control para proveer regulación primaria con una banda muerta de -400 mHz y una ganancia de 10.

En la Tabla 5.13 solo se muestran los resultados para el régimen de viento intermedio, que es el que asegura que no se supera ningún límite. Al igual que sucede cuando se emula inercia, la contribución de los parques eólicos hace que la frecuencia tenga una derivada menor de $-0,4$ Hz/s cuando alcanza los 49,5 Hz. No se deslustra la totalidad de ese escalón y es necesario deslustrar parte del siguiente, haciendo que el desvío sea mayor que cuando los parques eólicos no contribuyen.

Tabla 5.13. Indicadores tras un aumento de carga de 0,07 p.u. cuando los parques eólicos tienen implementado un control de frecuencia para proveer regulación primaria.

Caso	BM	$\frac{1}{R}$	Δf_{\max}	$\dot{f}_{49,5}$	$\dot{f}_{49,3}$	ΔP_{desc}	Δf_{c-e}
A3V07.A-M	-200 mHz	10	-717	-0,37	-0,09	(25% + 25%) bombeo	-83
		20	-705	-0,33	-0,02	(25% + 25%) bombeo	-83
		50	-711	-0,19	-0,05	(25% + 25%) bombeo	-83
	-400 mHz	10	-726	-0,40	-0,13	(25% + 25%) bombeo	-83
		20	-714	-0,39	-0,07	(25% + 25%) bombeo	-83
		50	-706	-0,36	-0,03	(25% + 25%) bombeo	-83
B3V07.A-M	-200 mHz	10	-708	-0,29	-0,03	(25% + 25%) bombeo	-96
		20	-711	-0,16	-0,05	(25% + 25%) bombeo	-96
		50	-716	-0,07	-0,07	(25% + 25%) bombeo	-96
	-400 mHz	10	-709	-0,39	-0,05	(25% + 25%) bombeo	-96
		20	-708	-0,35	-0,03	(25% + 25%) bombeo	-96
		50	-710	-0,24	-0,04	(25% + 25%) bombeo	-96
C3V07.A-M	-200 mHz	10	-712	-0,21	-0,05	(25% + 25%) bombeo	-118
	-400 mHz	20	-711	-0,31	-0,05	(25% + 25%) bombeo	-118

En la Figura 5.37 se muestra la velocidad de giro cuando los aerogeneradores trabajan con régimen de viento bajo y tienen implementado el controlador con banda muerta de -400 mHz y ganancia de 10. Pese a ser el menos exigente de los considerados, la velocidad supera su límite mínimo. Con el resto de controladores se tendrá peores comportamiento.

Por otro lado, con vientos altos, el resultado de la contribución depende del nivel de sobrecarga que se permita. Si en el caso B3V07.A-A solo se permite aumentar el par electromagnético un 5% de su valor nominal, se limita de tal modo la contribución de los aerogeneradores que, tal y como se puede apreciar en la Figura 5.38, el desvío máximo llega a 49,3 Hz, al igual que con régimen de viento medio.

Si se no se impone límite, se consigue que no haya ningún tipo de deslastre, pero a costa de que el par electromagnético llegue a experimentar un incremento máximo en torno al 19%. La Figura 5.39 muestra como el incremento transitorio finaliza aproximadamente cuando han transcurrido 15 s desde el incidente. A partir de entonces se estabiliza en un valor menor, pero el incremento, que es en torno a 11%, sigue siendo excesivo para poder ser mantenido durante varios minutos.

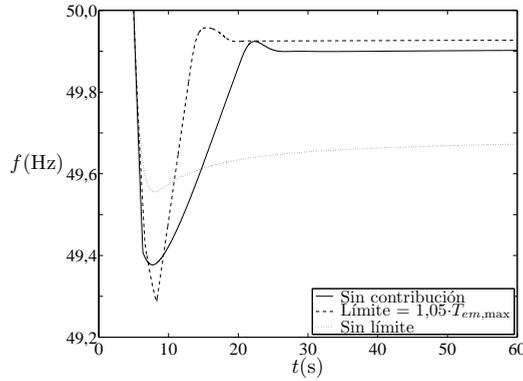


Figura 5.38. Frecuencia en el caso B3V07.A-A con y sin limitación del par electromagnético cuando se tiene una banda muerta de -20 mHz y ganancia 20 en el control de frecuencia para proveer regulación primaria.

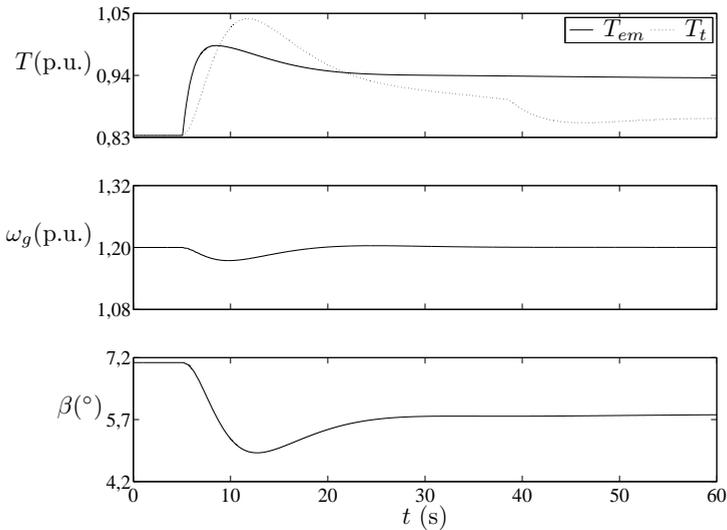


Figura 5.39. Variables mecánicas en el caso B3V07.A-A cuando el control de frecuencia tiene una banda muerta de -20 mHz y una ganancia igual a 20 y se limita la velocidad de giro máxima a 1,2 p.u.

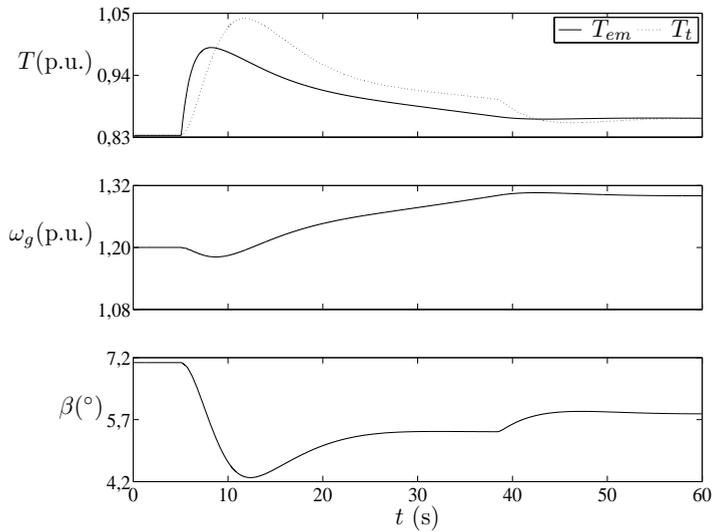


Figura 5.40. Variables mecánicas en el caso B3V07.A-A cuando el control de frecuencia tiene una banda muerta de -20 mHz y una ganancia igual a 20 y se limita la velocidad de giro máxima a 1,3 p.u.

Se ha propuesto la opción de permitir una sobrevelocidad temporal de 1,3 p.u. de modo que se consiga generar la potencia que demanda el control de frecuencia con un menor par electromagnético. En la Figura 5.40 se muestra como esta estrategia logra que el incremento de par electromagnético sea inferior al 5%, lo que permite que pueda ser mantenido el tiempo necesario para que actúe la regulación secundaria.

5.7.2. Disminución de carga y misma inercia en valle que en punta

Disminución de carga de 0,03 p.u.

Se ha comprobado con el control para emular inercia que en los aumentos de frecuencia, los desvíos son menores que en las caídas. Por eso, con este incidente se puede asegurar que, como en el apartado anterior, los desvíos no superan los 500 mHz con ninguna configuración de controlador, excepto la de banda muerta de 400 mHz y ganancia 10 y solo en el caso C3V03. Por eso, es el único que se ha estudiado en este apartado.

Tabla 5.14. Indicadores tras una disminución de carga de 0,03 p.u. cuando los parques eólicos tienen implementado un control de frecuencia para proveer regulación primaria.

Caso	BM	$\frac{1}{R}$	Δf_{\max}	$\dot{J}_{49,5}$	ΔP_{desc}	Δf_{c-e}
C3V03.D-X	400 mHz	10	503	0,02	5% no gestionable	44

La Tabla 5.14 muestra como con una ganancia tan pequeña y una banda muerta tan grande, no se consigue evitar que se alcancen los 500 mHz, lo que implica la desconexión de generadores no gestionables. Por tanto, es recomendable utilizar cualquier otra de las configuraciones analizadas en el apartado anterior ya que se logra evitar la desconexión de generadores no gestionables.

5.7.3. Aumento de carga y menor inercia en valle

Aumento de carga de 0,07 p.u.

La Figura 5.41 muestra que el control de frecuencia para proveer regulación primaria también puede evitar el comportamiento oscilatorio que se tiene en el caso C1V07.A. cuando los parques eólicos no contribuyen al control de frecuencia. Se ha probado utilizando una ganancia de 20, igual que la de los generadores convencionales y dos bandas muertas diferentes. La mayor, de -400 mHz, da mejor resultado ya que permite que el deslastre automático de cargas funcione correctamente.

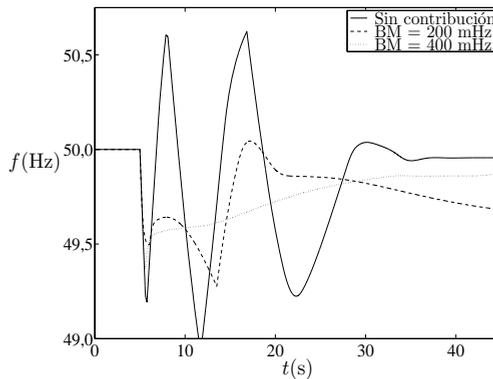


Figura 5.41. Frecuencia en el caso C1V07.A con ganancia 20 y diferentes bandas muertas en el control de frecuencia para proveer regulación primaria.

Aumento de carga de 0,15 p.u.

El control de frecuencia para proveer regulación primaria también evita que en el caso C1V15.A colapse el sistema. Sin embargo, la Figura 5.42 muestra que se logra

con un comportamiento oscilatorio, especialmente con la banda muerta de -200 mHz. Con la de -400 mHz se vuelve a tener un mejor comportamiento, pero en cualquier caso, mucho peor que el que se tiene con el control para emular inercia, independientemente de la ganancia que tenga este.

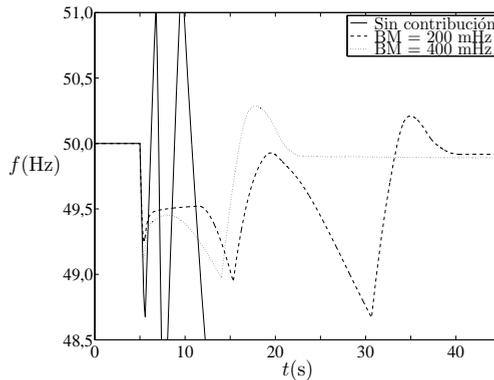


Figura 5.42. Frecuencia en el caso C1V15.A con ganancia 20 y diferentes bandas muertas en el control de frecuencia para proveer regulación primaria.

5.8. Desvíos de frecuencia cuando los parques eólicos emulan inercia y proveen regulación primaria simultáneamente

Para tener un comportamiento lo más parecido a un generador convencional se pueden considerar la emulación de la inercia y la regulación primaria a la vez, tal y como muestra la Figura 5.43. Esta opción, que se encuentra en varios trabajos como (Ramtharan *et al.*, 2007), (Conroy y Watson, 2008) o (Morren *et al.*, 2006a), supone tener un controlador PD, que se podría diseñar empleando cualquiera de las técnicas utilizadas en este tipo de controladores. Sin embargo, tal y como se ha visto anteriormente, los valores de las ganancias proporcional y derivativa están fijados específicamente por el estatismo y la inercia a emular que se deseen.

No es posible añadir un integrador para así tener un controlador PID ya que se tendría un regulador isócrono² que no se puede utilizar cuando hay varios generadores en paralelo tratando de controlar la frecuencia. Además, carecer de integrador

² Regulador que trata de mantener la frecuencia constante en régimen permanente y que solo funciona correctamente cuando la regulación primaria la provee un solo generador.

tiene claras ventajas ya que se evitan los problemas tanto de *windup*, lo que permite fijar unos límites dinámicos en función del régimen que se esté funcionando, como de inicialización.

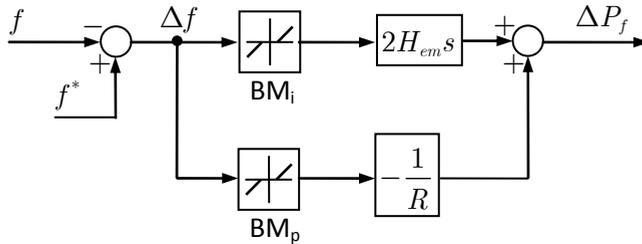


Figura 5.43. Controlador de frecuencia para emular inercia y proveer regulación primaria simultáneamente.

A la hora de modelar este controlador será necesario considerar bandas muertas diferentes para la parte proporcional y para la parte derivativa. Tal y como se ha expuesto anteriormente, la de la parte proporcional representa el valor BM_p que se haya programado para limitar la respuesta de la regulación primaria. La de la parte derivativa representa la suma de los valores permitidos de insensibilidad y precisión de la medida, es decir, $BM_i = \pm 20$ mHz.

5.8.1. Aumento de carga y misma inercia en valle que en punta

Aumento de carga de 0,03 p.u.

En el caso C3V03.A-A, el controlador para proveer regulación primaria que ordena una menor variación de carga no evita el deslastre de una parte de los grupos de bombeo. Se va a comprobar si añadir un control para emular inercia, que es menos exigente, es suficiente para evitar dicho deslastre.

Tabla 5.15. Indicadores tras un aumento de carga de 0,03 p.u. cuando los parques eólicos tienen implementado un control de frecuencia para emular inercia y proveer regulación primaria.

Caso	BM_i	$2H_{em}$	BM_p	$\frac{1}{R}$	Δf_{max}	ΔP_{desc}	Δf_{c-e}
		5 s			-494	—	-427
C3V03.A-A	-20 mHz	10 s	-400 mHz	10	-480	—	-427
		15 s			-468	—	-427

En la Tabla 5.15 se muestra como basta con la ganancia mínima, aunque por solo 6 mHz. Por tanto, combinando el controlador de cada tipo que ordena una menor variación de carga se consigue un mejor resultado que un control solo con exigencia máxima.

5.8.2. Disminución de carga y misma inercia en valle que en punta

Disminución de carga de 0,03 p.u.

Se ha realizado un estudio similar al del apartado anterior. Comprobar si añadiendo emulación de inercia se logra que en el caso C3V03.D-X se pueda evitar la desconexión de generadores no gestionables. En este caso, el resultado es válido para cualquier régimen de viento.

Tabla 5.16. Indicadores tras una disminución de carga de 0,03 p.u. cuando los parques eólicos tienen implementado un control de frecuencia para emular inercia y proveer regulación primaria.

Caso	BM _i	2H _{em}	BM _p	$\frac{1}{R}$	Δf_{\max}	ΔP_{desc}	Δf_{c-e}
		5 s			493	—	427
C3V03.D-X	20 mHz	10 s	400 mHz	10	478	—	427
		15 s			468	—	427

La Tabla 5.16 muestra que también se puede lograr con la ganancia mínima.

5.9. Desvíos de frecuencia cuando los parques eólicos emplean un control con filtro *washout*

Los controladores vistos hasta ahora producen un incremento en la referencia de potencia activa con el objetivo de que los aerogeneradores puedan imitar la respuesta que ofrece un generador convencional frente a las variaciones de frecuencia. El incremento demandado se consigue variando el par electromagnético, que sigue con gran rapidez los cambios en su referencia. La facilidad para variar el par electromagnético se puede utilizar para ofrecer un tipo de respuesta diferente, que se ajuste más a las características propias de un aerogenerador.

Sin acumular reservas, un aerogenerador solo puede mantener la variación de carga durante un tiempo limitado, lo que permita la energía cinética que tenga almacenada en sus partes en movimiento. Por eso, parece una estrategia acertada variar

la carga solo durante los primeros segundos de la perturbación de frecuencia ya que es cuando se tienen el error y la derivada máximos y así se contribuiría a reducirlos.

Una manera de lograr una respuesta transitoria es pasar el error de frecuencia por un filtro paso alto como el mostrado en la Figura 5.44 —*washout filter*—, que tiene una frecuencia de corte igual a $1/\tau_R$ y que elimina la componente de continua, de modo que cuando la frecuencia se estabiliza en el desvío cuasi-estacionario, la salida del control es nula. La magnitud de la variación de carga se regula mediante la constante K_w .

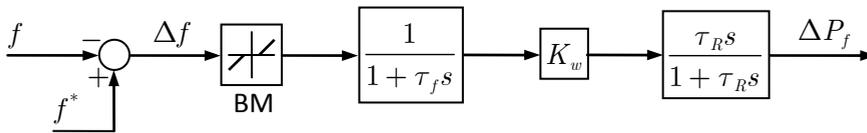


Figura 5.44. Controlador de frecuencia con filtro *washout*.

Según se ha visto en el apartado 4.2, esta es la misma solución que se utiliza en el estatismo transitorio de las turbinas hidráulicas para contrarrestar el comportamiento transitorio que tienen tras las variaciones de carga, que es opuesto al deseado. Los valores que se han dado a los parámetros son $\tau_R = 5$ s y $K_w = 0,38$.

En (Mauricio *et al.*, 2009) se propone utilizarla para el control de frecuencia de aerogeneradores con el mismo valor de τ_R pero con una K_w que, sin especificar el valor exacto, se indica que es igual a la inversa del estatismo típico de los reguladores de los generadores convencionales, por tanto, entre 20 y 33,3. Además, se incluye un sistema de primer orden con constante de tiempo τ_f de valor 0,1 s para modelar el sistema de medida de la frecuencia. Esto hace que el controlador, además de no responder a los errores permanentes, tampoco lo haga a los de alta frecuencia. No se utiliza ningún tipo de banda muerta.

Este tipo de control se ofrece de manera opcional para los aerogeneradores de GE bajo la denominación comercial de *WindINERTIA Control* (Clark *et al.*, 2010). Pese a este nombre, la respuesta de este controlador es la salida de un filtro *washout*, que efectivamente será transitoria pero no igual a la que se tendría al emular inercia. Los valores dados a los parámetros son $\tau_R = 5,5$ s, $K_w = 10$ y $\tau_f = 1$ s. Además, únicamente utiliza una banda muerta negativa de valor -125 mHz, para que solo se varíe la carga cuando hay disminuciones de frecuencia.

5.9.1. Aumento de carga y misma inercia en valle que en punta

Aumento de carga de 0,03 p.u.

Se ha comprobado los resultados que se obtienen cuando el controlador tiene diferentes valores de ganancia y banda muerta, entre los que se incluyen los que utilizan los aerogeneradores de GE. Los resultados, que se muestran en la Tabla 5.17, se asemejan más a los obtenidos con la regulación primaria que con la emulación de inercia.

Por un lado, en el caso B3V03.A se consigue reducir de manera importante el desvío de frecuencia, evitándose sin problema el deslastre de cargas.

Por otro lado, en el caso B3V03.A se tienen problemas en la recuperación, que hace que con vientos bajos y medios, vuelva a caer la frecuencia tras su recuperación inicial.

Tabla 5.17. Indicadores tras un aumento de carga de 0,03 p.u. cuando los parques eólicos tienen implementado un control de frecuencia con filtro *washout*.

Caso	BM	K_w	Δf_{\max}	$\dot{f}_{49,5}$	ΔP_{desc}	Δf_{c-e}
B3V03.A-X	-20 mHz	10	-329	—	—	-134
		20	-320	—	—	-134
	-125 mHz	10	-356	—	—	-134
		20	-316	—	—	-134
C3V03.A-B/M	-20 mHz	10	-505	-0,02	25% bombeo	-44
		20	-507	-0,03	25% bombeo	-44
	-125 mHz	10	-503	-0,02	25% bombeo	-44
		20	-506	-0,03	25% bombeo	-44

5.9.2. Aumento de carga y menor inercia en valle

Aumento de carga de 0,07 p.u.

Los incidentes con un sistema eléctrico con una reducida inercia son de utilidad para comprobar la efectividad de este control para emular inercia. En la Figura 5.45 se muestra la evolución de la frecuencia con la ganancia de 10 y con las dos bandas muertas consideradas anteriormente. El comportamiento se asemeja nuevamente al obtenido con la regulación primaria. La frecuencia oscila menos, especialmente con el mayor valor de banda muerta.

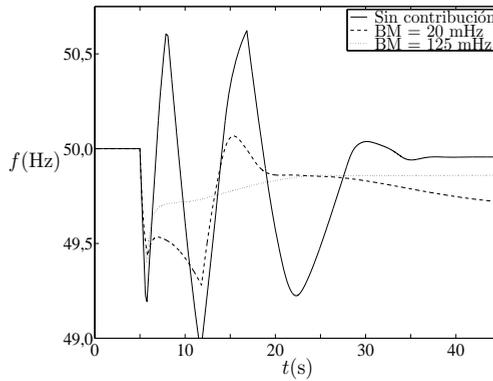


Figura 5.45. Frecuencia en el caso C1V07.A con ganancia 10 y diferentes bandas muertas en el control de frecuencia con filtro *washout*.

Una mejoría de este control se encuentra en que provoca menores vibraciones en los ejes del aerogenerador. En la Figura 5.46 se comparan las oscilaciones que se tienen en el eje del generador al inicio de la variación de carga con los tres posibles controles de frecuencia estudiados. Se aprecia que con el filtro *washout* son de menor amplitud. Este aspecto, que es importante para garantizar la vida útil de aerogenerador, justificaría que GE utilice este tipo de control.

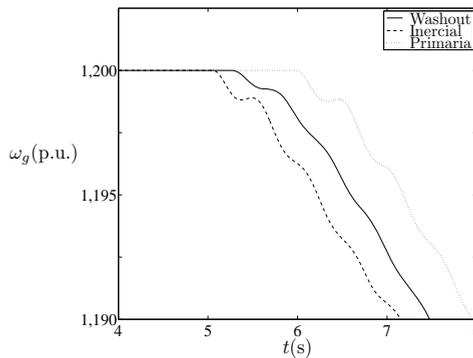


Figura 5.46. Velocidad del eje rápido del aerogenerador al iniciarse la variación de carga ordenada por el control de frecuencia.

Aumento de carga de 0,15 p.u.

Por último, se muestra en la Figura 5.47 la variación de frecuencia con el incidente de mayor magnitud. El sistema eléctrico no se colapsa pese a la reducida inercia, si bien se vuelven a tener oscilaciones en la frecuencia que no aparecen cuando se

emula inercia y que son muy parecidas a las obtenidas al proveer regulación primaria. Por tanto, en escenarios de reducida inercia parece más adecuado emplear un control para emular inercia.

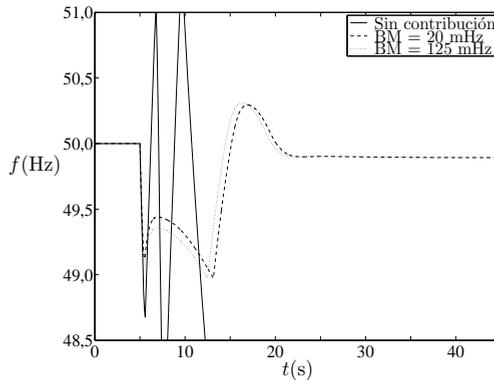


Figura 5.47. Frecuencia en el caso C1V15.A con ganancia 10 y diferentes bandas muertas en el control de frecuencia con filtro *washout*.

5.10. Recomendaciones para la configuración del control de frecuencia

A la vista de los resultados obtenidos en las simulaciones de los anteriores apartados, se pueden extraer algunas recomendaciones a la hora de configurar el control de frecuencia de los parques eólicos:

Emulación de inercia

- ✓ Puede programarse cualquiera de las ganancias que se han considerado, entre 5 y 15 s, independientemente del régimen de viento. Todas ellas provocan variaciones reducidas en la velocidad de giro y en el par electromagnético.
- ✓ El valor de 15 s es el único que, en un escenario particular, logra reducir el desvío de frecuencia lo suficiente para evitar el desgaste de parte de los grupos de bombeo. En cambio, provoca el disparo incorrecto de los relés de los sistemas automáticos de deslastres de cargas y de desconexión de generadores no gestionables que utilizan la derivada de la frecuencia para mejorar la selectividad.

- ✓ El valor de 5 s no evita deslazar cargas pero consigue el mejor comportamiento del deslazar automático de cargas, incluso en los escenarios en los que la inercia del sistema eléctrico es muy reducida. Se recomienda que con vientos bajos y caídas de frecuencia, los aerogeneradores tengan implementado un control para emular inercia con esta ganancia especialmente si se han desacoplado un gran número de generadores convencionales y la inercia del sistema eléctrico es muy reducida.

Regulación primaria

- ✓ Con aumentos de frecuencia puede programarse cualquier configuración del controlador, incluida la que tienen los reguladores de los generadores convencionales.
- ✓ Con bajadas de frecuencia debe programarse una configuración que sea función del régimen de funcionamiento del aerogenerador:
 - Vientos bajos exigen bandas muertas elevadas, pueden programarse valores de hasta -400 mHz y evitar el deslazar de grupos de bombeo pese a tener un margen de solo 100 mHz. Valores tan elevados no están contemplados en el borrador de la futura normativa española pero sí en la de otros países.
 - Vientos elevados que hacen actuar el control de potencia capturada permiten programar una configuración igual a la de los reguladores de los generadores convencionales. Es la única situación en la que se consigue evitar el deslazar de grupos de bombeo cuando la eólica tiene un peso del 50%. Es posible hacerlo con una banda muerta de -400 mHz pero solo si la ganancia es mayor de 10.

Emulación de inercia junto con regulación primaria

- ✓ Si se prefiere que el control para proveer regulación primaria no ordene excesivas variaciones de carga, se puede programar con una banda muerta de ± 400 mHz y una ganancia de 10 y añadirle un control para emular inercia con ganancia de solo 5 s. No será necesario si este último control ya estaba activo de forma permanente.

Filtro washout

- ✓ Se pueden configurar con valores similares a los utilizados en la regulación primaria, ya que proporciona una respuesta similar, aunque solo de modo transitorio.

6. Efectos de la eólica en los mercados de servicios de ajuste del sistema

6.1. Mercados del sistema peninsular español

La regulación primaria es un servicio complementario de carácter obligatorio que no es retribuido. Por tanto, si los parques eólicos llegaran a proveer un servicio como este, no recibirían ningún tipo de remuneración. En cambio, en el capítulo 2 se han explicado otros mecanismos para ajustar producción y demanda que sí forman parte del mercado eléctrico español.

Tras la aprobación del RD 436/2004, todas las instalaciones eólicas de más de 1 MW podían participar en varios de los diferentes mercados eléctricos. Sin embargo, desde la aprobación del RD 661/2007 se restringe la participación en los mercados asociados a los servicios de ajuste del sistema a aquellos que tengan carácter potestativo.

Así pues, no puede participar ni en los mercados de regulación secundaria y terciaria ni en el procedimiento extraordinario de resolución de desvíos. Sin embargo, una elevada generación eólica sí que tiene un claro efecto sobre dichos mercados que repercute en el precio final de la electricidad.

Por tanto, las instalaciones eólicas pueden ofertar su energía producida en el mercado español de producción eléctrica a través del mercado diario y de las diferentes sesiones del mercado intradiario y deben participar tanto en la resolución de

restricciones técnicas como en la liquidación de los desvíos de energía en los que incurran.

A continuación, se detallan aquellos servicios de ajuste del sistema que implican variar la generación de potencia activa y que están afectados por la energía eólica, bien sea por su participación directa o por tener una clara influencia.

Antes de proceder al análisis económico es necesario fijar el criterio de signos y las unidades de las magnitudes empleadas en las fórmulas, que serán iguales que en el P.O. 14.4:

- La producción de energía tiene signo positivo mientras que el consumo de energía lo tiene negativo.
- La energía a subir, que se define como los incrementos de producción y las disminuciones de consumo de energía, tiene signo positivo.
- La energía a bajar, que se define como las disminuciones de producción y los incrementos de consumo de energía, tiene signo negativo.
- Los derechos de cobro tienen signo positivo mientras que las obligaciones de pago tienen signo negativo.
- Las magnitudes de energía se entenderán expresadas en MWh y las de potencia en MW.
- Los precios de energía se entenderán expresados en €/MWh y los de potencia en €/MW.
- Los derechos de cobro y obligaciones de pago se entenderán expresados en €.

6.1.1. Resolución de restricciones técnicas

Resolución de restricciones técnicas en el mercado diario

Según del P.O. 3.2, el proceso de resolución de las restricciones técnicas del PDBF consta de dos fases diferenciadas:

Fase 1: Modificación del PDBF por criterios de seguridad. Una de las soluciones posibles a las restricciones técnicas es la reducción de la energía programada en el PDBF. Tras identificar las unidades generadoras cuyo factor de contribución a las restricciones técnicas supera un determinado umbral se ordena a las de régimen ordinario reducir su programa hasta lo máximo que permiten las limitaciones esta-

blecidas para mantener la seguridad del sistema. Si persiste la situación de congestión es necesario reducir los programas de los generadores de régimen especial de acuerdo con el siguiente orden de prioridad:

1. Unidades de producción de régimen especial gestionable no renovable.
2. Unidades de producción de régimen especial gestionable renovable.
3. Unidades de producción de régimen especial no gestionable no renovable.
4. Unidades de producción de régimen especial no gestionable renovable, reduciendo en último lugar a aquellas unidades cuya adecuación tecnológica, de acuerdo con lo fijado en los procedimientos de operación, contribuye en mayor medida a garantizar las condiciones de seguridad y calidad de suministro para el sistema eléctrico.

Por tanto, los generadores eólicos están en el grupo que debe reducir su producción en último lugar. En caso de ser necesario, lo harían primero los que no cumplan el P.O. 12.3.

La reducción de la energía programada en el PDBF para resolver restricciones técnicas se realiza sin utilización directa de ofertas presentadas al proceso de resolución porque se considera como una anulación de programa. Por eso, según el apartado 4.1.3 del P.O. 14.4, la asignación de energía a bajar se considera como una recompra al mismo precio de la energía vendida previamente en el mercado diario. Por tanto, la obligación de pago se calcula según:

$$\text{Obligación de pago} = \text{Energía a bajar} \times \text{PMD}$$

Fase 2: Reequilibrio de producción y demanda. Según el P.O. 3.2 no pueden participar ni los generadores de régimen especial gestionable renovable ni los de régimen especial no gestionable.

Desde la liberalización del sistema eléctrico español se ha tenido una carencia de reservas que es normalmente detectada y resuelta durante el proceso de resolución de las restricciones técnicas del PDBF mediante la convocatoria del mercado del mercado de gestión de desvíos generación-consumo y la asignación de ofertas de regulación terciaria (CNE, 2010).

El actual peso de la energía eólica ha hecho que se agraven estos problemas. Garantizar la suficiente reserva a subir exige que cada vez se tengan que programar más grupos térmicos a su mínimo técnico. Hacerlo con la reserva a bajar obliga a la desconexión de generadores, que en algunos casos pueden ser incluso renovables, como sucedió en los primeros meses de 2010 debido a que se tuvieron unas aportaciones hidráulicas fluyentes superiores al promedio históricos.

Estas acciones provocan un aumento en el precio final de la electricidad y dificultan el cumplimiento de los compromisos adquiridos relativos a la generación mediante fuentes de energía de origen renovable.

Resolución de restricciones técnicas en tiempo real

Para las restricciones en tiempo real, el P.O. 3.2 indica que cuando su resolución requiera una reducción de producción, se intentará que los generadores de régimen especial gestionable renovable y no gestionable mantengan su programa sin modificación, salvo en el caso de que la seguridad del sistema así lo exija, y después de que los programas del resto de generadores que intervienen en la restricción ya se hayan reducido hasta el valor mínimo compatible con la seguridad del sistema. Se tendrá el orden de prioridad establecido anteriormente para las restricciones técnicas del PDBF.

Hay dos tipos de restricciones en tiempo real que el P.O. 3.2 considera de manera individualizada. Por un lado, las que son debidas a reducciones o anulaciones de la capacidad de evacuación de grupos generadores por indisponibilidades sobrevenidas de elementos de la red de transporte o de distribución y por otro lado, las que son debidas a una insuficiente reserva de potencia a bajar. Para estas últimas, el OS puede adoptar las siguientes medidas:

- Aumentar el consumo de las unidades de bombeo.
- Reducir la generación de grupos térmicos hasta su potencia mínima admisible por seguridad o en el límite, hasta el mínimo técnico de la unidad.
- Programar la parada de grupos térmicos respetando las limitaciones de programa mínimo establecidas por seguridad sobre los grupos y teniendo en cuenta el tiempo de arranque y de programación de cada grupo. A igualdad de criterios técnicos, el OS establecerá un sistema de turnos rotatorios.

En el caso de que las medidas anteriores no sean suficientes para garantizar un margen adecuado de reserva de potencia a bajar en el sistema, el OS procederá a reducir el programa de producción de generadores de régimen especial, hasta su potencia mínima admisible por seguridad, o en el límite hasta el mínimo técnico de la unidad, de acuerdo con el orden de prioridad establecido anteriormente para las restricciones técnicas del PDBF.

Para resolver una restricción técnica en tiempo real que exija la modificación de los programas de generación, el OS adoptará la solución que represente el mínimo coste, utilizando para ello las ofertas de regulación terciaria que en ese momento estén disponibles. En el caso de que resulten insuficientes, se completarán con incrementos y reducciones de programas conforme a la asignación de las ofertas presentadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF. Como se ha visto anteriormente, en la fase 1 se realiza sin utilización directa de ofertas Solo se aceptan en la fase 2.

Como los generadores eólicos no pueden ofertar regulación terciaria ni energía en la fase 2 de la resolución de restricciones técnicas del PDBF, la energía a bajar que se les asigne en la resolución de restricciones técnicas en tiempo real será sin oferta, que se liquida según el apartado 7.2.3 del P.O. 14.4 con la siguiente obligación de pago:

$$\text{Obligación de pago} = \text{Energía a bajar} \times 0,85 \times \text{PMD}$$

Es decir, durante el periodo de reducción solo perciben el 15% de lo que habían vendido en el mercado diario.

Sin embargo, excluir generadores de la fase 2 del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF es algo que causa controversia puesto que se trata de un servicio de ajuste del sistema de carácter obligatorio para todas las unidades de venta (Albentosa Puche, 2010). Si los generadores pudieran participar ofreciendo energía a bajar, el precio que recibirían durante una orden de reducción en tiempo real sería el que hubieran ofertado y no el 15% del PMD indicado anteriormente.

6.1.2. Gestión de desvíos

El P.O. 3.3 no permite participar a las unidades de producción de régimen especial no gestionable en el mercado de gestión de desvíos generación-consumo. Sin embargo, tras la aprobación del 661/2007, a todos los generadores eólicos, tanto si están aco-

gidos a tarifa como si venden la electricidad en el mercado, sí que les son repercutidos los costes de los desvíos que se produzcan en cada periodo de programación entre la producción real y la previsión.

De modo general, los desvíos se calculan para las zonas de regulación z habilitadas para la prestación de regulación secundaria. Según el apartado 13.4.1 del P.O. 14.4, su valor se obtiene como el sumatorio de la diferencia entre la medida en barras de central —MBC— y el programa horario de liquidación —PHL— de cada una de las unidades u que la integran, multiplicado por el porcentaje $\gamma_{u,z}$ de integración de la unidad de programación en la zona de regulación. Se deberá descontando la energía de regulación secundaria SEC que haya podido aportar la zona de regulación:

$$DES\bar{V}_z = \sum_u (MBC_u - PHL_u) \times \gamma_{u,z} - (SEC_z^{sub} + SEC_z^{baj})$$

Según el apartado 13.1, el PHL de una unidad se calcula como la suma de:

- Energía del PHF —que es obtenida tras cada sesión del mercado intradiario—.
- Energías asignadas al Programa Horario Operativo —que se establece en cada hora hasta el final del horizonte de programación y que se publica 15 min antes de cada cambio de hora—, excluida la energía de los desvíos comunicados.
- Reducción de consumo debida a órdenes de reducción de potencia asociadas al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Si un generador no está integrado en una zona de regulación se calculará su desvío individual de acuerdo al apartado 13.4.2, como la diferencia entre MBC_u y PHL_u . Los desvíos de los sujetos de liquidación por la actividad de producción en régimen especial se calcularán como la suma de los desvíos individuales de sus generadores de régimen especial no pertenecientes a zona de regulación. Para los sujetos de liquidación por la actividad de producción en régimen ordinario se procede de modo equivalente.

El precio de los desvíos se fija a partir del saldo neto horario SNSB de las energías a subir y a bajar asignadas: por la sesión s del mercado de gestión de desvíos —MGD— a las diferentes unidades u , por regulación terciaria —TER— a las diferentes unidades u y por regulación secundaria —SEC— a cada zona z .

$$SNSB = \sum_{u,s} (MGD_{u,s}^{sub} + MGD_{u,s}^{baj}) + \sum_u (TER_u^{sub} + TER_u^{baj}) + \sum_z (SEC_z^{sub} + SEC_z^{baj})$$

Si SNSB es negativo, el precio horario de los desvíos a subir —aquellos en sentido de mayor generación y en sentido de menor consumo— se calcula como:

$$PDES\text{V}^{\text{sub}} = \min(\text{PMD}, \bar{P}^{\text{baj}})$$

donde \bar{P}^{baj} es el precio medio ponderado de las energías a bajar asignadas en el mercado de gestión de desvíos, por regulación terciaria y por regulación secundaria.

Análogamente, si SNSB es positivo, el precio horario de los desvíos a bajar —aquellos en sentido de menor generación y en sentido de mayor consumo— se calcula como:

$$PDES\text{V}^{\text{baj}} = \max(\text{PMD}, \bar{P}^{\text{sub}})$$

donde \bar{P}^{sub} es el precio medio ponderado de las energías a subir asignadas en el mercado de gestión de desvíos, por regulación terciaria y por regulación secundaria.

En España, el precio de un desvío es, por tanto, igual a la media de la energía empleada para contrarrestarlo, limitado por el PMD según proceda. Un desvío a subir se contrarresta con energía a bajar y al revés. Conocidos ambos precios se puede calcular el coste de un desvío en función del signo que tenga:

Desvío positivo. Si el desvío DESV es a subir, su coste es positivo y de valor:

$$\text{Coste} = \text{DESV} \times PDES\text{V}^{\text{sub}}$$

Este coste es soportado por las unidades o zonas que producen el desvío siguiendo los siguientes criterios:

- a. Las unidades o zonas con contribución negativa ($\text{DESV}_i < 0$) al desvío tienen la siguiente obligación de pago:

$$\text{Obligación de pago} = \text{DESV}_i \times \text{PMD}$$

Por la energía programada no producida se paga el mismo precio que se cobró al venderla en el mercado. No hay bonificación pese a ayudar al sistema con un desvío contrario al global.

- b. Las unidades o zonas con contribución positiva ($\text{DESV}_i > 0$) al desvío tienen el siguiente derecho de cobro:

$$\text{Derecho de cobro} = \text{DESV}_i \times \text{PMD} + \text{DESV}_i \times \frac{\text{DESV} \times (\text{PDESV}^{\text{sub}} - \text{PMD})}{\sum_i \text{DESV}_i^+}$$

donde DESV_i^+ son los desvíos positivos que se tengan.

El primer sumando corresponde al derecho de cobro que se tiene por la energía que se ha producido de más respecto al programa. Sin embargo, el segundo es negativo o cero por lo que el derecho de cobro final es menor o igual que el que percibiría por esa cantidad de energía vendida en el mercado. Es decir, se penaliza el generar de más.

La expresión que tiene el derecho de cobro hace que la suma de todas las obligaciones de pago y todos los derechos de cobro, sea igual al coste del desvío.

Desvío negativo. Si el desvío DESV es a bajar, su coste es negativo y de valor:

$$\text{Coste} = \text{DESV} \times \text{PDESV}^{\text{baj}}$$

Al igual que antes, este coste es soportado por las unidades o zonas que producen el desvío siguiendo los siguientes criterios:

- a. Las unidades o zonas con contribución positiva ($\text{DESV}_i > 0$) al desvío tienen el siguiente derecho de cobro:

$$\text{Derecho de cobro} = \text{DESV}_i \times \text{PMD}$$

La energía producida de más es vendida al precio de mercado. No hay bonificación pese a ayudar al sistema con un desvío contrario al global.

- b. Las unidades o zonas con contribución negativa al desvío ($\text{DESV}_i < 0$) tienen la siguiente obligación de pago:

$$\text{Obligación de pago} = \text{DESV}_i \times \text{PMD} + \text{DESV}_i \times \frac{\text{DESV} \times (\text{PDESV}^{\text{baj}} - \text{PMD})}{\sum_i \text{DESV}_i^-}$$

donde DESV_i^- son los desvíos negativos que se tengan.

El primer sumando corresponde a la obligación de pago que se tiene por la energía programada no producida. El segundo es negativo o cero por lo que la obligación de pago final es mayor o igual que la que se tendría si solo se

tuviera que pagar por la energía programada no producida. Es decir, se penaliza el generar de menos.

La expresión que tiene la obligación de pago hace que la suma de todos los derechos de cobro y todas las obligaciones de pago, sea igual al coste del desvío.

Desvío cero. Si el desvío DESV es cero, el importe económico será cero. Las unidades que producen el desvío cero tienen derecho de cobro y obligaciones de pago que se calculan siguiendo los siguientes criterios:

- a. La unidad u con desvío positivo ($DESV_u > 0$) tiene el siguiente derecho de cobro:

$$\text{Derecho de cobro} = DESV_u \times \text{PMD}$$

La energía producida de más es vendida al precio de mercado.

- b. La unidad u con desvío negativo ($DESV_u < 0$) tiene la siguiente obligación de pago:

$$\text{Obligación de pago} = DESV_u \times \text{PMD}$$

Por la energía programada no producida se paga el mismo precio que se cobró al venderla en el mercado.

La suma del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago de cada hora da como resultado un saldo SALDESV que podrá ser un excedente o un déficit. Si el saldo es negativo —importe de las obligaciones de pago mayor que el de los derechos de cobro— se tendrá un excedente que se reparte entre los consumidores, en proporción a sus consumos medidos $CONS_u$, como una minoración de los costes de restricciones técnicas y de banda.

$$\text{Derecho de cobro} = -\text{SALDESV} \times \frac{CONS_u}{\sum_u CONS_u}$$

Si por el contrario el saldo es positivo —importe de los derechos de cobro mayor que el de las obligaciones de pago— se tiene un déficit que origina una obligación de pago para los consumidores calculada igual que el derecho de cobro anterior:

$$\text{Obligación de pago} = -\text{SALDESV} \times \frac{\text{CONS}_u}{\sum_u \text{CONS}_u}$$

El mecanismo de gestión de los desvíos español tiene aspectos que afectan directamente a los generadores de régimen especial no gestionable:

Cierre de las sesiones del mercado intradiario

Los desvíos por los que debe pagar un parque eólico dependen principalmente del PHF que se obtenga como resultado de cada una de las sesiones del mercado intradiario. Según las reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica (BOE, 2007a), y tal y como muestra la Figura 2.5, el primer periodo de programación del horizonte de una sesión del mercado intradiario se inicia tres horas después de la hora prevista para la apertura de la misma, excepto en la primera sesión, que se inicia cuatro horas después. La duración del periodo de recepción de ofertas es de 45 min, excepto en la primera sesión, que es de 105 min.

Las ofertas que realice de sus parques eólicos un sujeto de liquidación, estarán basadas en las predicciones para que se tengan con algo más de 2 h de antelación al inicio del periodo de programación del horizonte de la sesión.

Agregación de ofertas

La posibilidad de agregar ofertas de diferentes parques eólicos es una de las soluciones que comúnmente se proponen para mejorar la integración de la energía eólica en los mercados eléctricos (Hulle *et al.*, 2010). El desvío de varios parques eólicos es menor que el individual de cada uno, siendo más claro cuando hay una mayor amplitud geográfica.

Que en el sistema peninsular español los desvíos se calculen para las zonas de regulación —integradas por la misma empresa generadora— beneficia a Iberdrola y Endesa, ya que incluyen un mayor número de generadores y además abarcan diferentes partes de la geografía española.

Sistema de precios

Utiliza un sistema de dos precios (Hiroux y Saguan, 2010) que está diseñado para que la suma de las obligaciones de pago y de los derechos de cobro sea igual al coste

del desvío. Los generadores que tienen un desvío contrario al del sistema no son bonificados pese a la ayuda a la regulación que supone sino que son liquidados al PMD.

6.2. Mercados de otros países

El mercado diario español opera en intervalos de una hora en el que se aceptan ofertas de los generadores con un precio cuyo valor mínimo es igual a cero. Sin embargo, en otros países con más mercados eléctricos más liberalizados como el australiano AEMO —antiguo NEMMCO— tiene una estructura híbrida 5/30 min (Thorncraft *et al.*, 2008) que implica programar la generación en intervalos de 5 min y tener despachos cada 5 min.

Esto permite que los generadores puedan cambiar su oferta hasta 5 min antes de producirse la entrega física de energía y que las necesidades de regulación queden reducidas a servicios complementarios que deben actuar durante un corto periodo de tiempo: 6 s, 60 s y 5 min, tal y como se aprecia en la Tabla 6.1. Los costes de estos servicios complementarios son cargados al elemento del sistema eléctrico que causó el incidente —*causer pays procedure*—. Para permitir una mayor participación de la energía eólica en el mercado, se ha creado una nueva categoría denominada semigestionable —*semi scheduled*— (MacGill, 2010) que utiliza como base de programación las predicciones de generación.

Además, con el objetivo de conseguir precios de la electricidad reducidos, AEMO también permite precios negativos en las ofertas de los generadores. Esto también sucede desde 2008 en el EEX alemán (Genoese *et al.*), lo que ha causado que momentos puntuales con elevada generación eólica, se tuvieran precios negativos muy elevados.

Desde 2009, el mercado eléctrico de los países nórdicos acepta precios negativos en el mercado intradiario transfronterizo denominado Elbas (Nord Pool, 2011). Las obligaciones de pago y los derechos de cobro de los desvíos son diferentes dependiendo del país. Mientras que Finlandia, Suecia y Dinamarca tienen un sistema de dos precios similar al español, Noruega tiene uno de un solo precio, que permite a los generadores eólicos no tener prácticamente que pagar por los desvíos (Helander *et al.*, 2008). Está previsto que en el futuro Nordel armonice sus sistema de precios. Se ha propuesto que el de un precio sea para los desvíos producidos por los consumidores, mientras que el de dos lo sea para los que produzca los generadores.

Tabla 6.1. Servicios complementarios de control de frecuencia del mercado australiano (Thorncraft *et al.*, 2008).

Clase de servicio	Nombre del servicio	Descripción del servicio
Regulación	Regulación a subir	Corrección continua de pequeños desvíos de frecuencia y errores de tiempo acumulados. La acción de control proviene de un Control Automático de Generación —AGC— centralizado.
	Regulación a bajar	
Contingencia	6 s a subir	Respuesta rápida para contrarrestar grandes desvíos de frecuencia en los 6 segundos siguientes al incidente. Por ejemplo, respuesta de los reguladores de velocidad o del deslastre de cargas por subfrecuencia.
	6 s a bajar	
	60 s a subir	Respuesta lenta para estabilizar el desvío de frecuencia en los 60 segundos siguientes al incidente.
	60 s a bajar	
	5 min a subir	Respuesta para devolver la frecuencia del sistema a su banda de operación normal 5 minutos después del incidente. Por ejemplo, variaciones rápidas de carga.
5 min a bajar		

Al igual que se hacía España hasta la entrada en vigor del RD 661/2007, en varios mercados no se repercute a los generadores eólicos el coste total de los desvíos. La normativa federal de Estados Unidos permite que los generadores no gestionables tengan un tratamiento especial en las obligaciones de pago de los desvíos (NERC, 2009), que es diferente dependiendo de cada mercado.

Los que todavía tienen una reducida penetración como Midwest ISO —MISO— o Southwest Power Pool —SPP— no consideran ningún tipo de penalización. En cambio, California ISO —CAISO— ha implementado el programa PIRP —*Participating Intermittent Resource Program*— por el cual se suman la totalidad de los desvíos producidos por los parques eólicos a lo largo de un mes (Bloom y Solomon, 2009). El valor neto obtenido crea una obligación de pago al precio medio ponderado de ese mes. Un promedio mensual de los desvíos es claramente beneficioso para la generación eólica por la aleatoriedad de su generación.

Por último, indicar que mientras que en España las órdenes de reducción de producción en tiempo real crean una obligación de pago del 85% del PMD, en Irlanda los parques eólicos están exentos por lo que cobran la totalidad de la energía programada aunque finalmente no la produzca (Ackermann *et al.*, 2009).

6.3. Mejoras para facilitar la integración de la energía eólica en el mercado eléctrico español

Tras presentar los mecanismos del sistema peninsular español y los de otros países se pueden extraer elementos que se podrían mejorar en el mercado eléctrico español y también aquellos que han ayudado a la integración de la energía eólica.

Entre los elementos mejorables se puede destacar:

1. Implantar un mecanismo de mercado específico que permita contratar reserva a subir en aquellos períodos que haya una cantidad insuficiente, para así evitar que solo se pueda conseguir mediante el procedimiento de resolución de restricciones técnicas del PDBF. En (CNE, 2010) se propone que participen únicamente instalaciones térmicas, ya sean del régimen ordinario o del especial de carácter gestionable, que en PDVP no aporten reserva a subir al sistema, o lo que es lo mismo, aquellas unidades con programa de generación nulo en el horizonte de programación del mercado diario. Se articularía mediante un nuevo procedimiento de operación pendiente de aprobación. Todavía falta definir si hacerlo de carácter potestativo o de oferta obligatoria y si la retribución por mecanismo de mercado debe ser de tipo «pago según oferta», conocido por el término inglés *pay as bid*, o de precio marginal uniforme.
2. Permitir la presentación de ofertas con precios negativos en los mercados de gestión de desvíos y de regulación terciaria a bajar, para asegurar una suficiente reserva de este tipo. Esto implica un derecho de cobro asociado a una reducción de programa. Según (CNE, 2010), el objetivo es incentivar el funcionamiento por debajo de mínimo técnico de aquellos grupos térmicos capaces de hacerlo en condiciones de seguridad, bien porque puedan alcanzar un supermínimo técnico, bien porque puedan desacoplarse, funcionando en isla sobre sus propios auxiliares o, directamente, parando. Se propone que el coste del servicio sea asumido por las unidades de programación que se desviaran respecto a su programa de producción establecido. Para llevarlo a cabo debería modificarse el P.O. 7.2 para establecer un precio mínimo de 0 €/MWh a las ofertas de energía secundaria a bajar.
3. Reducir los tiempos típicos del mercado español de producción eléctrica, como sucede en el de otros países:

- a.** Sesiones del mercados intradiario con horas de cierre más próximas al tiempo real que permitan modificar las ofertas de la eólica con predicciones de producción más fiables (Holttinen *et al.*, 2009).
- b.** Programación de la generación cada media hora y no cada hora con despachos económicos cada pocos minutos permiten solucionar muchos ajustes generación-demanda sin necesidad de recurrir a ningún proceso extraordinario de regulación (Holttinen *et al.*, 2008). Los incidentes que puedan aparecer entre cada despacho se pueden solucionar con servicios complementarios que exigen un menor tiempo de actuación de modo que podrían ser ofrecidos por generadores de régimen especial.

7. Conclusiones, aportaciones y trabajos futuros

7.1. Conclusiones

Después del trabajo realizado en la presente tesis doctoral se pueden extraer las siguientes conclusiones de las diferentes partes que la componen.

Modelo del aerogenerador

- ✓ En los transitorios de frecuencia-potencia no ha sido necesario considerar el modelo detallado ni de la máquina eléctrica ni de los convertidores electrónicos, al igual que tampoco se hace con las máquinas eléctricas de los generadores convencionales. Los procesos térmicos y mecánicos que están presentes son mucho más lentos que los eléctricos y electrónicos.
- ✓ Con una reducida información aerodinámica se ha desarrollado un modelo de turbina eólica que, al variar el ángulo de paso de pala, logra que la potencia capturada tenga sobreoscilaciones similares a las medidas en aerogeneradores reales. En un aerogenerador de velocidad fija, estas sobreoscilaciones se transmiten directamente a la potencia generada. En cambio, en un GADA depende del comportamiento del control de velocidad ya que es el que fija la referencia de par electromagnético y, por tanto, la potencia activa generada.

Cuanto mayor sea su ancho de banda, mayores serán las sobreoscilaciones, que siempre estarán limitadas por los valores entre los que se permita variar la referencia de par electromagnético.

- ✓ Los modelos de turbina eólica comúnmente empleados no representan correctamente la sensibilidad de la potencia capturada a las variaciones del ángulo de pala que tienen los aerogeneradores reales y que es mucho mayor para vientos y ángulos de pala elevados. Dichos modelos mantienen una sensibilidad reducida para todo el rango de ángulos de pala, haciendo que no esté justificado incluir planificación de ganancia en el control de potencia capturada. El modelo de turbina eólica empleado en la presente tesis doctoral sí que representa la variación de sensibilidad, por lo que se programado planificación de ganancia.

Modelo del sistema eléctrico

- ✓ En la literatura hay un amplio consenso respecto a los modelos de generadores con turbinas de vapor e hidráulicas que se deben utilizar en los estudios sobre transitorios de frecuencia-potencia. Sin embargo, hay cierta disparidad en los valores que deben tomar los diferentes parámetros. En la presente tesis se ha propuesto y justificado la elección de los valores de dichos parámetros.
- ✓ Todavía no hay un modelo ampliamente aceptado para los generadores con turbina de gas en ciclo combinado. Es un tipo de tecnología que no ha tenido un peso importante en los sistemas eléctricos hasta hace pocos años. En esta tesis se ha considerado que no trabajan como generación base, lo que ha permitido utilizar un modelo más simple que los propuestos normalmente.
- ✓ Se ha prestado especial atención a los límites de amplitud y velocidad de variación de la potencia de los generadores convencionales y también a la banda muerta de sus reguladores de velocidad, ya que es importante para representar lo más fielmente posible el comportamiento real del sistema eléctrico.
- ✓ La información disponible sobre el sistema automático de deslastre de cargas del sistema peninsular español es muy reducida. Se conocen las frecuencias de disparo de los relés de subfrecuencia y la carga total de cada escalón pero no si se emplean otras variables para ajustar la carga deslastrada a los diferentes incidentes que se puedan dar.

Contribución de los parques eólicos al control de frecuencia

- ✓ El control de frecuencia propuesto en la presente tesis para los aerogeneradores de velocidad variable tiene una salida en forma de incremento de potencia y no de par electromagnético. En este tipo de aerogeneradores, a diferencia de los generadores síncronos, una variación de par electromagnético no se traduce en una variación equivalente de potencia activa, ya que depende de la velocidad de giro que tengan. La referencia de potencia proporcionada por el control de frecuencia se debe multiplicar por la velocidad de giro para calcular el valor de la referencia de par electromagnético de la máquina eléctrica del aerogenerador.
- ✓ La variación de carga que ordena el control de frecuencia de los aerogeneradores provoca cambios en su velocidad de giro, que hacen que esta se aleje de su valor de referencia. El control de velocidad trata de corregir el error modificando la referencia de par electromagnético, en sentido contrario al ordenado por el control de frecuencia. Este comportamiento del control de velocidad influye negativamente en la contribución de los parques eólicos al control de frecuencia. Es recomendable emplear algún tipo de sistema complementario que reduzca o elimine esta influencia negativa. Se ha optado por desconectar el control de velocidad.
- ✓ Los sistemas automáticos de deslastre de cargas están diseñados para funcionar correctamente con los escenarios de generación que se pueden dar actualmente en los sistemas eléctricos:
 - Impiden caídas de frecuencia excesivas. Los parques eólicos tienen un pequeño margen para disminuir los desvíos de frecuencia. Se concluye que su contribución es mayor si logran reducir la cantidad de carga deslastrada que si consiguen una importante disminución en un desvío que esté dentro de un rango de frecuencias que no causa problemas adicionales al sistema eléctrico.
 - Un elevado peso de la generación eólica que conlleve el desacople de generación convencional puede reducir la inercia del sistema de modo importante. Las caídas de la frecuencia serían más rápidas, pudiendo darse la circunstancia de que se llegara a tener desvíos elevados que provocarían el

disparo de algunos escalones cuando todavía no se han deslastrado la totalidad de los escalones anteriores, que serían suficientes para que la frecuencia se recuperara. Se produciría un sobredeslaste que podría llegar a provocar problemas de estabilidad al sistema eléctrico.

- ✓ Los parques eólicos deben contribuir al control de frecuencia en aquellos escenarios en los que una elevada penetración eólica provoca que el sistema eléctrico tenga una inercia muy reducida. Deben garantizar en la medida de lo posible la estabilidad de la frecuencia que anteriormente garantizaban los generadores convencionales a los que sustituyen.
- ✓ En determinadas circunstancias, la contribución de los parques eólicos puede no ser beneficiosa para el sistema eléctrico. Su variación de carga temporal puede hacer que se reduzca la velocidad de las variaciones de frecuencia hasta que sea igual a la que se tiene cuando hay una mayor cantidad de generación convencional o un incidente de menor magnitud. Esto puede afectar al disparo de los relés que deslastran carga o desconectan generación no gestionable si emplean la derivada de la frecuencia para lograr selectividad. Se pueden dar situaciones en las que incluso se tenga un mayor desvío de frecuencia. Una derivada de la frecuencia demasiado reducida inicialmente puede hacer que no disparen algunos relés de los escalones que deben hacerlo en primer lugar. La menor desconexión de elementos junto con una insuficiente cantidad de generación que mantenga la variación de carga durante el incidente, hacen que el desvío siga aumentando hasta que se produce el disparo del siguiente escalón. Además del mayor desvío, se produce la desconexión de elementos —carga o generadores no gestionables— no previstos para esa magnitud de incidente. Esto hace que no se respete el orden establecido en los planes de desconexión y que se corra el riesgo de desconectar una mayor potencia de la necesaria.
- ✓ Se debe permitir que, como mínimo, los parques eólicos provean regulación primaria en aquellas circunstancias que no exigen acumulación de reservas:
 - Ante aumentos de frecuencia. Implica disminuir la potencia generada, algo que siempre es posible. Tiene la ventaja añadida de evitar la desconexión de instalaciones de generación no gestionable, que por la potencia instalada actualmente, serían en su mayoría parques eólicos.

- Ante caídas de frecuencia cuando el sistema de control de potencia capturada de los aerogeneradores estuviera actuando. Reduciendo el ángulo de paso de pala se consigue el incremento de energía primaria que se necesita, de modo que, permitiendo una pequeña sobrecarga de máquina eléctrica y convertidores, se puede cumplir con las exigencias de la normativa española relativas a regulación primaria.
- ✓ El control de frecuencia que logra minimizar tanto el deslastre de cargas como la desconexión de instalaciones de generación no gestionable es el que permite proveer regulación primaria:
 - Con aumentos de frecuencia se puede emplear cualquier tipo de configuración independientemente del régimen de viento, incluida la que se utiliza en los reguladores de velocidad de los generadores convencionales, es decir, una banda muerta voluntaria nula y un estatismo en torno al 5%.
 - Con caídas de frecuencia se debe emplear una configuración acorde al régimen de funcionamiento del aerogenerador. Con vientos bajos se deben emplear bandas muertas grandes, de hasta -400 mHz. Valores tan elevados están contemplados en las normativas de varios países pero no en el borrador del P.O. que está previsto que se apruebe en España. Con vientos altos, que obligan a actuar al control de potencia capturada, se puede incluso emplear una configuración como la de los reguladores de velocidad de los generadores convencionales.
- ✓ Con incidentes pequeños, un control de frecuencia para emular inercia solo logra evitar el deslastre de grupos de bombeo en ciertos escenarios y cuando se programa una ganancia elevada. Sin embargo, con incidentes de mayor magnitud, una elevada ganancia -15 s— puede provocar un mal funcionamiento de los sistemas automáticos de deslastre de cargas y de desconexión de generadores no gestionables. Es preferible programar un menor valor de ganancia -5 s— ya que, pese a no evitar el deslastre de cargas, hace que los sistemas automáticos de deslastre y desconexión tengan un mejor comportamiento, incluso en escenarios en los que el sistema eléctrico tiene una reducida constante de inercia. La variación de carga que ordena es suficiente para garantizar la estabilidad.

- ✓ Algunos aerogeneradores comerciales emplean un control de frecuencia con filtro *washout* para emular inercia. Sin embargo, se asemeja más a un control de regulación primaria que actúa de modo transitorio, con la ventaja de provocar menores oscilaciones mecánicas en los ejes de generador y turbina.

Mercados de servicios de ajuste del sistema

- ✓ Uno de los problemas más importantes que debe afrontar la energía eólica en su proceso de integración en los mercados eléctricos es el coste asociado a la gestión de desvíos, el cual depende de:
 - La posibilidad de agregar la producción de varios parques eólicos para reducir la variabilidad en la energía producida.
 - La proximidad de la programación al tiempo real: ventanas de cierre de los mercados intradiarios, períodos de programación de la generación y de despachos económicos afectan a la diferencia entre la programación, que está basada en predicciones, y la energía finalmente generada.
 - El sistema de precios del mecanismo de liquidación de los desvíos, en función de si bonifican a aquellos generadores que producen un desvío contrario al total del sistema.
- ✓ Una elevada generación eólica provoca una mayor utilización de reservas de regulación. En determinadas circunstancias puede ser necesario desarrollar nuevos mecanismos para asegurar una cantidad suficiente:
 - Para la reserva a subir se puede implantar un nuevo mercado específico que la garantice.
 - Para la reserva a bajar se puede permitir la presentación de ofertas con precios negativos en los mercados de regulación terciaria y de gestión de desvíos.

7.2. Aportaciones más relevantes

Las principales aportaciones de esta tesis doctoral son las siguientes:

- ✓ Propuesta y justificación de modelos de aerogenerador y sistema eléctrico válidos para el estudio de transitorios de frecuencia-potencia, incluyendo la selección de los valores de sus parámetros característicos.
- ✓ Desarrollo de un modelo dinámico de turbina eólica que, con una limitada información aerodinámica, logra que al variar el ángulo de paso de pala, la potencia capturada tenga un comportamiento similar al medido en aerogeneradores reales, que presenta importantes sobreoscilaciones.
- ✓ Propuesta de sistemas para garantizar que, tras la variación de carga ordenada por el control de frecuencia, los aerogeneradores puedan regresar a un punto de funcionamiento estable de forma controlada:
 - Si se emplea un control de frecuencia para emular inercia, que provoca pequeñas variaciones en la velocidad de giro, es suficiente con desconectar el control de velocidad durante la variación de carga y, al finalizar la misma, reconectarlo pero con un menor ancho de banda y empleando una transición sin saltos —*bumpless*—.
 - Con cualquier control de frecuencia, aunque especialmente con el utilizado para proveer regulación primaria, que es el que provoca las mayores variaciones en la velocidad de giro, se puede desconectar el control de velocidad durante la variación de carga y, al finalizar la misma, conectar un control de aceleración para llevar el aerogenerador hasta un punto de funcionamiento estable, donde se puede reconectar el control de velocidad, con el mismo ancho de banda que tenía al principio.
- ✓ Conjunto de recomendaciones para elegir una configuración del control de frecuencia de los parques eólicos que tenga como objetivo principal minimizar tanto la carga deslastrada en las caídas de frecuencia como la desconexión de generación no gestionable en los aumentos. Se ha tenido en cuenta la magnitud del incidente, el sentido de la variación de frecuencia, las condiciones de funcionamiento de los aerogeneradores y no impedir el correcto funcionamiento del sistema automático de deslastre de cargas cuando las circunstancias requieran su actuación.

7.3. Trabajos futuros

Tras las conclusiones obtenidas en la tesis doctoral quedan abiertas nuevas líneas de investigación:

- ✓ Incluir regulación secundaria en el modelo del sistema eléctrico. Permitiría estudiar variaciones de frecuencia de mayor duración.
- ✓ Considerar sistemas de almacenamiento asociados a las instalaciones eólicas. Se podría ofrecer una mejor regulación de la potencia activa generada especialmente a subir.
- ✓ Proponer nuevos esquemas para los sistemas automáticos de deslastre de cargas que sean adecuados para sistemas eléctricos con una elevada generación eólica.
- ✓ Emplear estrategias de control más complejas para obtener la referencia de par electromagnético. Mediante un único controlador de más alto nivel se podría obtener un valor de referencia que lograra a la vez maximizar la potencia capturada y corregir las variaciones de frecuencia del sistema eléctrico en función del punto de funcionamiento del aerogenerador y del límite de frecuencia que no se desea superar.
- ✓ Utilizar mecanismos de comunicación para informar a los generadores convencionales sobre el grado de contribución al control de frecuencia que están realizando los parques eólicos.
- ✓ Realizar un estudio económico detallado que valore y compare diferentes tipos de mecanismos que se pueden emplear para mejorar la integración de energía eólica.

Anexo A. Parámetros de aerogeneradores comerciales

A.1. AW-1500 de Acciona

Entre las gran cantidad de características que incluyen (Acciona, 2005) y (Acciona, 2006) se han seleccionado aquellas que presentan algún interés para la presente tesis doctoral, las cuales se muestran en la Tabla A.1.

Tabla A.1. Características del aerogenerador AW-1500 de Acciona de interés para la presente tesis.

Características	Valor
Frecuencia	50 Hz \pm 6%
Velocidad de giro nominal	1 090 rpm (50 Hz)
Rango de operación	800–1 200 rpm (50 Hz)
Sobrevelocidad máxima	1 700 rpm (120'') para 50 Hz
Constante de tiempo del sistema de primer orden con el que se puede modelar el retraso con el que el par exigido se alcanza en el entrehierro	25 ms

A.2. NM 92/2750 de NEG Micon

En la Tabla A.2 se muestran las principales características del sistema mecánico del aerogenerador NM 92/2750 de NEG Micon (Li, comunicación personal, 2006) modelado como un sistema de dos masas.

Tabla A.2. Parámetros del sistema de transmisión del aerogenerador NM 92/2750 de NEG Micon.

Parámetro	Valor
Velocidad nominal de la turbina	1,64 rad/s (15,6 rpm)
Velocidad nominal del generador	115 rad/s (1 100 rpm)
Relación de transmisión	70
Momento de inercia de la turbina	$1,13 \cdot 10^7$ kg·m ²
Momento de inercia del generador	260 kg·m ²
Rigidez del sistema de transmisión	$2,10 \cdot 10^8$ N·m/rad
Amortiguamiento del sistema de transmisión	$5,00 \cdot 10^{-2}$ N·m/rad/s
Amortiguamiento del eje de baja velocidad	$5,55 \cdot 10^{-1}$ N·m/rad/s
Amortiguamiento del eje de alta velocidad	$5,07 \cdot 10^{-1}$ N·m/rad/s
Frecuencia de resonancia del sistema de transmisión	1,9348 Hz

A.3. General Electric

La mayoría de las características proporcionadas en (Clark *et al.*, 2010) para los aerogeneradores de General Electric se han ido dando en el capítulo 3 a medida que se detallaban cada una de las partes que componen el modelo.

En la Tabla A.3 se dan los coeficientes de la expresión polinómica mostrada en 3.13 y que según (Clark *et al.*, 2010) se ha obtenido tras el ajuste a los valores que toma C_p en los aerogeneradores de General Electric.

Tabla A.3. Coeficientes de la expresión de C_p dada para los aerogeneradores de General Electric.

i	j	$\alpha_{i,j}$
4	4	$4,9686 \cdot 10^{-10}$
4	3	$-7,1535 \cdot 10^{-8}$
4	2	$1,6167 \cdot 10^{-6}$
4	1	$-9,4839 \cdot 10^{-6}$
4	0	$1,4787 \cdot 10^{-5}$
3	4	$-8,9194 \cdot 10^{-8}$
3	3	$5,9924 \cdot 10^{-6}$
3	2	$-1,0479 \cdot 10^{-4}$
3	1	$5,7051 \cdot 10^{-4}$
3	0	$-8,6018 \cdot 10^{-4}$
2	4	$2,7937 \cdot 10^{-6}$
2	3	$-1,4855 \cdot 10^{-4}$
2	2	$2,1495 \cdot 10^{-3}$
2	1	$-1,0996 \cdot 10^{-2}$
2	0	$1,5727 \cdot 10^{-2}$
1	4	$-2,3895 \cdot 10^{-5}$
1	3	$1,0683 \cdot 10^{-3}$
1	2	$-1,3934 \cdot 10^{-2}$
1	1	$6,0405 \cdot 10^{-2}$
1	0	$-6,7606 \cdot 10^{-2}$
0	4	$1,1524 \cdot 10^{-5}$
0	3	$-1,3365 \cdot 10^{-4}$
0	2	$-1,2406 \cdot 10^{-2}$
0	1	$2,1808 \cdot 10^{-1}$
0	0	$-4,1909 \cdot 10^{-1}$

Bibliografía

Acciona (2005). *Apartados del manual eléctrico y de operación. Sistema de control*. Documento ME0030. Revisión C. Acciona Windpower.

Acciona (2006). *Apartados del manual eléctrico y de operación. Generador*. Documento ME0027. Revisión F. Acciona Windpower.

Ackermann, T. (Ed.) (2005). *Wind power in power systems*. John Wiley & Sons Ltd.

Ackermann, T., G. Ancell, L. D. Borup, P. B. Eriksen, B. Ernst, F. Groome, M. Lange, C. Mohrlen, A. G. Orths, J. O'Sullivan y M. de la Torre (2009). «Where the wind blows». *IEEE Power and Energy Magazine*, 7(6): 65-75.

AEE (2010). *Eólica 2010*. Asociación Empresarial Eólica.

Akhmatov, V. (2003). *Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amount of wind power*. Tesis doctoral, Technical University of Denmark.

Akhmatov, V., H. Knudsen y A. H. Nielsen (2000). «Advanced simulation of windmills in the electric power supply». *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 22(6): 421-434.

Albentosa Puche, L. (2010). *Voto particular al informe aprobado por la CNE sobre el proyecto de procedimientos de operación elaborado por REE para la aplicación del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro*. Comisión Nacional de Energía. 25 de octubre de 2010.

Anaya-Lara, O., F. M. Hughes, N. Jenkins y G. Strbac (2006). «Contribution of DFIG-based wind farms to power system short-term frequency regulation». *IEE Proceedings-Generation Transmission and Distribution*, 153(2): 164-170.

Anderson, P. M. y A. A. Fouad (2003). *Power system control and stability*. 2ª Ed., John Wiley & Sons, Inc.

Aparicio, N., Z. Chen, H. Beltran y E. Belenguer (2007). «Performance of doubly-fed wind power generators during voltage dips», en International Workshop on Next Generation Regional Energy System Development, IWRES07, Seúl, Corea.

Åström, K. J. (2002). *Control system design*. Apuntes de la asignatura ME 155 de la University of California.

Bagnasco, A., B. Delfino, G. B. Denegri y S. Massucco (1998). «Management and dynamic performances of combined cycle power plants during parallel and islanding operation». *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 13(2): 194-201.

Bloom, J. y T. Solomon (2009). «Transmission providers face intermittency». *Solar Industry*, 2(7): 1, 14-17.

BOE (1985). *Orden por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica*. Boletín Oficial del Estado de 12 de septiembre de 1985.

BOE (2004). *Real Decreto 436/2004 por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. Boletín Oficial del Estado de 27 de marzo de 2004.

BOE (2005). *Real Decreto 1454/2005 por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico*. Boletín Oficial del Estado de 23 de diciembre de 2005.

BOE (2007a). *RESOLUCIÓN de la Secretaría General de Energía, por la que se modifican las reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica*. Boletín Oficial del Estado de 29 de junio de 2007.

BOE (2007b). *Orden ITC/2370/2007 por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción*. Boletín Oficial del Estado de 3 de agosto de 2007.

BOE (2007c). *Orden ITC/2794/2007 por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007*. Boletín Oficial del Estado de 29 de septiembre de 2007.

BOE (2007d). *Real Decreto 661/2007 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. Boletín Oficial del Estado de 26 de mayo 2007.

BOE (2008). *Resolución de la Comisión Nacional de Energía, de plan de deslastre automático de cargas de la Ciudad Autónoma de Melilla*. Boletín Oficial del Estado de 28 de abril de 2008.

Boëda, D., A. Teninge, D. Roye, S. Bacha y R. Belhomme (2007). «Contribution of wind farms to frequency control and network stability», en *European Wind Energy Conference*, Milán, Italia.

Bola Merino, J. (2010). «Consecuencias del ciclón Klaus en la operación del sistema», en Jornadas Técnicas 2010 del Comité Nacional de España de CIGRÉ, Madrid, España.

Bossanyi, E. A. (2003). «Wind turbine control for load reduction». *Wind Energy*, 6(3): 229-244.

Burton, T., D. Sharpe, N. Jenkins y E. Bossanyi (2001). *Wind energy handbook*. John Wiley & Sons Ltd.

Carbajo Josa, A. (2008). «¿Es necesario y viable el relanzamiento de la energía nuclear?», en Mesa redonda-coloquio del instituto de la Ingeniería en España, Madrid, España.

Carbajo Josa, A. (2009). «La integración de las energías renovables en el mercado. Implicaciones técnico-económicas de la generación distribuida», en III Jornada UNE-SA-ELECPOR, Madrid, España.

Clark, K., N. W. Miller y J. J. Sánchez-Gasca (2010). *Modeling of GE wind turbine-generators for grid studies*. Versión 4.5. General Electric International, Inc.

CNE (2010). *Informe 7/2010 de la CNE sobre la propuesta de contratación y gestión de reserva de potencia adicional en el sistema eléctrico peninsular español*. Comisión Nacional de Energía. 20 de mayo de 2010.

Comisión Europea (2007). *Plan prioritario de interconexión*. Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo. Bruselas, 10 de enero de 2007.

Conroy, J. F. y R. Watson (2008). «Frequency response capability of full converter wind turbine generators in comparison to conventional generation». *IEEE Transactions on Power Systems* 23(2): 649-656.

Cutler, N. (2009). *Characterising the uncertainty in potential large rapid changes in wind power generation*. Tesis doctoral, The University of New South Wales.

de Almeida, R. G., E. D. Castronuovo y J. A. P. Lopes (2006). «Optimum generation control in wind parks when carrying out system operator requests». *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(2): 718-725.

de Almeida, R. G. y J. A. Peças Lopes (2007). «Participation of doubly fed induction wind generators in system frequency regulation». *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(3): 944-950.

de la Torre, M., T. Domínguez, G. Juberías, E. Prieto y O. Alonso (2008). «Operation of a power system with large integration of renewable energies», en 7th International

Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems, Madrid, España.

Díaz-Guerra, B. (2010). «Sistema eléctrico español en el año 2020: Necesidad del almacenamiento en la operación del sistema», en Jornadas Técnicas 2010 del Comité Nacional de España de CIGRÉ, Madrid, España.

Domínguez, T. (2006). «Efectos de la penetración eólica sobre las necesidades de reserva rodante», en Conferencia Internacional: La integración de la eólica en la red, Madrid, España.

Egido Cortés, I., F. Fernández Bernal, L. Rouco Rodríguez, E. Porras Muñoz y Á. Sáiz Chicharro (2008). «El control automático de generación en el sistema peninsular español». *Anales de mecánica y electricidad*, mayo-junio: 26-31.

EirGrid (2009). *Eirgrid grid code. Version 3.4*. EirGrid. 16 de octubre 2009.

Ekanayake, J., L. Holdsworth y N. Jenkins (2003). «Control of DFIG wind turbines». *Power Engineer*, 17(1): 28-32.

Ekanayake, J. y N. Jenkins (2004). «Comparison of the response of doubly fed and fixed-speed induction generator wind turbines to changes in network frequency». *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 19(4): 800-802.

Eltra y Elkraft (2004). *Wind turbines connected to grids with voltages above 100 kV—technical regulation for the properties and the regulation of wind turbines. Regulation TF 3.2.5*. Eltra & Elkraft System. Diciembre 2004.

ENTSO-E (2009). *P1 - Policy 1: Load-frequency control and performance*. European Network of Transmission System Operators for Electricity. Version 3.0, level C, rev15, de 12 de marzo de 2009.

ENTSO-E (2010). *Statistical yearbook 2009*. European Network of Transmission System Operators for Electricity.

EWEA (2009). *Wind energy - the facts. A guide to the technology, economics and future of wind power*. Earthscan Ltd.

Foro Nuclear (2007). *Mix de generación en el sistema eléctrico español en el horizonte 2030*.

Genoese, F., M. Genoese y M. Wietschel «Occurrence of negative prices on the German spot market for electricity and their influence on balancing power markets», en 7th International Conference on the European Energy Market, Madrid, España.

Gobierno de España (2010). *Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011 - 2020*. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. 30 de junio de 2010.

Gómez Expósito, A. (Ed.) (2002). *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. McGraw-Hill/Interamericana de España, S.A.U.

Hajagos, L. M. y G. R. Berube (2001). «Utility experience with gas turbine testing and modeling», en IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Columbus, Ohio, EEUU.

Hand, M. M. y M. J. Balas (2002). *Systematic controller design methodology for variable-speed wind turbines*. NREL/TP-500-29415. National Renewable Energy Laboratory.

Hansen, A. D. y G. Michalke (2007). «Fault ride-through capability of DFIG wind turbines». *Renewable Energy*, 32(9): 1594-1610.

Hansen, A. D., P. Sørensen, F. Iov y F. Blaabjerg (2004). «Control of variable speed wind turbines with doubly-fed induction generators». *Wind Engineering*, 28(4): 411-432.

Hansen, A. D., P. Sørensen, F. Iov y F. Blaabjerg (2006). «Grid support of a wind farm with active stall wind turbines and AC grid connection». *Wind Energy*, 9(4): 341-359.

Hansen, M. H., A. Hansen, T. J. Larsen, S. Øye, P. Sørensen y P. Fuglsang (2005). *Control design for a pitch-regulated variable speed wind turbine*. Risø-R-1500(EN). Risø National Laboratory.

Hansen, M. O. L. (2008). *Aerodynamics of wind turbines*. 2ª Ed., Earthscan.

Heier, S. (2006). *Grid integration of wind energy conversion systems*. 2ª Ed., John Wiley & Sons Ltd.

Helander, A., H. Holttinen y J. Paatero (2008). «Impact of wind power on the power system imbalances in Finland», en 7th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems, Madrid, España.

Hiroux, C. y M. Saguan (2010). «Large-scale wind power in European electricity markets: Time for revisiting support schemes and market designs?». *Energy Policy*, 38(7): 3135-3145.

Holdsworth, L., J. Ekanayake y N. Jenkins (2004). «Power system frequency response from fixed speed and doubly fed induction generator-based wind turbines». *Wind Energy*, 7(1): 21-35.

Holttinen, H., P. Meibom, A. Orths, F. v. Hulle, B. Lange, M. O'Malley, J. Pierik, B. Ummels, J. O. Tande, A. Estanqueiro, M. Matos, E. Gómez, L. Söder, G. Strbac, A. Shakor, J. Ricardo, J. C. Smith, M. Milligan y E. Ela (2009). *Design and operation of power systems with large amounts of wind power*. Final report, IEA WIND Task 25, Phase one 2006-2008.

Holttinen, H., M. Milligan, B. Kirby, T. Acker, V. Neimane y T. Molinski (2008). «Using standard deviation as a measure of increased operational reserve requirement for wind power». *Wind Engineering*, 32(4): 355-377.

Horne, J. (2008). «Wind farms can provide frequency response – experience of the Great Britain transmission system operator», en 7th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems, Madrid, España.

Hulle, F. V., N. Fichaux, A.-F. Sinner, P. E. Morthorst, J. Munksgaard, S. Ray, C. Kjaer, J. Wilkes, P. Wilczek, G. Rodrigues y A. Arapogianni (2010). *Powering europe: Wind energy and the electricity grid*. A report by the European Wind Energy Association.

Hydro-Québec (2005). *Technical requirements for the connection of generation facilities to the Hydro-Québec transmission system. Supplementary requirements for wind generation*. Hydro-Québec TransÉnergie. Mayo 2003, revisado octubre 2005.

IEEE (1994). Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies. «Dynamic models for combined cycle plants in power system studies». *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(3): 1698-1708.

Ingram, G. (2005). *Wind turbine blade analysis using the blade element momentum method*. Version 1.0. School of Engineering, Durham University.

Jauch, C., P. Sørensen y B. B. Jensen (2005). «The relevance of the dynamic stall effect for transient fault operations of active-stall wind turbines». *Wind Engineering*, 29(4): 353-364.

Kristoffersen, J. R. y P. Christiansen (2003). «Horns Rev offshore windfarm: Its main controller and remote control system». *Wind Engineering*, 27(5): 351-359.

Kundur, P. (1994). *Power system stability and control*. McGraw-Hill, Inc.

Kunitomi, K., A. Kurita, H. Okamoto, Y. Tada, S. Ihara, P. Pourbeik, W. W. Price, A. B. Leirbukt y J. J. Sanchez-Gasca (2001). «Modeling frequency dependency of gas turbine output», en IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Columbus, Ohio, EEUU.

-
- Lalor, G., A. Mullane y M. O'Malley (2005a). «Frequency control and wind turbine technologies». *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(4): 1905-1913.
- Lalor, G., J. Ritchie, D. Flynn y M. J. O'Malley (2005b). «The impact of combined-cycle gas turbine short-term dynamics on frequency control». *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(3): 1456-1464.
- Ledesma, P. (2001). *Análisis dinámico de sistemas eléctricos con generación eólica*. Tesis doctoral, Universidad Carlos III de Madrid.
- Liserre, M., R. Cardenas, M. Molinas y J. Rodriguez (2011). «Overview of multi-MW wind turbines and wind parks». *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58(4): 1081-1095.
- Lubosny, Z. (2003). *Wind turbine operation in electric power systems*. Springer.
- Llorens Casado, M. L. (2005). «La gestión de los mercados de operación», en II Madrid forum on Demand Side Operation, Madrid, España.
- MacGill, I. (2010). «Electricity market design for facilitating the integration of wind energy: Experience and prospects with the Australian national electricity market». *Energy Policy*, 38(7): 3180-3191.
- Machowski, J., J. W. Bialek y J. R. Bumby (2008). *Power system dynamics: Stability and control*. 2ª Ed., John Wiley & Sons, Inc.
- Mauricio, J. M., A. Marano, A. Gomez-Expósito y J. L. M. Ramos (2009). «Frequency regulation contribution through variable-speed wind energy conversion systems». *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(1): 173-180.
- Miller, N. W., W. W. Price y J. J. Sánchez-Gasca (2003a). *Dynamic modeling of GE 1.5 and 3.6 wind turbine-generators*. Versión 3.0. GE-Power Systems Energy Consulting.
- Miller, N. W., J. J. Sánchez-Gasca, W. W. Price y R. W. Delmerico (2003b). «Dynamic modeling of GE 1.5 and 3.6 MW wind turbine-generators for stability simulations», en IEEE Power Engineering Society General Meeting, Toronto, Canadá.
- Moriarty, P. J. y A. C. Hansen (2005). *Aerodyn theory manual*. NREL/TP-500-36881. National Renewable Energy Laboratory.
- Morren, J., S. W. H. de Haan, W. L. Kling y J. A. Ferreira (2006a). «Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control». *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(1): 433-434.

Morren, J., J. Pierik y S. W. H. de Haan (2006b). «Inertial response of variable speed wind turbines». *Electric Power Systems Research*, 76(11): 980-987.

Mullane, A. y M. O'Malley (2005). «The inertial response of induction-machine-based wind turbines». *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(3): 1496-1503.

NERC (2009). *Accommodating high levels of variable generation*. Special Report.

NGET (2010). *The grid code. Issue 4. Revision 5*. National Grid Electricity Transmission plc. 31 de diciembre de 2010.

Nord Pool (2011). *Exchange information No. 11/2011*. Nord Pool Spot. Disponible en http://www.nordpoolspot.com/Market_Information/Exchange-information. Consultado el 20 de febrero de 2011.

Nordel (2007). *Nordic grid code (Nordic collection of rules)*. Nordel. Enero 2007.

Novak, P., I. Jovik y B. Schmidtbauer (1994). «Modeling and identification of drive-system dynamics in a variable-speed wind turbine», en 3rd IEEE Conference on Control Applications, Glasgow, Reino Unido.

Øye, S. (1986). «Unsteady wake effects caused by pitch-angle changes», en 1st IEA Symposium on Aerodynamics of Wind Turbines, Londres, Reino Unido.

Øye, S. (1991a). «Dynamic stall simulated as time lag of separation», en 4th IEA Symposium on the Aerodynamics of Wind Turbines, Roma, Italia.

Øye, S. (1991b). *Tjæreborg wind turbine. 4. Dynamic inflow measurement*. AFM Notat VK- 204. Technical University of Denmark.

Øye, S. (1992). *Tjæreborg wind turbine. 5. Dynamic inflow measurement*. AFM Notat VK- 233. Technical University of Denmark.

Pearmine, R., Y. H. Song y A. Chebbo (2007a). «Experiences in modelling the performance of generating plant for frequency response studies on the British transmission grid». *Electric Power Systems Research*, 77(12): 1575-1584.

Pearmine, R., Y. H. Song y A. Chebbo (2007b). «Influence of wind turbine behaviour on the primary frequency control of the British transmission grid». *IET Renewable Power Generation*, 1(2): 142-150.

Peeters, J. (2006). *Simulation of dynamic drive drain loads in a wind turbine*. Tesis doctoral, Katholieke Universiteit Leuven.

Pourbeik, P. y F. Modau (2008). «Model development and field testing of a heavy-duty gas-turbine generator». *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(2): 664-672.

Ramtharan, G., J. B. Ekanayake y N. Jenkins (2007). «Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines». *IET Renewable Power Generation*, 1(1): 3-9.

REE (1995). *Criterios generales de protección del sistema eléctrico peninsular español*. Noviembre de 1995.

REE (1998). *P.O. 7.1 Servicio complementario de regulación primaria*. Red Eléctrica de España. Boletín Oficial del Estado de 18 de agosto de 1998.

REE (1999). *P.O. 11.2 Criterios de instalación y funcionamiento de los automatismos*. Red Eléctrica de España. Boletín Oficial del Estado de 3 de julio de 1999.

REE (2006a). *P.O. 1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia*. Red Eléctrica de España. Boletín Oficial del Estado de 21 de julio de 2006.

REE (2006b). *P.O. 2.2 Previsión de la cobertura y análisis de seguridad del sistema eléctrico*. Red Eléctrica de España. Boletín Oficial del Estado de 30 de mayo de 2006.

REE (2006c). *P.O. 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas*. Red Eléctrica de España. Boletín Oficial del Estado de 24 de octubre de 2006.

REE (2008). *Separata del borrador de P.O. 12.2 Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: Requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad*. Red Eléctrica de España.

REE (2009a). *Propuesta de modificación del P.O. 12.2 Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: Requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad*. Red Eléctrica de España.

REE (2009b). *P.O. 1.6 Planes de seguridad*. Red Eléctrica de España. Boletín Oficial del Estado de 28 de mayo de 2009.

REE (2009c). *P.O. 3.7 Programación de la generación renovable no gestionable*. Red Eléctrica de España. Boletín Oficial del Estado de 28 de mayo de 2009.

REE (2009d). *P.O. 3.3 Resolución de los desvíos generación-consumo*. Red Eléctrica de España. Boletín Oficial del Estado de 28 de mayo de 2009.

REE (2009e). *P.O. 7.2 Servicio complementario de regulación secundaria*. Red Eléctrica de España. Boletín Oficial del Estado de 28 de mayo de 2009.

REE (2009f). *P.O. 7.3 Servicio complementario de regulación terciaria*. Red Eléctrica de España. Boletín Oficial del Estado de 28 de mayo de 2009.

REE (2010a). *P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema*. Red Eléctrica de España. Boletín Oficial del Estado de 28 de octubre de 2010.

REE (2010b). *El sistema eléctrico español. Avance informativo 2010*. 21 de diciembre de 2010.

REE (2010c). *Los servicios de ajuste del sistema en el sistema eléctrico peninsular español*. Enero 2010.

REE (2010d). *P.O. 3.10 Resolución de restricciones por garantía de suministro*. Red Eléctrica de España. Boletín Oficial del Estado de 28 de octubre de 2010.

REE (2010e). *P.O. 3.2 Resolución de restricciones técnicas*. Red Eléctrica de España. Boletín Oficial del Estado de 28 de octubre de 2010.

REE (2011). *Servicios de ajuste de la operación del sistema. Avance 2010*. Enero de 2011.

Rodríguez Amenedo, J. L., J. C. Burgos Díaz y S. Arnalte Gómez (2003). *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*. Editorial Rueda, S.L.

Rowen, W. I. (1983). «Simplified mathematical representation of heavy-duty gas turbine». *Journal of Engineering for Power*, 105(1): 865-869.

Rowen, W. I. (1992). «Simplified mathematical representations of single shaft gas turbines in mechanical drive service». *Turbomachinery International*, 33(5): 26-32.

Rowen, W. I. (1995). «Dynamic response characteristics of heavy duty gas turbines and combined cycle systems in frequency regulating duty», en IEE Colloquium on Frequency Control Capability of Generating Plant, Londres, Reino Unido.

Seman, S., J. Niiranen y A. Arkkio (2006). «Ride-through analysis of doubly fed induction wind-power generator under unsymmetrical network disturbance». *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(4): 1782-1789.

Slootweg, J. G. (2003). *Wind power: Modelling and impact on power system dynamics*. Tesis doctoral, Technische Universiteit Delft.

Slootweg, J. G., H. Polinder y W. L. Kling (2001). «Dynamic modelling of a wind turbine with doubly fed induction generator», en IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vancouver, Canadá.

Snel, H. y J. G. Schepers (Ed.) (1995). *Joint investigation of dynamic inflow effects and implementation of an engineering method*. ECN-C-94-107.

Sørensen, P., A. D. Hansen, T. Lund y H. Bindner (2006). «Reduced models of doubly fed induction generator system for wind turbine simulations». *Wind Energy*, 9(4): 299-311.

Thorncraft, S. R., H. R. Outhred, D. J. Clements y F. K. Barker (2008). «Market-based ancillary services in the Australian national electricity market for increased levels of wind integration». *Wind Engineering*, 32(1): 1-12.

transpower (2009). *Grid connection code -extra high voltage-*. transpower stromübertragungs GmbH. 1 de abril de 2009.

transpower (2010). *Requirements for offshore grid connections in the transpower grid*. transpower stromübertragungs GmbH. 30 de abril de 2010.

UCTE (2004). *Operation handbook. Policy 1: Load-frequency control and performance*. Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity. Version 2.2, level E, de 20 de julio de 2004.

UCTE (2005). *Primary control reserve*. UCTE ad hoc Group "Geographical Distribution of Reserves". Final Report 3 - Version 1, de julio de 2005.

UCTE (2007). *Final report - system disturbance on 4 November 2006*. Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity. Enero de 2007.

Ullah, N. R., T. Thiringer y D. Karlsson (2008). «Temporary primary frequency control support by variable speed wind turbines - potential and applications». *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(2): 601-612.

WNA (2011). *Nuclear power in France*. World Nuclear Association. Disponible en <http://www.world-nuclear.org/info/inf40.html>. Consultado el 21 de mayo de 2011.

Zhang, Q. y P. L. So (2000). «Dynamic modelling of a combined cycle plant for power system stability studies», en IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Singapur.

