



**Universidad Nacional de La Plata**

Facultad de Ingeniería

Departamento de Electrotecnia

**CONTROL DE LA CALIDAD DE POTENCIA EN  
SISTEMAS DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA EÓLICA**

**Hernán De Battista**

Tesis presentada para obtener el grado de  
**DOCTOR EN INGENIERÍA**

Septiembre de 2000

# Contenidos

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
1.1	Motivaciones.....	1
1.2	Organización de la tesis.....	3
1.3	Principales aportes originales .....	3
<b>2</b>	<b>NATURALEZA DEL VIENTO.....</b>	<b>5</b>
2.1	Origen de los vientos.....	5
2.2	El viento como recurso energético.....	6
2.2.1	<i>Potencial eólico mundial.....</i>	<i>6</i>
2.2.2	<i>Energía eólica en Argentina .....</i>	<i>7</i>
2.3	Composición del viento.....	7
2.4	Potencia del viento .....	9
2.5	Perfil del viento medio.....	9
2.6	Turbulencia atmosférica .....	10
2.7	Resumen del capítulo.....	11
<b>3</b>	<b>LAS TURBINAS EÓLICAS .....</b>	<b>13</b>
3.1	Tipos de turbinas eólicas .....	13
3.2	Aerodinámica de las turbinas eólicas.....	15
3.2.1	<i>Nociones básicas de aerodinámica.....</i>	<i>15</i>
3.2.2	<i>Potencia disponible.....</i>	<i>16</i>
3.2.3	<i>Fuerza y par en turbinas eólicas.....</i>	<i>17</i>
3.2.4	<i>Coefficientes de par y potencia .....</i>	<i>23</i>
3.2.5	<i>Curvas de potencia.....</i>	<i>25</i>
3.2.6	<i>Cargas aerodinámicas sobre las turbinas .....</i>	<i>27</i>
3.3	Resumen del capítulo.....	32
<b>4</b>	<b>SISTEMAS DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA EÓLICA .....</b>	<b>35</b>
4.1	Composición de los sistemas de conversión de energía eólica con conexión a red .....	35
4.2	SCEE de velocidad constante .....	36
4.2.1	<i>Modo de operación con velocidad constante.....</i>	<i>37</i>
4.2.2	<i>Limitación de la potencia de la turbina .....</i>	<i>38</i>
4.2.3	<i>Configuraciones de SCEE de velocidad constante .....</i>	<i>39</i>
4.3	SCEE de velocidad variable.....	39
4.3.1	<i>Ventajas de los SCEE de velocidad variable .....</i>	<i>39</i>
4.3.2	<i>Modos de operación.....</i>	<i>41</i>
4.3.3	<i>Configuraciones de SCEE de velocidad variable .....</i>	<i>43</i>

<b>4.4</b>	<b>Modelo de los SCEE con recuperación de la potencia de resbalamiento</b>	<b>46</b>
	.....	
4.4.1	Turbina	47
4.4.2	Modelo del generador	47
4.4.3	Modelo del sistema mecánico	53
<b>4.5</b>	<b>Calidad de potencia de los SCEE</b>	<b>54</b>
	.....	
4.5.1	Consumo de potencia reactiva	55
4.5.2	Variaciones estacionarias de tensión	56
4.5.3	Huecos de tensión	59
4.5.4	Fluctuaciones de tensión	59
4.5.5	Distorsión armónica	60
4.5.6	Calidad de potencia de SCEE con recuperación de la potencia de resbalamiento	61
	.....	
<b>4.6</b>	<b>Resumen del capítulo</b>	<b>69</b>
	.....	
<b>5</b>	<b>CONTROL POR MODO DESLIZANTE</b>	<b>71</b>
	.....	
<b>5.1</b>	<b>Introducción</b>	<b>71</b>
<b>5.2</b>	<b>Descripción del modo deslizante</b>	<b>72</b>
<b>5.3</b>	<b>Método del control equivalente</b>	<b>73</b>
<b>5.4</b>	<b>Condiciones de existencia del MD</b>	<b>74</b>
	.....	
5.4.1	Condición de transversalidad	74
5.4.2	Condición necesaria para la existencia de un régimen deslizante	75
5.4.3	Condición necesaria y suficiente para la existencia de un régimen deslizante	76
	.....	
<b>5.5</b>	<b>Modo de alcance</b>	<b>77</b>
<b>5.6</b>	<b>Invariancia ante perturbaciones</b>	<b>78</b>
	.....	
5.6.1	Propiedad de invariancia fuerte	79
5.6.2	Propiedad de invariancia débil	81
5.6.3	Incertidumbres en el campo del control	82
	.....	
<b>5.7</b>	<b>Forma canónica regular</b>	<b>84</b>
<b>5.8</b>	<b>Modo deslizante dinámico</b>	<b>85</b>
<b>5.9</b>	<b>Modo deslizante real</b>	<b>86</b>
<b>5.10</b>	<b>Modo deslizante de frecuencia constante</b>	<b>87</b>
<b>5.11</b>	<b>Resumen del capítulo</b>	<b>88</b>
	.....	
<b>6</b>	<b>GENERACIÓN ÓPTIMA Y AMORTIGUAMIENTO DE LAS CARGAS AERODINÁMICAS</b>	<b>91</b>
	.....	
<b>6.1</b>	<b>Introducción</b>	<b>91</b>
<b>6.2</b>	<b>Punto óptimo de generación</b>	<b>92</b>
<b>6.3</b>	<b>Modelo dinámico del SCEE</b>	<b>93</b>
<b>6.4</b>	<b>Estrategia de control por MD</b>	<b>96</b>
	.....	
6.4.1	Región de seguimiento del punto óptimo de operación	97
6.4.2	Región de saturación	108
	.....	
<b>6.5</b>	<b>Resultados de simulación</b>	<b>111</b>
	.....	
6.5.1	Operación en la región de seguimiento	111
6.5.2	Operación en saturación	117
	.....	
<b>6.6</b>	<b>Resumen del capítulo</b>	<b>121</b>
	.....	

<b>7</b>	<b>REGULACIÓN DE POTENCIA GENERADA CONSTANTE ...</b>	<b>123</b>
7.1	<b>Introducción .....</b>	<b>123</b>
7.2	<b>Modelo dinámico del SCEE .....</b>	<b>124</b>
7.2.1	<i>Regiones de operación de la turbina .....</i>	<i>124</i>
7.2.2	<i>Eficiencia del SCEE .....</i>	<i>128</i>
7.2.3	<i>Modelo mecánico .....</i>	<i>130</i>
7.3	<b>Regulación de potencia por MD .....</b>	<b>131</b>
7.3.1	<i>Dinámica de los ceros .....</i>	<i>131</i>
7.3.2	<i>Regulación de potencia en la región normal .....</i>	<i>134</i>
7.3.3	<i>Regulación de potencia en la región de pérdidas .....</i>	<i>135</i>
7.4	<b>Resultados de simulación .....</b>	<b>143</b>
7.4.1	<i>Regulación en la región normal .....</i>	<i>145</i>
7.4.2	<i>Regulación en la región de pérdidas .....</i>	<i>147</i>
7.4.3	<i>Regulación para turbina en pérdida .....</i>	<i>149</i>
7.5	<b>Sistema dinámico de tercer orden .....</b>	<b>151</b>
7.5.1	<i>Desempeño de la estrategia de control .....</i>	<i>151</i>
7.5.2	<i>Resultados de simulación .....</i>	<i>157</i>
7.6	<b>Resumen del capítulo .....</b>	<b>161</b>
<b>8</b>	<b>MEJORAMIENTO COMPLEMENTARIO DE LA CALIDAD DE POTENCIA EMPLEANDO FILTROS HÍBRIDOS .....</b>	<b>163</b>
8.1	<b>Introducción .....</b>	<b>163</b>
8.2	<b>Filtros activos de potencia .....</b>	<b>165</b>
8.3	<b>Filtros híbridos serie .....</b>	<b>167</b>
8.3.1	<i>Conceptos básicos .....</i>	<i>168</i>
8.3.2	<i>Control por modo deslizante .....</i>	<i>172</i>
8.4	<b>Filtros híbrido paralelo .....</b>	<b>176</b>
8.4.1	<i>Conceptos básicos .....</i>	<i>177</i>
8.4.2	<i>Control por modo deslizante .....</i>	<i>179</i>
8.5	<b>Compensación de SCEE con filtros híbridos .....</b>	<b>184</b>
8.5.1	<i>Compensación con FHS .....</i>	<i>186</i>
8.5.2	<i>Compensación con FHP .....</i>	<i>188</i>
8.6	<b>Resumen del capítulo .....</b>	<b>191</b>
<b>9</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>193</b>
	<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>197</b>
	<b>APÉNDICES .....</b>	<b>207</b>
A	<b>Desempeño del FHS con frecuencia de conmutación finita .....</b>	<b>207</b>
B	<b>Datos del SCEE empleados en las simulaciones .....</b>	<b>215</b>

# 1

## Introducción

### 1.1 Motivaciones

La rápida reducción de las reservas de hidrocarburos experimentada en décadas anteriores y el creciente interés en la protección del medio ambiente, han venido impulsando la investigación y el desarrollo de métodos alternativos de generación de energía eléctrica. Entre las diversas fuentes de energía no contaminante, la eólica es la que más difusión ha alcanzado. El auge de los sistemas de generación de energía eólica se debe principalmente al desarrollo, en la década del '80, de una nueva generación de turbinas eólicas. Este avance tecnológico ha permitido reducir los costos hasta hacerlos comparables con los métodos convencionales de generación (Grubb y Meyer, 1993; Gipe, 1995; Clarke, 1991; Cavallo, 1993; Richardson y McNerney, 1993; Pütgen *et al.*, 1998; van Dijk y Turkenburg, 1992).

La energía eólica presenta numerosas ventajas frente a otras fuentes de energía. En primer lugar, es no contaminante. Además, es segura tanto en su aprovechamiento como durante el desmantelamiento de plantas obsoletas. La energía consumida durante la producción de las turbinas eólicas es recuperada en plazos breves (típicamente medio año). Es modular, es decir, que puede aumentarse fácilmente la potencia de la instalación en la medida que la demanda lo requiera. La energía eólica puede ser utilizada competitivamente en áreas con un consumo eléctrico disperso. Sus aplicaciones incluyen la conexión de las turbinas a la red eléctrica, la generación eléctrica en sistemas autónomos (que habitualmente combinan la energía eólica con otros tipos de energía), la carga de baterías, el bombeo de agua, plantas de desalinización, etc. (Andersen, 1998).

Una de las características de la energía eólica es su variabilidad en el tiempo, tanto en períodos cortos como estacionales. Debido a esto, los sistemas de generación tienden a operar con rendimiento relativamente bajo, y a soportar fuertes cargas aerodinámicas que introducen perturbaciones en la red eléctrica y afectan la calidad de

la potencia suministrada (Hassan y Sykes, 1990; Freris, 1992; Sharpe, 1990; Hinrichsen y Nolan, 1982; Tande, 1998a).

Es habitual que las zonas con alto potencial eólico estén escasamente pobladas. En estas zonas aisladas, los generadores eólicos suelen estar conectados mediante redes débiles, o bien formar parte de sistemas autónomos. Consecuentemente, las perturbaciones provocadas a la red eléctrica se manifiestan en mayor grado. Además, en los últimos años, la penetración de los sistemas de generación eólica en los sistemas de distribución eléctrica se ha incrementado notablemente, y se prevé para el futuro un crecimiento aún más vertiginoso. Por todo ello, el deterioro de la calidad de potencia producido por los sistemas de generación eólica está adquiriendo gran importancia (Tande, 1998b; Sørensen *et al.*, 1996; Demoulias y Dokopoulos, 1996).

Reconocidas las bondades de la energía eólica, la tendencia actual es la investigación de estrategias de control que permitan mejorar el desempeño del sistema de conversión. El control puede realizarse sobre la turbina o sobre el generador eléctrico. El control de la orientación de la turbina, o de sus palas, presenta severas restricciones debido al ancho de banda limitado de los actuadores y los esfuerzos sobre las partes mecánicas móviles. El control del generador, en cambio, se realiza sobre el subsistema eléctrico, por lo que es notablemente más versátil y confiable que el anterior (Leith y Leithead, 1997; Ekelund, 1997; Novak, 1995).

La presente tesis aborda el problema de control del generador. Los objetivos de control son la optimización del rendimiento de conversión y, al mismo tiempo, la reducción de los efectos de las cargas aerodinámicas sobre la red eléctrica. Asimismo, se propone una estrategia de control para limitar la potencia suministrada a la red, tanto por seguridad del sistema mecánico como por cuestiones asociadas a la calidad de potencia. Por otro lado, se trata la compensación del sistema de conversión con filtros activos. Ésta tiene el propósito de complementar el mejoramiento de la calidad de potencia obtenido mediante el control del generador.

Las estrategias de control propuestas se enmarcan dentro del control de estructura variable y sus regímenes deslizantes asociados. El control de estructura variable es particularmente apropiado para el control de sistemas de potencia que, por razones de eficiencia, emplean dispositivos electrónicos operando como llaves. Además, el control por modo deslizante tiene interesantes propiedades de robustez a incertidumbres en los parámetros del sistema, alta capacidad de rechazo a perturbaciones y ofrece un marco propicio para el control de sistemas no lineales complejos (Utkin, 1977; Utkin, 1993; Sira-Ramírez, 1988).

La presente tesis está orientada al control de sistemas de velocidad variable conectados a red que emplean generador asincrónico de doble salida y recuperación de la potencia de resbalamiento. Sin embargo, la mayoría de los conceptos son directamente aplicables a otras configuraciones de sistemas de conversión de energía eólica. La configuración considerada en esta tesis presenta aspectos atractivos como generación a tensión y frecuencia de red, generación por encima de la potencia nominal de la máquina eléctrica, empleo de convertidores comparativamente pequeños y baratos dado que sólo procesan una fracción de la potencia generada (Ermis *et al.*, 1992; Smith y Donegani, 1986; Çadırcı y Ermis, 1992; Salameh y Kazda, 1986).

## 1.2 Organización de la tesis

En los próximos cuatro capítulos, se exponen los fundamentos teóricos necesarios para el desarrollo de las estrategias de control propuestas. El capítulo 2 introduce los antecedentes de la energía eólica y las características del viento. El capítulo 3 presenta el principio de funcionamiento de las turbinas eólicas, y hace hincapié en las cargas aerodinámicas producidas por las turbulencias a las que son sometidas las palas de las turbinas. El capítulo 4, expone las diferentes configuraciones de los sistemas de conversión de energía eólica, y su incidencia sobre distintos aspectos de la calidad de potencia. Al final del capítulo, se analizan con más detalle los sistemas conectados a red que emplean generador de inducción de doble salida controlado por rotor. El capítulo 5, en tanto, presenta las nociones básicas del control por modo deslizante necesarias para el desarrollo de las estrategias de control.

Los capítulos 6 y 7 presentan estrategias de control por modo deslizante del generador de doble salida impulsado por una turbina eólica. En el capítulo 6, se expone una estrategia de control que permite optimizar el rendimiento de conversión para el máximo rango de velocidades que admite el actuador, y simultáneamente reducir las fluctuaciones de par a lo largo del sistema mecánico y de potencia generada provocadas por las cargas aerodinámicas. En el capítulo 7, se desarrolla una estrategia de control para la regulación de la potencia generada. Esta estrategia de control permite regular la potencia no sólo por seguridad de la máquina, sino también por cuestiones asociadas a la calidad de potencia. Finalmente, en el capítulo 8, se estudia la posibilidad de compensar las corrientes no activas que deterioran la calidad de la potencia suministrada a la red mediante filtros activos. Por último, el capítulo 9 resume las conclusiones.

## 1.3 Principales aportes originales

Los principales aportes originales presentados en esta tesis son:

- ✓ Análisis de distintos aspectos que caracterizan la calidad de potencia de los generadores asincrónicos con recuperación de la potencia de resbalamiento impulsados por turbinas eólicas (§4.5.6).
- ✓ Desarrollo de una estrategia de control por modo deslizante para satisfacer simultáneamente los objetivos de optimización del rendimiento de conversión y reducción de la transmisión de cargas aerodinámicas (§6).
- ✓ Planteo de una superficie de deslizamiento modificada que permite eliminar sobrepasos debidos a la saturación del actuador (§6).
- ✓ Análisis del comportamiento dinámico del sistema de generación en las dos regiones de operación de la turbina: normal y de pérdidas (§7).

- ✓ Desarrollo de una estrategia de control por modo deslizante para la regulación de potencia en ambas regiones de operación. Estudio del desempeño del sistema de conversión para distintas condiciones de operación (§7).
- ✓ Análisis del empleo de filtros híbridos de potencia para la compensación de corrientes no activas suministradas por el sistema de generación eólica. Desarrollo de estrategias de control por modo deslizante de filtros activos combinados con filtros pasivos (§8).



# 2

## Naturaleza del viento

En este capítulo se describe el origen de los vientos, y se destaca su importancia como recurso energético. Se exponen los fenómenos físicos relacionados con las características del viento. Se define su contenido energético. Se presentan definiciones y expresiones matemáticas que describen su comportamiento estadístico.

### 2.1 Origen de los vientos

La radiación solar que incide sobre la tierra produce un calentamiento mayor en las regiones ecuatoriales que en las regiones polares. Este gradiente térmico da lugar a movimientos de aire de gran magnitud. En efecto, el aire caliente se eleva en las regiones ecuatoriales y se desplaza hacia los polos. Cuando las masas de aire se enfrían, a los 30° de latitud (norte y sur), comienzan a bajar y retornan hacia las regiones ecuatoriales.

La rotación terrestre tiene también una gran influencia sobre los vientos. Efectivamente, las fuerzas de aceleración ocasionan que los flujos de aire caliente (del ecuador a los polos) se desvíen hacia el este, y los flujos de retorno se desvíen hacia el oeste.

Por otro lado, para latitudes mayores a los 30°, la rotación terrestre provoca vientos con sentido del oeste hacia el este (Walker y Jenkins, 1997; Hassan y Sykes, 1990; Grubb y Meyer, 1993).

## 2.2 El viento como recurso energético

### 2.2.1 Potencial eólico mundial

Se estima que poco menos del 1% de la radiación solar incidente sobre la tierra, lo que equivale a 1200TW, mantiene la circulación de los vientos. Alrededor de la mitad de la energía se disipa en las capas más altas de la atmósfera, mientras que el resto lo hace en la proximidad de la superficie terrestre.

El potencial eólico aprovechable, si bien es sólo una pequeña fracción de la energía disipada por fricción sobre la superficie, es aproximadamente cinco veces superior a la demanda mundial de electricidad, aunque con una distribución geográfica muy diferente a la de la demanda (Tabla 2.1) (Sørensen, 1995; Cavallo, 1993; Grubb y Meyer, 1993).

**Tabla 2.1:** Potencial eólico mundial

Continentes	Potencial eólico	
	TWh/año	GW
África	10600 TWh/año	1200 GW
Oceanía	3000 TWh/año	330 GW
América del Norte	14000 TWh/año	1600 GW
América del Sur	5400 TWh/año	610 GW
Europa occidental	4800 TWh/año	550 GW
Europa oriental y ex URSS	10600 TWh/año	1200 GW
Asia	4900 TWh/año	560 GW
<b>Total mundial</b>	<b>53000 TWh/año</b>	<b>6050 GW</b>

En los últimos años, la generación eléctrica a partir de la energía eólica se ha tornado, bajo ciertas condiciones, económicamente competitiva con respecto a los sistemas de generación convencionales. Esto ha impulsado notablemente la instalación de turbinas eólicas en todo el mundo. En 1991, la potencia total instalada era 2200MW, y la generación fue aproximadamente 3,8TWh. La potencia instalada creció a 6200MW hacia fines de 1996, estimándose un crecimiento anual de 2000MW de potencia instalada para el año 2000. Según algunos estudios, la generación de energía eólica podría alcanzar los 375TWh hacia el año 2020 (Sørensen, 1995; Andersen, 1998; Walker y Jenkins, 1997; Gipe, 1995).

## 2.2.2 Energía eólica en Argentina

En lo que respecta a la energía eólica en Argentina, la potencia total instalada en parques eólicos conectados al sistema eléctrico es 12MW aproximadamente, con un factor de utilización promedio del 40%. La Tabla 2.2 indica los principales parques eólicos del país y sus factores de utilización.

**Tabla 2.2:** Instalaciones eólicas en Argentina

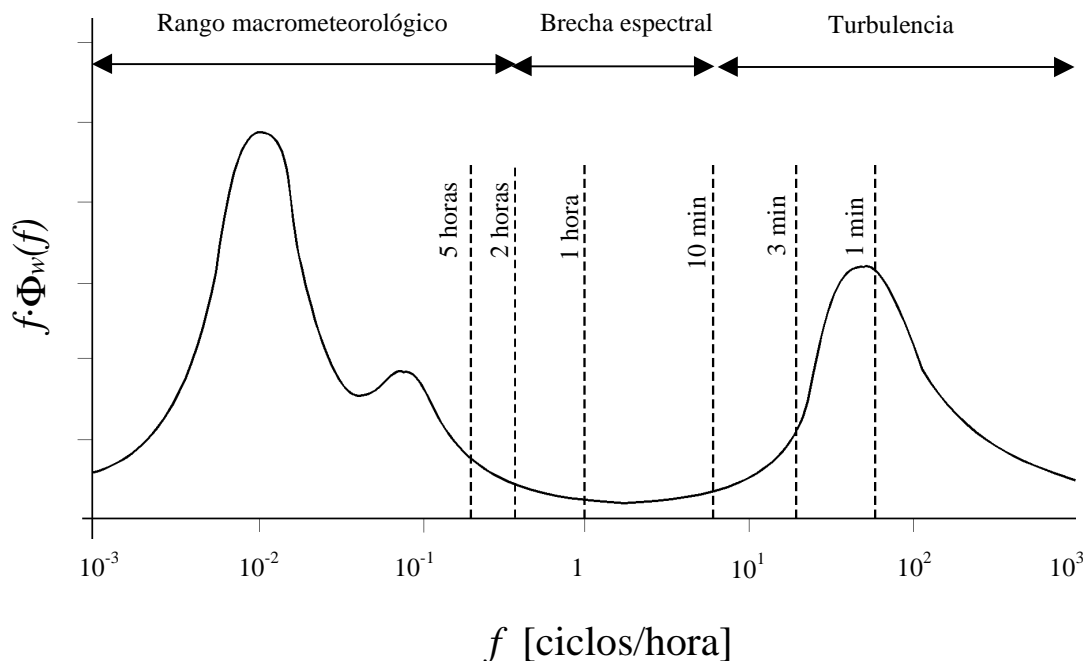
Sitio	Provincia	N° de turbinas	Potencia [kW]	Factor de utilización
Comodoro Rivadavia	Chubut	10	6500	0,45
Mayor Buratovich	Bs. As.	2	1200	0,30
Pico Truncado	Santa Cruz	10	1000	0,40
Tandil	Bs. As.	2	800	0,25
Darragueira	Bs. As.	1	750	0,30
Rada Tilly	Chubut	1	400	0,45
Puntal Alta	Bs. As.	1	400	0,30
Cutral-co	Neuquen	1	400	0,25
Río Mayo	Chubut	4	120	0,40

## 2.3 Composición del viento

A los movimientos de aire descritos en §2.1, se superponen variaciones locales causadas por diversos factores. La diferencia de temperatura entre el mar y la tierra, la naturaleza del terreno, y los obstáculos en la superficie producen efectos importantes en los flujos de aire.

Los vientos resultantes tienen un contenido en frecuencia extremadamente amplio. Las componentes de frecuencias más bajas están asociadas a los fenómenos macro-meteorológicos mencionados en §2.1, mientras que las componentes de alta frecuencia o turbulencias tienen un origen térmico-mecánico y son ocasionadas por la fricción sobre la superficie terrestre y los obstáculos.

Las componentes macro-meteorológicas y turbulentas están claramente separadas debido a que existe una brecha en el contenido en frecuencia del viento. Esto queda en evidencia en la Figura 2.1 que muestra el espectro de Van der Hoven. Este espectro corresponde a la medición de viento en un lugar determinado. Sin embargo, la forma del espectro así como la ubicación de los picos varía muy poco con la posición geográfica (Hassan y Sykes, 1990; Ekelund, 1997).



**Figura 2.1:** Espectro de Van der Hoven

Debe notarse que el gráfico no representa la densidad espectral de potencia del viento en función de la frecuencia  $\Phi_w(f)$ , sino el producto  $f \cdot \Phi_w(f)$ . Esto permite contrarrestar los errores de interpretación inducidos por la representación de la frecuencia en escala logarítmica. En efecto, la potencia del viento queda de esta manera determinada por el área bajo el espectro de Van der Hoven (Ekelund, 1997).

Puede apreciarse que en el período entre 10 minutos y 2 horas el contenido de potencia es muy bajo. La existencia de esta brecha que separa la componente macrometeorológica del viento de la turbulencia motiva que el promedio del viento se haga dentro de este rango de tiempo (Hassan y Sykes, 1990).

El conocimiento de la distribución de probabilidades de la velocidad media del viento y de su dirección es sumamente importante para determinar el potencial energético de una determinada región, la magnitud de la instalación, el diseño de los aerogeneradores y su ubicación en el terreno. Sin embargo, sus variaciones son sumamente lentas en comparación con la dinámica de los sistemas de generación eólica por lo que no serán consideradas en esta tesis (Ekelund, 1997).

Por otro lado, las características de la turbulencia, que representa las variaciones rápidas en la velocidad del viento, serán estudiadas en §2.6.

## 2.4 Potencia del viento

La potencia del viento  $P_W$  puede deducirse a partir de la energía cinética de una masa de aire con densidad  $\rho_w$  y velocidad  $W$ . En efecto, la energía cinética por unidad de volumen es  $E_c^V = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot W^2$ . Luego, la potencia del viento por unidad de área transversal  $A$  es:

$$P_W = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A \cdot W^3. \quad (2.1)$$

Debe notarse que  $P_W$  es proporcional al cubo de la velocidad del viento. Luego, la potencia media y, consecuentemente, la energía anual disponible dependen no sólo del valor medio del viento, sino también de la magnitud de las variaciones macro-meteorológicas y de la turbulencia (Freris, 1992; Hassan y Sykes, 1990; Gipe, 1995).

## 2.5 Perfil del viento medio

Como se ha mencionado anteriormente, el viento es frenado por fricción debido a la rugosidad del terreno y a los obstáculos presentes sobre la superficie. Esta fricción se transfiere a las capas superiores de aire, pero se reduce a medida que aumenta en altitud, hasta hacerse despreciable a una altura de 2000 metros.

El cambio del valor medio de la velocidad del viento  $W$  con la altura  $z$  se representa mediante la siguiente ley logarítmica (Hassan y Sykes, 1990; Walker y Jenkins, 1997):

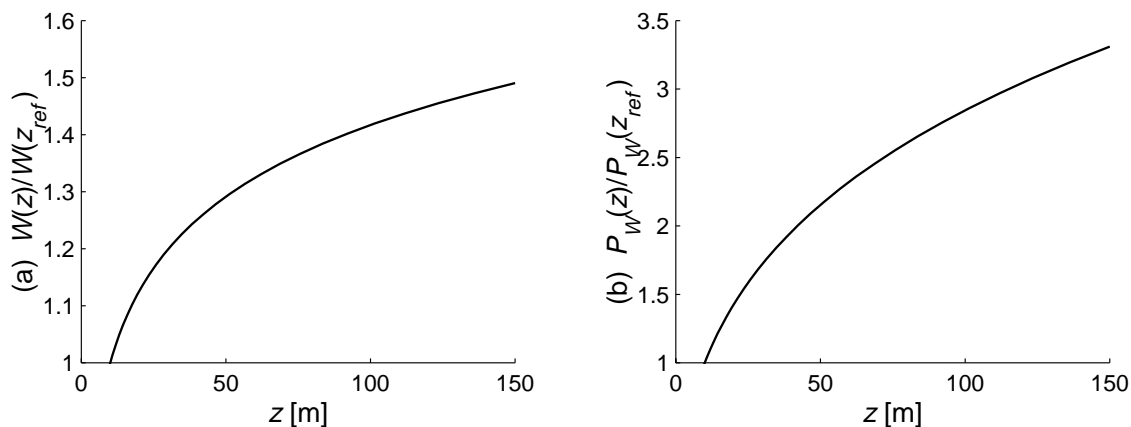
$$\bar{W}(z) = \bar{W}(z_{ref}) \cdot \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)}, \quad (2.2)$$

donde  $z_{ref}$  es la altura de referencia, usualmente 10 metros, y  $z_0$  es la longitud de rugosidad del suelo (véase la Tabla 2.3).

La Figura 2.2.a muestra el perfil de viento medio para un valor de  $z_0=0,04$ ; mientras que en la Figura 2.2.b se representa el perfil de potencia media disponible en el viento. Nótese que el crecimiento de  $P_W$  es mucho mayor que el de  $\bar{W}$  debido a la relación cúbica que existe entre ambos (ecuación (2.1)).

**Tabla 2.3:** Valores típicos de longitud de rugosidad para distintos tipos de terreno.

Tipo de terreno	$z_0$ [m]
Mar calmo	$2 \cdot 10^{-4}$ a $3 \cdot 10^{-4}$
Estepa	$10^{-2}$ a $4 \cdot 10^{-2}$
Pastizal	$4 \cdot 10^{-2}$ a $10^{-1}$
Bosque	$10^{-1}$ a $1$



**Figura 2.2:** Perfil de (a) la velocidad media del viento y (b) la potencia disponible.

## 2.6 Turbulencia atmosférica

De acuerdo con las definiciones previas, la turbulencia  $w$  es la desviación de la velocidad del viento instantáneo respecto a su valor medio quasi-estacionario:

$$w(t) = W(t) - \bar{W} . \tag{2.3}$$

Esta desviación no puede ser descrita de una manera determinística, sino que queda caracterizada por sus propiedades estadísticas. A partir de observaciones experimentales se ha determinado que la densidad de probabilidades de la turbulencia tiene una distribución de Gauss (Hassan y Sykes, 1990).

A los efectos de obtener un modelo del comportamiento en frecuencia de la turbulencia, los siguientes espectros son usualmente empleados (Ekelund, 1997):

✓ Espectro de Von Karman: 
$$\Phi_w(f) = \frac{K_w}{[1 + (2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_w)^2]^{5/6}} ,$$

✓ Espectro de Kaimal:  $\Phi_w(f) = \frac{K_w}{[1 + (2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_w)]^{5/3}}$ ,

✓ Espectro racional:  $\Phi_w(f) = \frac{K_w}{1 + (2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_w)^2}$ .

Estos modelos tienen como parámetros las constantes  $t_w$  y  $K_w$ . La constante  $t_w$  determina el ancho de banda de la turbulencia, y depende de la altura según la siguiente ley (válida para el espectro racional):

$$t_w = 4,14 \cdot \frac{z}{\overline{W}(z)}. \quad (2.4)$$

Por otra parte,  $K_w$  está asociada a la potencia de la turbulencia, que es igual a la varianza  $\sigma_w^2$ :

$$\sigma_w^2 = 2 \cdot \pi \cdot \int_{-\infty}^{\infty} \Phi_w(f) df. \quad (2.5)$$

La varianza de la turbulencia es aproximadamente proporcional al cuadrado de la velocidad media del viento. Por ello, es habitual referirse a la intensidad de la turbulencia, definida como  $I_w = \sigma_w / \overline{W}$ . Para terrenos rugosos,  $I_w$  toma valores entre 0,15 y 0,2; mientras que para terrenos suaves  $I_w$  es aproximadamente 0,1. La desviación standard  $\sigma_w$ , además, crece con la altura, pero de una manera más lenta que la velocidad media del viento, que lo hace según la ecuación (2.2). En consecuencia, la intensidad de la turbulencia decrece con la altura según la ley (Hassan y Sykes, 1990):

$$I_w(z) \approx \frac{1}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}. \quad (2.6)$$

La turbulencia queda entonces completamente descripta por la constante  $t_w$  y la intensidad de la turbulencia  $I_w$ .

## 2.7 Resumen del capítulo

Se ha descripto someramente la manera en que se originan los vientos a causa de la radiación solar incidente y la rotación del planeta. Se han brindado estimaciones de los recursos energéticos mundiales asociados al viento, y de su explotación. Se ha descripto el comportamiento del viento, haciendo hincapié en la potencia disponible, en la variación del viento con la altura y en las características estadísticas de la turbulencia.

# 3

## Las turbinas eólicas

Se clasifican los distintos tipos de turbinas empleadas para la conversión de la energía eólica. Se deduce el límite teórico del rendimiento de conversión. Se describen las distintas fuerzas a las que son sometidas las turbinas eólicas. Se definen los coeficientes de conversión, en función de la relación entre las velocidades de la turbina y del viento. Se analizan las cargas aerodinámicas sobre las turbinas debidas a la incidencia de la torre sobre el flujo de aire, a la variación del viento con la altura, a la desalineación entre la turbina y la dirección del viento, y a la turbulencia.

### 3.1 Tipos de turbinas eólicas

Las turbinas eólicas son dispositivos que, mediante su rotación, convierten la energía cinética del viento en energía mecánica. Suelen clasificarse según el tipo de fuerza aerodinámica que provoca el giro del rotor. El origen de estas fuerzas se estudiará en §3.2.3. Así, hay turbinas que son impulsadas por la fuerza de arrastre aerodinámico y otras por la fuerza de sustentación aerodinámica. Las primeras se caracterizan por su operación con elevado par aerodinámico y baja velocidad. Esto es, la velocidad tangencial de las palas es menor a la velocidad del viento. Por otro lado, las turbinas de alta velocidad están impulsadas por la fuerza de sustentación aerodinámica, y tienen el mismo principio de funcionamiento que los perfiles alares de los aviones. Las turbinas generadoras de electricidad modernas son de este último tipo, principalmente debido a su mayor eficiencia (Walker y Jenkins, 1997).

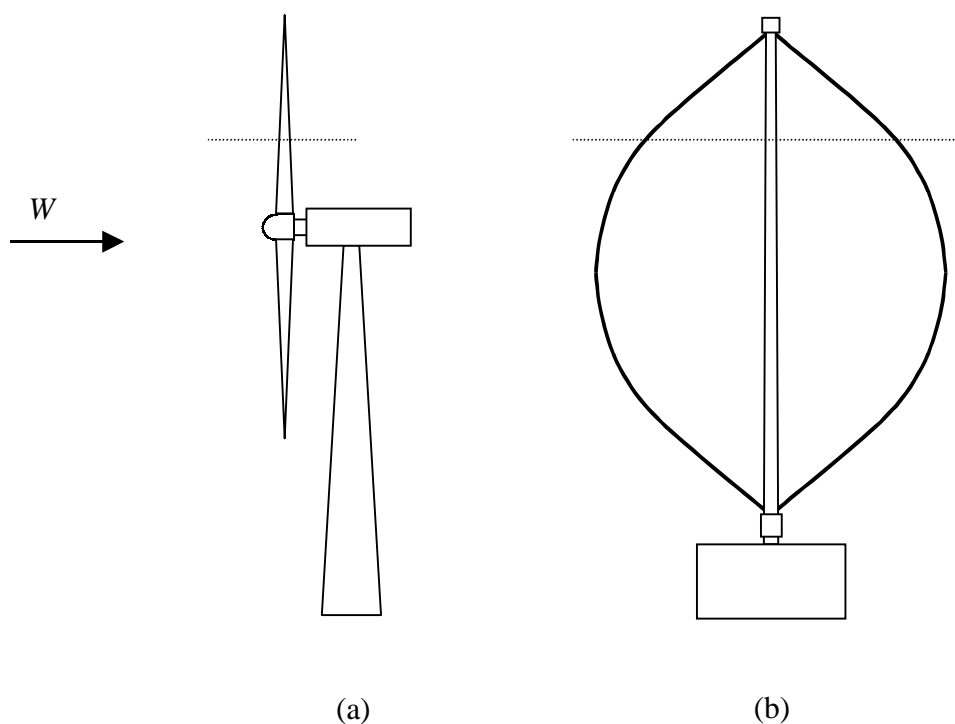
Las turbinas suelen ser clasificadas también de acuerdo a la disposición de su eje de rotación. Las más comunes son las turbinas de eje horizontal (Figura 3.1.a), que constan de una, dos o tres palas. Tienen la ventaja de que las palas están situadas a elevada altura, con lo cual la velocidad media del viento es mayor, y la intensidad de turbulencia es menor, que a nivel del terreno. Las turbinas de eje horizontal pueden



clasificarse a su vez según la disposición del rotor, que puede estar ubicado por delante o por detrás de la torre (Gipe, 1995; Clarke, 1991).

También existen turbinas de eje vertical (Figura 3.1.b). Éstas tienen la ventaja de que no requieren mecanismos de orientación. Además, el generador y la caja de engranajes se encuentran a nivel del terreno, facilitando el montaje y mantenimiento. Sin embargo, tienen una seria desventaja: el par aerodinámico varía fuertemente con la posición de las palas, aún con viento constante. Ésta es una importante causa de fatiga de las palas y del sistema de generación, y de serios problemas de calidad de la potencia suministrada (Sharpe, 1990; Gipe, 1995; Dessaint *et al.*, 1986).

La Tabla 3.1 resume las principales características de las turbinas utilizadas en la actualidad.



**Figura 3.1:** Turbinas de eje (a) horizontal y (b) vertical.

**Tabla 3.1:** Características de las turbinas eólicas más comunes.

Tipo	Eje	Fuerza	Uso	Velocidad	Eficiencia	Par
bi- y tripala	Horizontal	Sustentación	Electricidad	Alta	0,42	Bajo
Darrieus, H	Vertical	Sustentación	Electricidad	Alta	0,40	Bajo
Multipala	Horizontal	Arrastre	Electricidad y bombeo	Baja	0,30	Alto
Savonius	Vertical	Arrastre	Bombeo	Baja	0,15	Alto

## 3.2 Aerodinámica de las turbinas eólicas

### 3.2.1 Nociones básicas de aerodinámica

La aerodinámica describe las fuerzas desarrolladas por los flujos de aire. Si se consideran flujos estacionarios, toda partícula que llegue a un punto cualquiera  $P$  en el espacio lo hará con la misma velocidad y dirección. Por lo tanto, la trayectoria seguida por una partícula que pase por el punto  $P$ , será seguida por cualquier otra partícula que alcance dicho punto. Dicha trayectoria se llama línea de corriente, y tiene la propiedad de que el flujo de aire es tangente a ella en todo punto.

Toda región en el espacio limitada por líneas de corriente es llamada tubo de flujo. De las definiciones anteriores, el flujo de aire a través de las paredes del tubo de flujo es nulo.

El flujo de aire  $\dot{m}$  que atraviesa la sección transversal  $A$  de un tubo de flujo está dado por:

$$\dot{m} = \rho_w \cdot A \cdot W. \quad (3.1)$$

La relación entre flujos de aire a lo largo de un tubo de flujo es establecida por la ley de continuidad:

$$\frac{d}{dx}(\rho_w \cdot A \cdot W) = 0, \quad (3.2)$$

donde  $x$  es la coordenada en la dirección del flujo. La ley de continuidad resulta del hecho que no existen fuentes ni sumideros de flujo. El aire, a velocidades subsónicas, puede considerarse incompresible, con lo cual  $\rho_w$  es constante. Debido a ello, la ecuación de continuidad se simplifica y establece que la velocidad del aire y la sección del tubo de flujo son inversamente proporcionales.

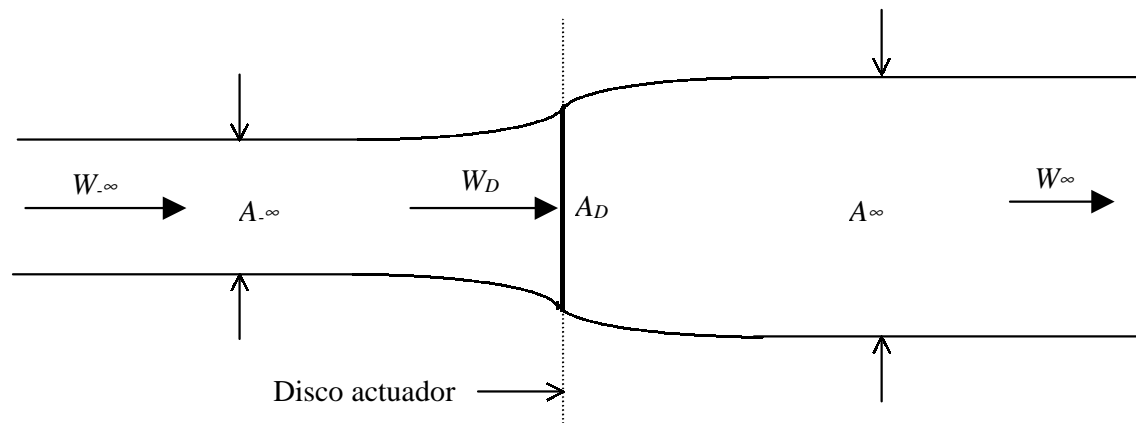
La ecuación de Bernoulli es otra relación fundamental de la dinámica de los fluidos, que se deriva del teorema de la conservación de la energía. Establece que a lo largo de un tubo de flujo se satisface:

$$\frac{d}{dx} \left( p + \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot W^2 + \rho_w \cdot g \cdot z \right) = 0, \quad (3.3)$$

donde  $p$  es la presión,  $g$  es la aceleración de la gravedad, y  $z$  es la altura.

### 3.2.2 Potencia disponible

El dispositivo general que permite extraer energía del viento se llama disco actuador, y se ubica dentro de un tubo de flujo (Figura 3.1). En esta sección se determina la extracción de energía cinética del viento, pero no se especifica en qué otro tipo de energía se convierte (Sharpe, 1990; Walker y Jenkins, 1997).



**Figura 3.2:** Disco actuador en un tubo de flujo.

A los efectos de satisfacer la ecuación de continuidad, el tubo de flujo por el cual se desplaza el aire no es de sección constante. En efecto, debido a que el disco actuador le extrae energía cinética al flujo de aire, la velocidad disminuye, con lo cual el área del tubo de flujo necesariamente aumenta, de acuerdo a:

$$\rho_w \cdot A_{-\infty} \cdot W_{-\infty} = \rho_w \cdot A_D \cdot W_D = \rho_w \cdot A_{\infty} \cdot W_{\infty}. \quad (3.4)$$

La cantidad de movimiento entregada por una masa  $m$  de aire al disco actuador es:

$$M = m \cdot (W_{-\infty} - W_{\infty}). \quad (3.5)$$

Luego, la fuerza ejercida por el flujo de aire sobre el disco actuador está dada por la segunda ley de Newton:

$$F = \frac{dM}{dt} = \dot{m} \cdot (W_{-\infty} - W_{\infty}) = \rho_w \cdot A_D \cdot W_D \cdot (W_{-\infty} - W_{\infty}). \quad (3.6)$$

Por otra parte, la energía cinética total que pierde la masa de aire está dada por:

$$E_C = \frac{1}{2} \cdot m \cdot (W_{-\infty}^2 - W_{\infty}^2). \quad (3.7)$$

Luego, la potencia entregada al disco actuador es:

$$P_D = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A_D \cdot W_D \cdot (W_{-\infty}^2 - W_{\infty}^2). \quad (3.8)$$

A partir de que el cambio de energía cinética es igual al trabajo desarrollado, se obtiene de (3.6) y (3.8) la siguiente expresión para la potencia extraída por el disco actuador:

$$P_D = F \cdot W_D = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A_D \cdot W_{-\infty}^3 \cdot 4 \cdot a \cdot (1 - a)^2, \quad (3.9)$$

donde  $a = 1 - W_D / W_{-\infty}$  es llamado factor de flujo.

A partir de (3.9) se define el coeficiente de potencia  $C_{PD}$  del disco actuador:

$$C_{PD} = \frac{P_D}{P_W} = 4 \cdot a \cdot (1 - a)^2, \quad (3.10)$$

donde  $P_W = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A_D \cdot W_{-\infty}^3$  es la potencia del viento que atraviesa el área del disco actuador en su ausencia.

A partir de (3.10), se deduce inmediatamente que  $C_{PD}$  es máximo para un valor del factor de flujo  $a = 2/3$ , y resulta  $C_{PDmax} = 16/27 = 0,593$ . Esta cota en el rendimiento del disco actuador es conocida como límite de Betz.

Si bien este límite ha sido determinado para una turbina de eje horizontal, es válido para todo tipo de turbinas eólicas (Walker y Jenkins, 1997). Debido a las pérdidas en la conversión, las turbinas reales tienen coeficientes de potencia cuyos valores máximos alcanzan a 0,42.

### 3.2.3 Fuerza y par en turbinas eólicas

#### A Fuerzas sobre un alerón

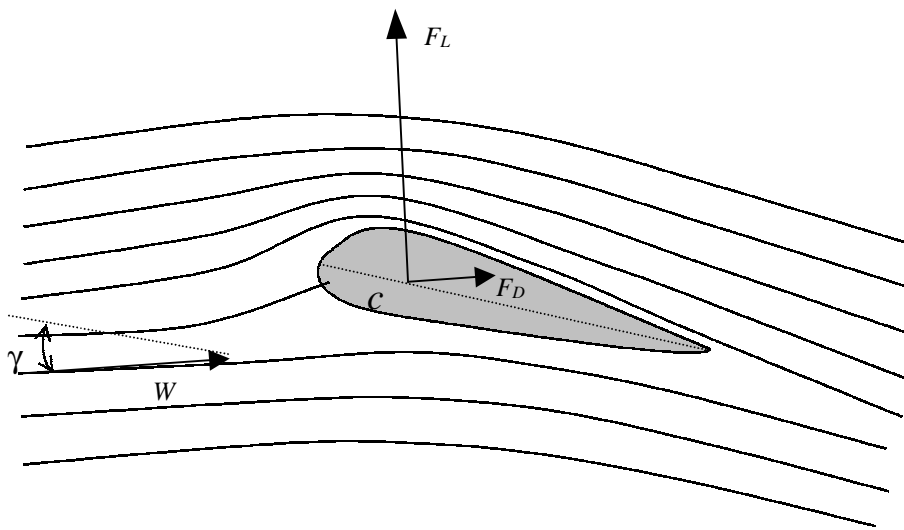
##### *Fuerza de sustentación*

La Figura 3.3 muestra las líneas de corriente de flujo en torno al perfil de un alerón. El ángulo de ataque del alerón  $\gamma$  produce una desviación del flujo de aire hacia abajo. Por encima del alerón, las líneas de corriente se concentran, mientras que por debajo se separan. Por la ley de continuidad (ecuación (3.2)), la velocidad aumenta por encima del alerón y disminuye por debajo. Luego, por el principio de Bernoulli (ecuación (3.3)), se produce una diferencia de presión entre ambas caras del alerón, dando lugar a una fuerza ascendente llamada fuerza de sustentación  $F_L$ . Este análisis es, por supuesto, consistente con la tercera ley de Newton. En efecto, el alerón ejerce una

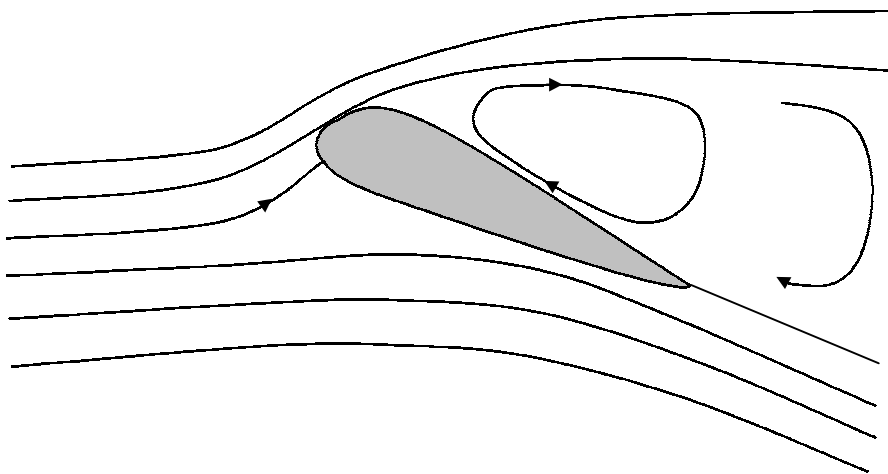
fuerza sobre el aire para cambiar la dirección del flujo, y la reacción a esta fuerza es la fuerza ascendente o de sustentación ejercida por el aire sobre el alerón.

### *Fuerza de arrastre*

Todo cuerpo sumergido en un fluido viscoso es sometido a una fuerza en la dirección del flujo llamada fuerza de arrastre  $F_D$ . El alerón es diseñado de manera de evitar turbulencias en el flujo de aire, y así minimizar la fuerza  $F_D$ . Sin embargo, cuando el ángulo de ataque supera cierto valor, el flujo deja de ser laminar, es decir, las líneas de corriente se separan de la cara superior del alerón (véase la Figura 3.4). Cuando el alerón trabaja en estas condiciones, la fuerza de arrastre aumenta considerablemente, y se dice que el alerón entra en pérdida.



**Figura 3.3:** Líneas de corriente en torno a un alerón, fuerza de sustentación  $F_L$  y fuerza de arrastre  $F_D$ .



**Figura 3.4:** Alerón en pérdida.

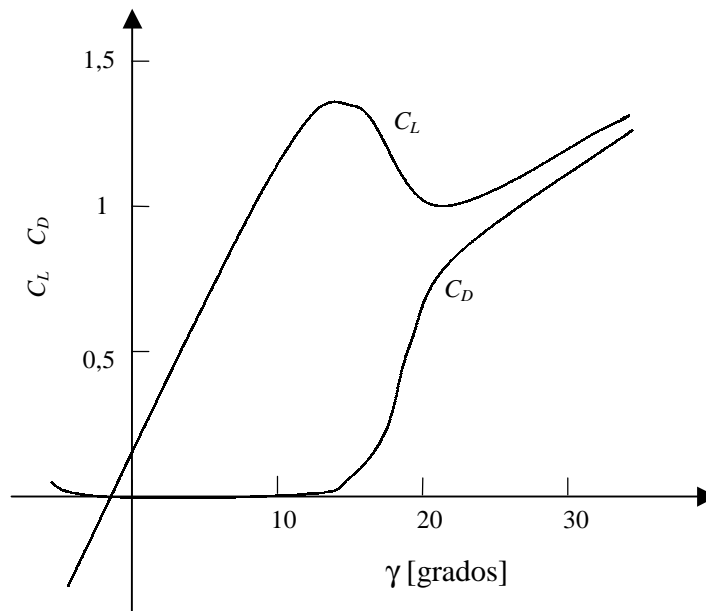
***Coefficientes de sustentación y arrastre***

Las fuerzas de sustentación y de arrastre (por unidad de longitud del alerón) suelen expresarse en función de dos coeficientes  $C_L$  y  $C_D$ :

$$F_L = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot c \cdot W^2 \cdot C_L ,$$

$$F_D = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot c \cdot W^2 \cdot C_D ,$$
(3.11)

donde  $c$  es la cuerda del alerón. Los coeficientes de sustentación  $C_L$  y arrastre  $C_D$  se expresan en función del ángulo de ataque  $\gamma$ . La Figura 3.5 muestra coeficientes típicos de las palas de turbinas eólicas. Véase que el coeficiente  $C_L$  crece aproximadamente de manera lineal con el ángulo de ataque, mientras que  $C_D$  se mantiene en un bajo valor. Para ángulos de ataque mayores a  $13^\circ$ ,  $C_L$  disminuye mientras que  $C_D$  crece rápidamente, es decir, las palas entran en pérdida (Sharpe, 1990; Ekelund, 1997; Hansen y Butterfield, 1993).



**Figura 3.5:** Coeficientes de sustentación y arrastre de un alerón.

**B Fuerzas en turbinas de eje horizontal**

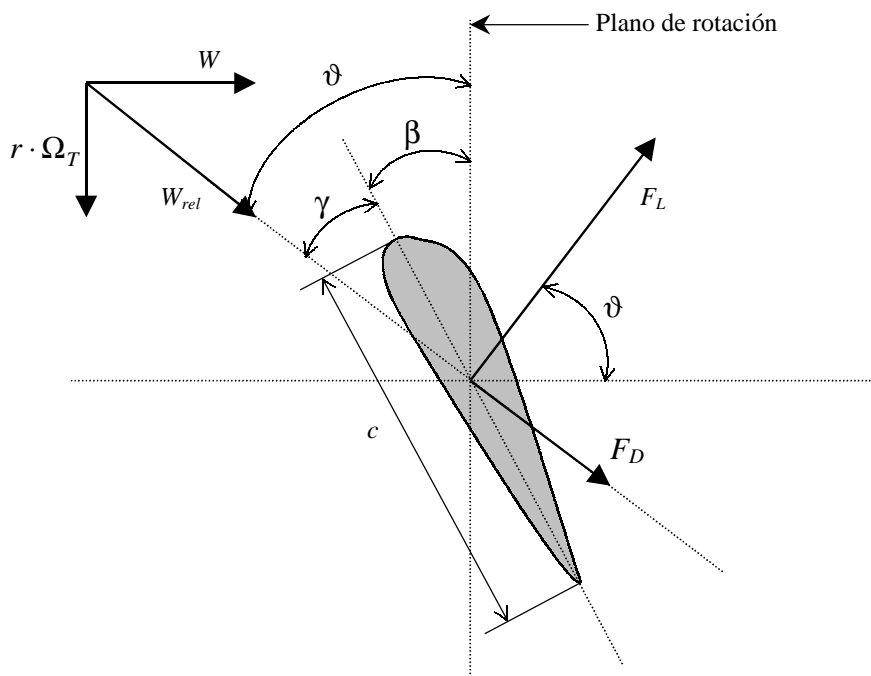
Las palas de las turbinas eólicas de eje horizontal modernas tienen una sección con forma de alerón. Las fuerzas de sustentación y arrastre sobre las palas pueden descomponerse en una fuerza en el plano de rotación y una fuerza resistente axial. La primera es la responsable del par de rotación, mientras que la última debe ser soportada mecánicamente por las palas y la estructura.

### Teoría del elemento de pala

La fuerza axial  $F_T$  y el par  $T_T$  desarrollados sobre la turbina se obtienen a partir de la fuerza  $\delta F$  y el par  $\delta T$  sobre un elemento de pala de longitud  $dr$  situado a una distancia  $r$  del eje de rotación (Sharpe, 1990).

La Figura 3.6 muestra las fuerzas sobre el elemento de pala que gira en un plano transversal a la página con una velocidad de rotación  $\Omega_T$  (el elemento de pala es visto desde la punta de la pala). La velocidad tangencial del elemento de pala es, entonces,  $W_t = r \cdot \Omega_T$  y es perpendicular al viento  $W$ . Como resultado, la velocidad relativa del viento  $W_{rel}$  forma un ángulo  $\vartheta$  con el plano de rotación:

$$W_{rel} = \sqrt{W^2 + (r \cdot \Omega_T)^2}, \quad \vartheta = \arctg \frac{W}{r \cdot \Omega_T}. \quad (3.12)$$



**Figura 3.6:** Fuerzas sobre un elemento de pala de una turbina de eje horizontal.

El elemento de pala está inclinado un ángulo  $\beta$ , llamado ángulo de torsión, respecto al plano de rotación. Por lo tanto, el ángulo de ataque es  $\gamma = \vartheta - \beta$ . Luego, a partir de (3.11), la fuerza resistente axial  $\delta F$  y el par  $\delta T$  desarrollados sobre el elemento de pala son (Sharpe, 1990):

$$\begin{aligned} \delta F &= \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot c \cdot W_{rel}^2 \cdot (C_L(\gamma) \cdot \cos \vartheta + C_D(\gamma) \cdot \sen \vartheta), \\ \delta T &= \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot c \cdot r \cdot W_{rel}^2 \cdot (C_L(\gamma) \cdot \sen \vartheta - C_D(\gamma) \cdot \cos \vartheta). \end{aligned} \quad (3.13)$$

Naturalmente,  $W_{rel}$  y  $\vartheta$  varían con la posición  $r$  del elemento de pala. Luego, para mantener un ángulo de ataque constante a lo largo de toda la pala, es necesario que el ángulo de torsión  $\beta$  varíe en función de  $r$ . Normalmente, las palas se construyen alabeadas para tal fin.

### ***Fuerza y par sobre la turbina***

La fuerza  $F_T$  y el par  $T_T$  de la turbina se obtienen luego de integrar  $\delta F$  y  $\delta T$  a lo largo de las  $NB$  palas de la turbina:

$$F_T = \sum_{k=1}^{NB} \int_0^R \delta F_k(r) \cdot dr, \quad (3.14)$$

$$T_T = \sum_{k=1}^{NB} \int_0^R \delta T_k(r) \cdot dr,$$

donde  $R$  es la longitud de las palas.

Para obtener expresiones más exactas de  $F_T$  y  $T_T$ , los factores de flujo axial  $a$  y tangencial  $a'$  deberían ser considerados. Estos factores toman en cuenta los cambios en la magnitud y dirección del viento  $W$  ocasionados por la turbina. El factor  $a$  ha sido introducido en §3.2.2, mientras que el factor  $a'$  está asociado al cambio de dirección del viento causado por la pala (véase la Figura 3.3). Las expresiones resultantes son mucho más complicadas que las obtenidas en esta sección, y su deducción puede encontrarse en Sharpe (1990).

## **C Fuerzas en turbinas de eje vertical**

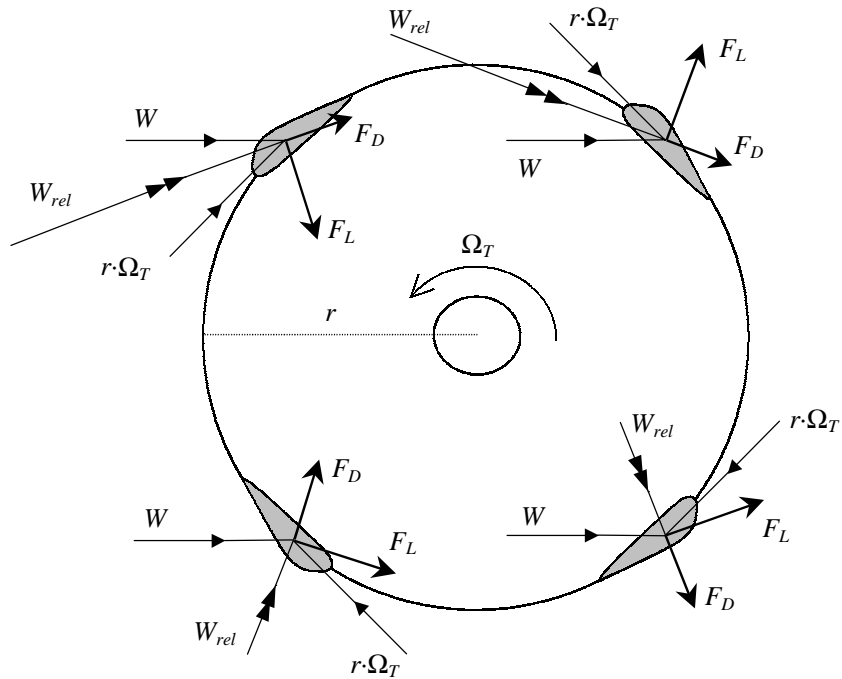
### ***Teoría del elemento de pala***

La Figura 3.7 muestra las fuerzas sobre un elemento de pala de una turbina de eje vertical en cada cuadrante de la revolución. Puede verse que en todos ellos se produce una fuerza de sustentación  $F_L$  con una componente en la dirección de rotación. Sin embargo, el par producido varía con la posición de la pala. Esto significa que, como el número de palas  $NB$  es bajo, el par sobre el eje varía considerablemente durante cada revolución, aún con viento constante y uniformemente distribuido (Sharpe, 1990; Dessaint *et al.*, 1986).

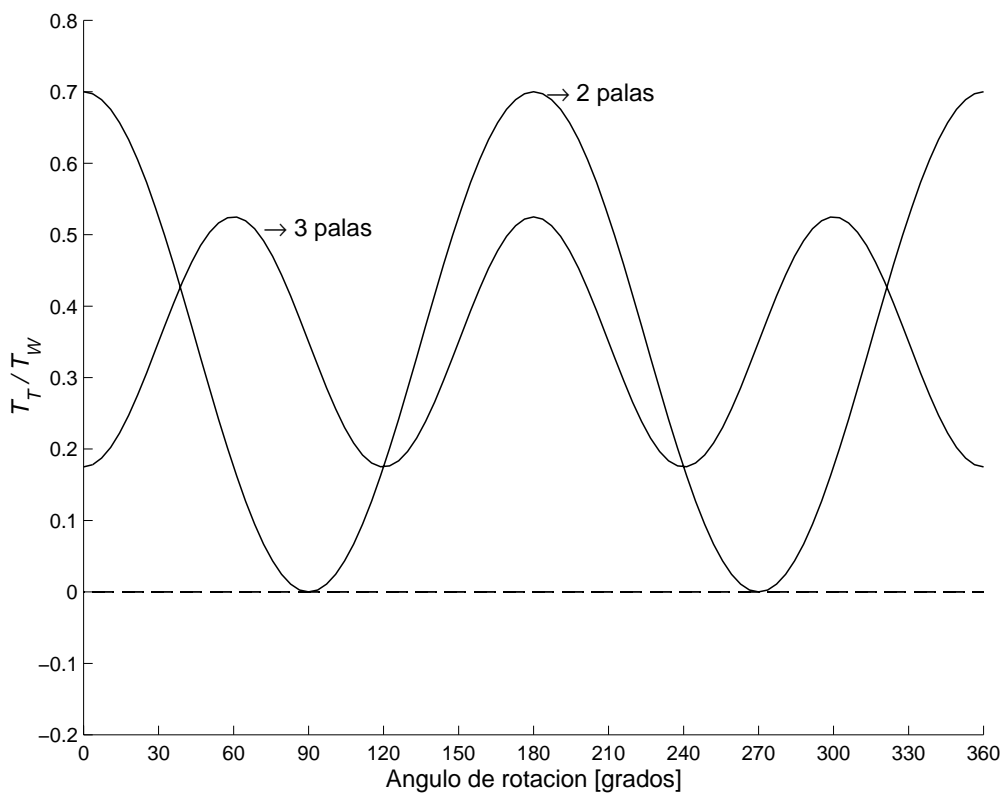
### ***Par sobre la turbina***

La Figura 3.8 muestra cómo varía el par sobre el eje según la posición angular para turbinas del tipo H-Darrieus de dos y tres palas (Sharpe, 1990). En el eje de ordenadas se representa el par normalizado  $T/T_W$ , donde  $T_W = P_W / \Omega_T$ . La potencia  $P_W$  fue definida en §2.4.





**Figura 3.7:** Fuerzas sobre un elemento de pala de una turbina de eje vertical en los distintos cuadrantes.



**Figura 3.8:** Par sobre una turbina de eje vertical en función de su posición angular.

### 3.2.4 Coeficientes de par y potencia

La velocidad relativa del viento con respecto a las palas de la turbina,  $W_{rel}$ , puede expresarse en función de la relación de velocidades en punta de pala  $\lambda$ :

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega_T}{W}. \quad (3.15)$$

Efectivamente,

$$W_{rel}^2(r) = W^2 + (r \cdot \Omega_T)^2 = W^2 \cdot \left[ 1 + \left( \frac{r}{R} \cdot \lambda \right)^2 \right], \quad (3.16)$$

$$\vartheta(r) = \arctg \frac{R}{r} \cdot \lambda.$$

Luego, a partir de las curvas de  $C_L(\gamma)$  y  $C_D(\gamma)$  y de la ecuación (3.14), el par de la turbina  $T_T$  y la potencia mecánica en el eje  $P_T = T_T \cdot \Omega_T$  pueden expresarse como (Sharpe, 1990):

$$T_T = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A \cdot R \cdot C_T(\lambda) \cdot W^2, \quad (3.17)$$

$$P_T = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A \cdot C_P(\lambda) \cdot W^3.$$

$C_T$  y  $C_P$  son los coeficientes de par y potencia que quedan expresados como función de una única variable  $\lambda$ , y están relacionados entre sí por:

$$C_T(\lambda) = \frac{C_P(\lambda)}{\lambda}. \quad (3.18)$$

Las ecuaciones (3.17) son válidas tanto para turbinas de eje horizontal como de eje vertical. Sin embargo, debido a que para estas últimas  $T_T$  y  $P_T$  no son constantes sino que son oscilatorias con el período dado por una revolución de la turbina,  $C_T(\lambda)$  y  $C_P(\lambda)$  están asociadas al valor medio de  $T_T$  y  $P_T$  (Fortunato *et al.*, 1995; Paraschivoiu, 1987).

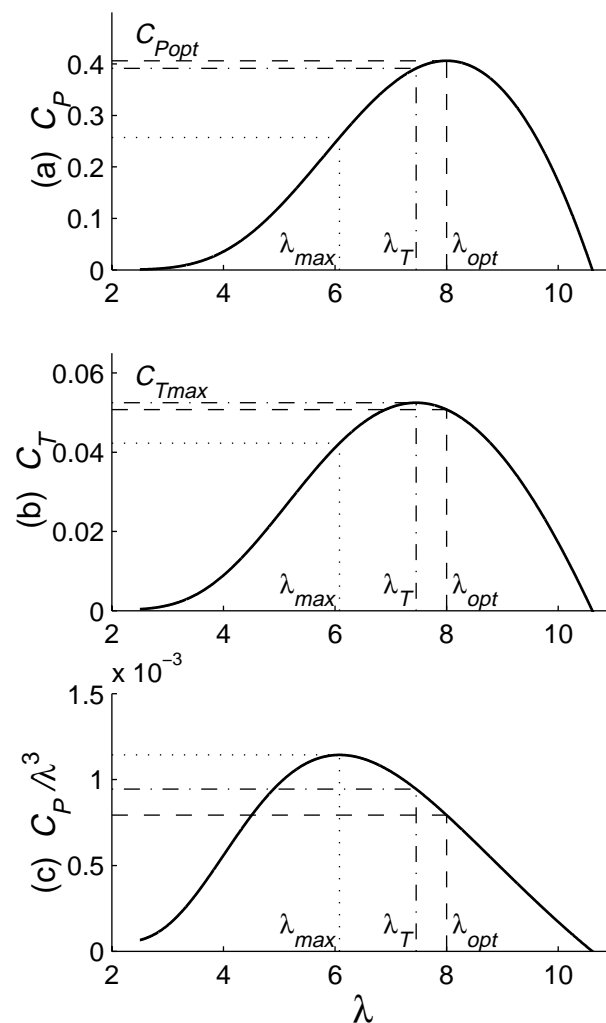
La Figura 3.9.a y la Figura 3.9.b muestran los coeficientes  $C_P$  y  $C_T$  para una turbina típica. La curva de  $C_P$  tiene un valor máximo  $C_{Popt}$  para un único valor de  $\lambda$ , llamado  $\lambda_{opt}$ . Este valor máximo de eficiencia está acotado por el límite de Betz, determinado en §3.2.2. Las turbinas de eje horizontal modernas alcanzan un valor máximo  $C_{Popt}$  de 0,42 mientras que las turbinas de eje vertical tienen un rendimiento levemente inferior. El coeficiente de par tiene también un valor máximo  $C_{Tmax}$  para un único valor de  $\lambda = \lambda_T$ . Este valor  $\lambda_T$  es siempre menor al  $\lambda_{opt}$ .

En la Figura 3.9.c se muestra la curva  $C_P(\lambda)/\lambda^3$  en función de  $\lambda$  que será útil para interpretar la sección §3.2.5. Puede verse que  $C_P(\lambda)/\lambda^3$  tiene un máximo para un único valor  $\lambda = \lambda_{max}$ , que resulta siempre menor a  $\lambda_{opt}$  y  $\lambda_T$ .

Según el valor de  $\lambda$ , la región de operación de la turbina puede dividirse en dos: la región de operación normal y la región de pérdidas. En la región de operación normal, se verifica que  $\lambda > \lambda_{opt}$ , y como el ángulo de ataque sobre las palas es pequeño, la fuerza predominante sobre las palas es la de sustentación. Por el contrario, en la región de pérdidas, donde  $\lambda < \lambda_{opt}$ , la fuerza de arrastre aerodinámico cobra importancia.

Un modo particular de operación dentro de la región de pérdidas es llamado operación en pérdida de la turbina. Ocurre para valores de  $\lambda < \lambda_{max} < \lambda_{opt}$ . Debido a la elevada magnitud que alcanza la fuerza de arrastre aerodinámico, la potencia capturada disminuye con el aumento de la velocidad del viento (y, consecuentemente, del ángulo  $\gamma$ ).

**Observación:** No debe confundirse la región de pérdidas definida como la región en que disminuye el coeficiente de potencia en la medida que decrece  $\lambda$ , con la operación en pérdida de la turbina, que se caracteriza por la disminución de la potencia capturada con el aumento de la velocidad del viento.



**Figura 3.9:** Coeficientes: (a) de potencia  $C_P$ , (b) de par  $C_T$  y (c)  $C_P/\lambda^3$ .

### 3.2.5 Curvas de potencia

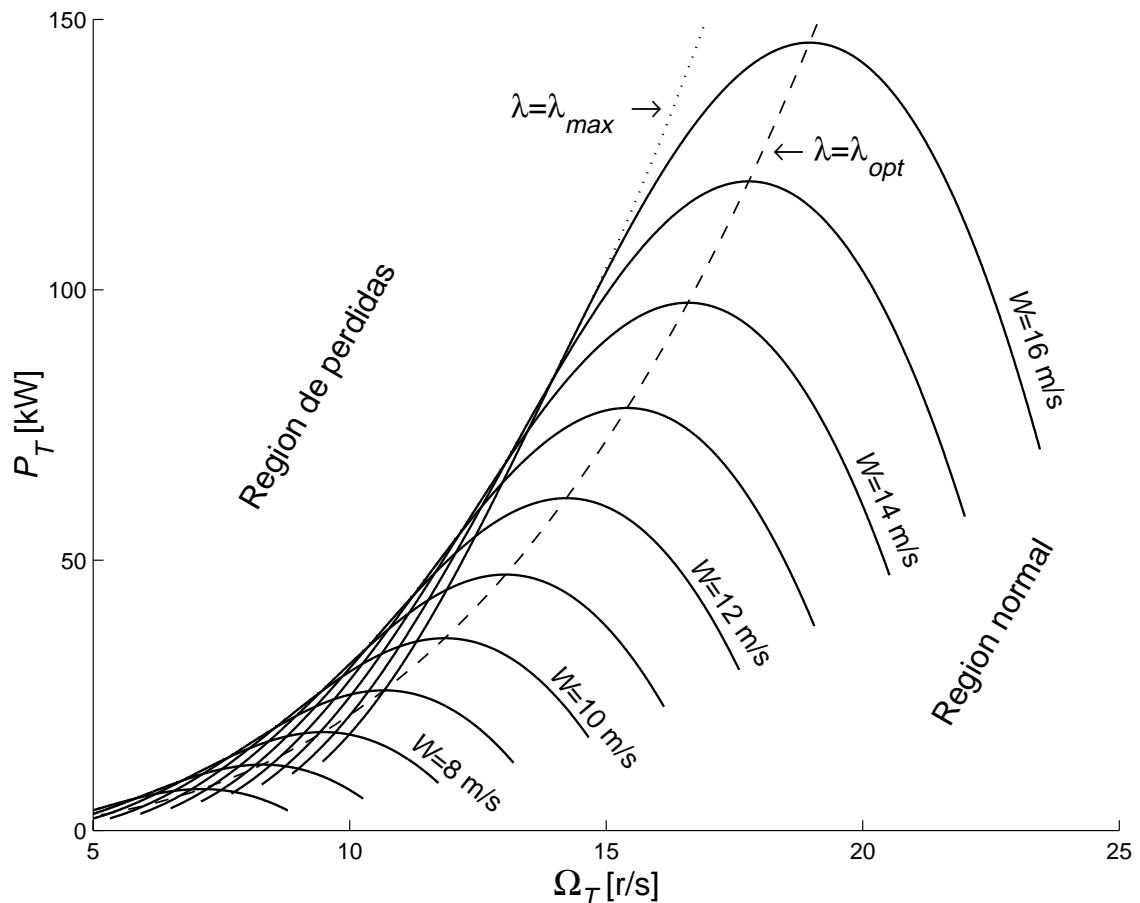
La existencia de un único  $\lambda_{opt}$  significa que para cada velocidad del viento  $W$  existe una única velocidad de rotación:

$$\Omega_{opt} = \lambda_{opt} \cdot W / R \quad (3.19)$$

para la cual la potencia mecánica es máxima y está dada por:

$$P_{opt}(W) = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A \cdot C_{Popt} \cdot W^3 = C_{Popt} \cdot P_W(W). \quad (3.20)$$

La Figura 3.10 muestra las curvas de potencia versus velocidad de rotación de la turbina con el viento como parámetro.



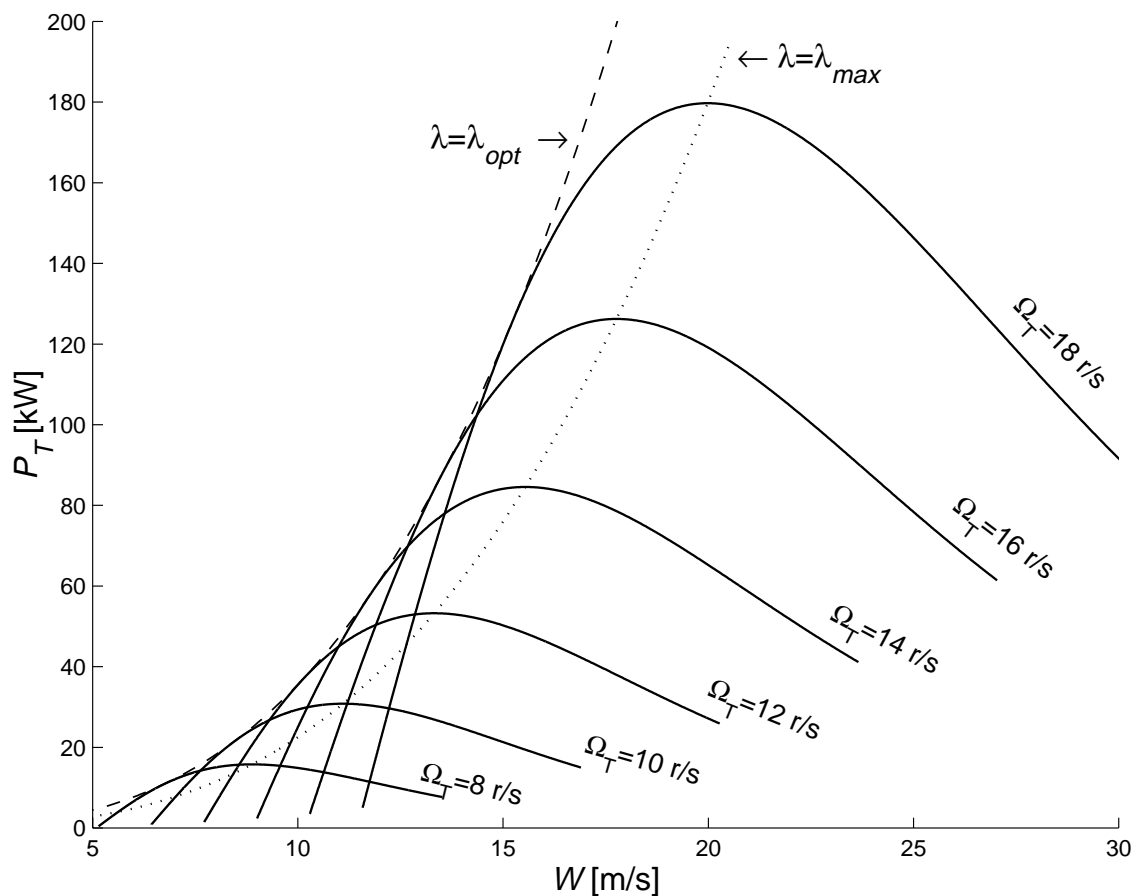
**Figura 3.10:** Curvas de potencia vs. velocidad de rotación de la turbina con la velocidad del viento como parámetro.

El máximo de potencia para cada curva está dado por (3.20). El lugar geométrico de todos los máximos es una parábola cúbica cuya expresión se obtiene de despejar  $W$  en la ecuación (3.19) y reemplazarlo en (3.20):

$$P_{opt}(\Omega_T) = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A \cdot R^3 \cdot \frac{C_{Popt}}{\lambda_{opt}^3} \cdot \Omega_T^3. \quad (3.21)$$

Esta curva (identificada en la Figura 3.10 con trazo discontinuo y la inscripción  $\lambda=\lambda_{opt}$ ) separa las dos regiones de operación de la turbina en el plano  $P_T-\Omega_T$ . Para velocidades de rotación mayores a la óptima, la turbina opera en la región normal; mientras que para velocidades de rotación menores a la óptima, la turbina opera en la región de pérdidas.

La Figura 3.11 muestra las curvas de potencia versus velocidad del viento para distintos valores de velocidad de rotación. Naturalmente, la potencia óptima para cada velocidad del viento está dada por (3.20). Luego, la parábola cúbica descrita por dicha ecuación es tangente a todas las curvas  $P_T-W$ .



**Figura 3.11:** Curvas de potencia vs. velocidad del viento con la velocidad de rotación de la turbina como parámetro.

Dada una curva  $P_T-W$ , con  $\Omega_T=\Omega_1$  constante, la turbina opera en la región normal para valores de viento menores a  $W = R \cdot \Omega_1 / \lambda_{opt}$ , correspondiente al punto de tangencia con  $P_{opt}(W)$ . Obviamente, en esta región,  $P_T$  crece a medida que el viento aumenta debido a que tanto  $P_W$  como  $C_P$  crecen. Cuando el viento supera la velocidad  $W = R \cdot \Omega_1 / \lambda_{opt}$ , la turbina entra en la región de pérdidas. Sin embargo, la potencia

sigue creciendo pues el decrecimiento de  $C_P$  no alcanza a contrarrestar el aumento de la potencia del viento que es proporcional a  $W^3$ , hasta que para un dado valor de viento, dichos efectos se cancelan y la curva  $P_T-W$  alcanza un máximo.

A este máximo de potencia para cada velocidad de rotación le corresponde un único valor de  $\lambda$  denominado  $\lambda_{max}$ . Este  $\lambda_{max}$  es el valor de  $\lambda$  para el cual  $C_P(\lambda)/\lambda^3$  es máximo, y está ubicado en la región de operación en pérdida de la turbina (véase la Figura 3.9.c). Si el viento crece por encima de  $W = R \cdot \Omega_1 / \lambda_{max}$  la potencia descende debido a que el efecto de pérdidas de las palas es superior al incremento de potencia disponible en el viento. Por ello, el punto de operación de la turbina con  $\lambda = \lambda_{max}$  es llamado punto de entrada en pérdida de la turbina. Esta propiedad suele ser aprovechada para limitar la potencia de las turbinas cuando la velocidad del viento excede cierto valor. El lugar geométrico de todos los puntos máximos de las curvas  $P_T-W$  es una parábola cúbica descrita por

$$P_{max}(W) = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A \cdot C_P(\lambda_{max}) \cdot W^3. \quad (3.22)$$

En el plano  $P_T-\Omega_T$ , los puntos de operación correspondientes a  $\lambda = \lambda_{max}$  satisfacen la ecuación

$$P_{max}(\Omega_T) = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A \cdot R^3 \cdot C_P(\lambda_{max}) / \lambda_{max}^3 \cdot \Omega_T^3, \quad (3.23)$$

que representa una parábola cúbica tangente a todas las curvas  $P_T-\Omega_T$  (Figura 3.10).

### 3.2.6 Cargas aerodinámicas sobre las turbinas

En esta sección se describen los distintos tipos de fuerzas perturbadoras a las cuales son sometidas las turbinas eólicas. Estas fuerzas pueden ser de carácter transitorio, constante, periódico o estocástico. En particular, se consideran turbinas de eje horizontal. Sin embargo, algunas de estas fuerzas actúan también sobre las turbinas de eje vertical, y se suman a las fuerzas fluctuantes mencionadas en §3.2.3C.

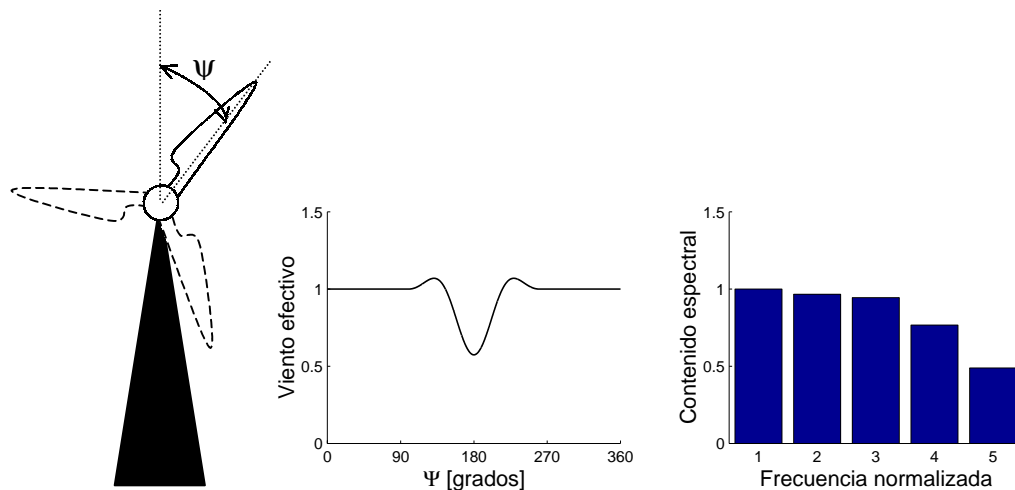
El mecanismo aerodinámico por el cual se convierte la energía cinética del viento en energía mecánica fue descrito en §3.2.2 y §3.2.3. El par aerodinámico y, en consecuencia, la potencia útil son producidos por una fuerza en el plano de rotación. Sin embargo, esta fuerza está ligada a la existencia de una fuerza resistente  $F_T$  en la dirección del eje. De todas maneras, ambas fuerzas son estacionarias cuando la turbina está sometida a un viento estacionario, y no producen problemas serios desde el punto de vista de diseño de la turbina.

Sin embargo, por el mismo mecanismo aerodinámico, surgen cargas fluctuantes debidas a perturbaciones en la velocidad del viento. Estas cargas deben ser tenidas en cuenta en el diseño de las turbinas y son, además, perjudiciales para su desempeño.

## A Sombra de la torre

Las turbinas eólicas tienen una estructura o torre que soporta las palas. Esta torre presenta, naturalmente, resistencia al viento perturbando el flujo de aire tanto por delante como por detrás de sí (Garrad, 1990; Paraschivoiu, 1987).

Cuando una pala de la turbina está en una posición angular alejada de la torre, la velocidad del viento no es alterada por la presencia de la misma. Sin embargo, al aproximarse a la torre, el viento sobre la pala aumenta levemente y luego se reduce bruscamente. La Figura 3.12 muestra la variación aproximada de la velocidad del viento en la dirección del eje con respecto a la posición angular de las palas, así como su contenido espectral. La naturaleza periódica pero impulsiva del viento resultante produce una significativa cantidad de energía a frecuencias armónicas de la velocidad de rotación.



**Figura 3.12:** Perturbación ocasionada por la sombra de la torre sobre cada pala. Viento efectivo en función de la posición de la pala, y contenido espectral.

El efecto de sombra de la torre es especialmente severo en turbinas de eje horizontal con el rotor detrás de la torre, pues la velocidad del viento experimentada por las palas puede incluso anularse detrás de la estructura.

## B Variación del viento con la altura

La variación de la velocidad del viento medio con la altura en las capas inferiores de la atmósfera fue analizada en §2.5. A medida que el rotor gira, las palas perciben al perfil de viento como una velocidad de viento variable con un período dado por la velocidad de rotación (Garrad, 1990; Ekelund, 1997; Wasynczuk *et al.*, 1981).

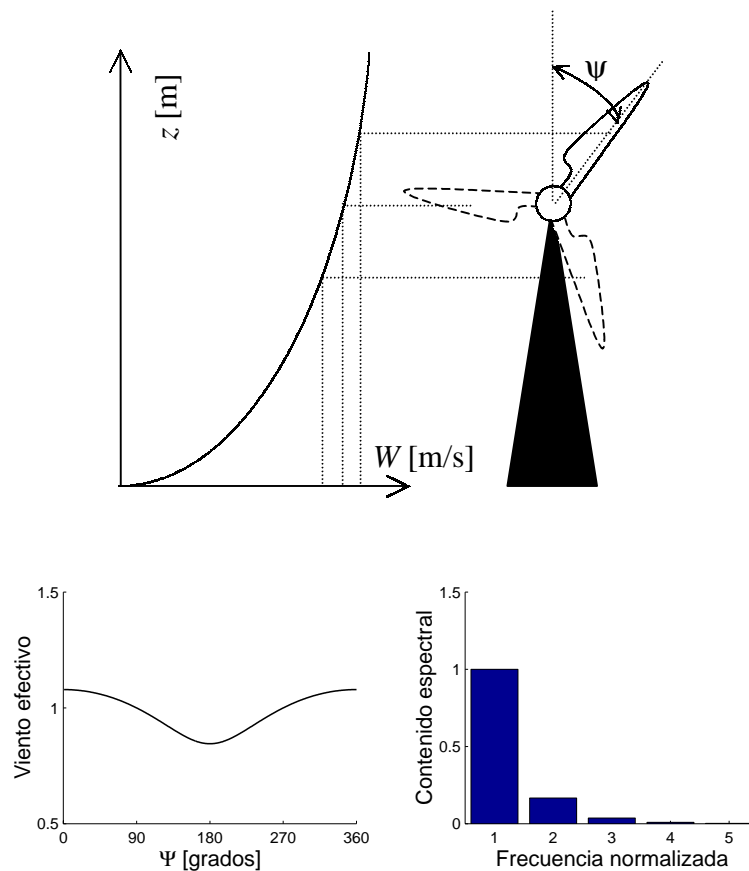
La altura respecto al suelo de un punto de la pala situado a una distancia  $r$  del eje de rotación es:

$$z = H + r \cdot \cos \psi, \quad (3.24)$$

donde  $H$  es la altura de la torre y  $\psi$  es el ángulo entre la pala y la vertical. Luego, el viento experimentado por dicho punto depende de  $\psi$  y está dado por:

$$\bar{W}(\psi) = \frac{\bar{W}(H)}{\ln(H/z_0)} \cdot \ln\left(\frac{H + r \cdot \cos \psi}{z_0}\right). \quad (3.25)$$

Si el perfil de viento fuese lineal, la fluctuación sería una senoide perfecta. Sin embargo, debido a que el perfil es logarítmico, aparecen algunos armónicos de bajo orden (Figura 3.13).



**Figura 3.13:** Perturbación ocasionada por la variación del viento con la altura sobre cada pala. Viento efectivo en función de la posición de la pala, y contenido espectral.

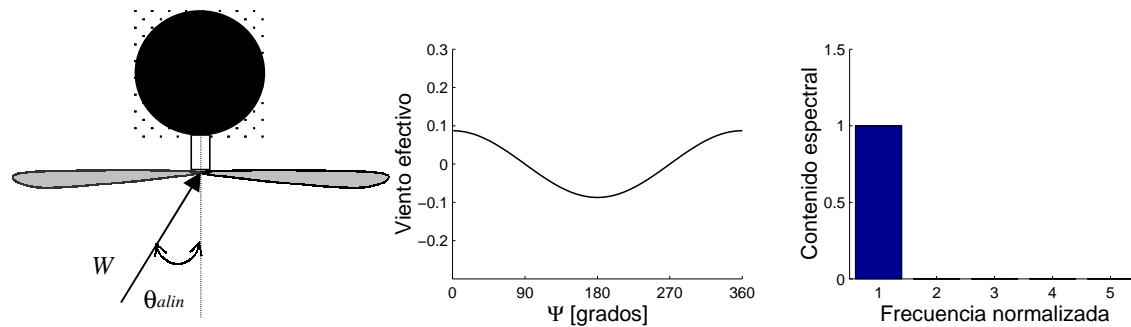
## C Desalineación del rotor

Todas las turbinas de eje horizontal tienen un mecanismo de orientación del rotor en la dirección del viento. A pesar de ello, las turbinas operan durante casi todo el tiempo desalineadas debido a que la dirección del viento no puede medirse con buena



exactitud y además varía sobre el área barrida por el rotor, y a que el mecanismo de alineación es lento en comparación con los cambios de dirección del viento.

Las turbinas con rotor delante de la torre pueden estar desalineadas hasta un ángulo  $\theta_{alin}=30^\circ$  durante algunos minutos, mientras que las turbinas con rotor detrás de la torre, que no requieren control del mecanismo de alineación, suelen operar con errores entre  $\theta_{alin}=5^\circ$  y  $\theta_{alin}=10^\circ$  en forma persistente (Figura 3.14). Esta desalineación da lugar a una componente de velocidad del viento en el plano de rotación, dada por  $W \cdot \sen \theta_{alin}$  (Garrad, 1990; Hansen y Butterfield, 1993).



**Figura 3.14:** Efecto de desalineación del rotor sobre cada pala. Viento efectivo en función de la posición de la pala, y contenido espectral.

Cuando las palas forman un ángulo  $\psi$  respecto a la vertical, esta componente refuerza o debilita la componente del viento equivalente tangente a la trayectoria de rotación  $r \cdot \Omega_T$ :

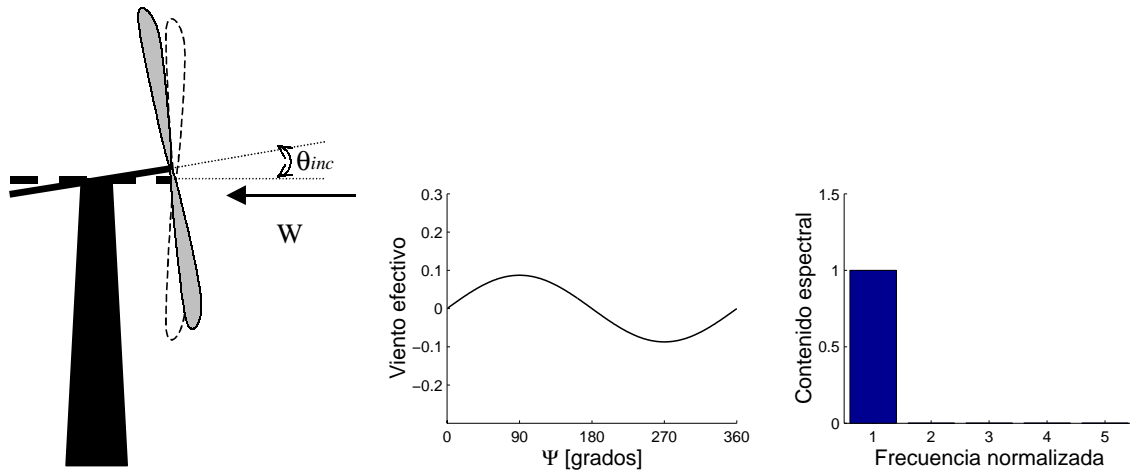
$$W_t = r \cdot \Omega_T + W \cdot \sen \theta_{alin} \cdot \cos \psi . \quad (3.26)$$

Esto produce una variación periódica sinusoidal de la carga aerodinámica y es una de las principales causas de fatiga de las palas.

## D Inclinación del rotor

A menudo, las turbinas de eje horizontal tienen un rotor levemente inclinado de manera de aumentar el espacio libre entre la torre y las palas (Figura 3.15). El ángulo de inclinación  $\theta_{inc}$  es del orden de  $5^\circ$  (Anghel y Cárdu, 1992). Desde el punto de vista aerodinámico, esto resulta en una carga similar a la de desalineación, pero desfasada  $90^\circ$  (Garrad, 1990). En efecto, la velocidad relativa del viento en la dirección de rotación es:

$$W_t = r \cdot \Omega_T + W \cdot \sen \theta_{inc} \cdot \sen \psi . \quad (3.27)$$



**Figura 3.15:** Efecto de inclinación del rotor sobre cada pala. Viento efectivo en función de la posición de la pala, y contenido espectral.

## E Turbulencia

El viento a través de un área determinada no es constante ni uniforme. En efecto, en §2.6 se describieron las propiedades estadísticas de la turbulencia que permiten representar tanto la variación temporal como el gradiente de la velocidad del viento. Debido a que las turbinas barren un área a través de la cual las fluctuaciones del viento pueden ser importantes, éstas tienen un efecto significativo sobre la carga aerodinámica.

Para determinar la incidencia de la turbulencia sobre las palas es conveniente obtener un modelo de la turbulencia experimentada por un observador situado en un punto rotante (Garrad, 1990; Hansen y Butterfield, 1993; Ekelund, 1997).

Supóngase que, en principio, no existe variación temporal del viento. Es decir, la velocidad del viento es constante en cada punto, aunque posiblemente diferente a la de cualquier otro punto. Luego, aun cuando la variación espacial es aleatoria, cualquier punto de la pala rotando a velocidad constante experimenta una fluctuación periódica del viento. Su densidad espectral de potencia consiste entonces de impulsos a las frecuencias múltiplos de la velocidad de rotación.

Si ahora se considera la posibilidad de que la velocidad del viento varíe en el tiempo, la densidad de potencia deja de ser impulsiva y pasa a ser continua y con picos centrados en las frecuencias mencionadas. La amplitud de estos picos depende de dos parámetros:

$$\Gamma_1 = \frac{r}{L_w},$$

$$\Gamma_2 = \frac{1}{t_w \cdot \Omega_T},$$
(3.28)

donde  $L_w = \overline{W} \cdot t_w$  es llamada longitud de correlación, y es independiente de  $\overline{W}$  debido a que  $t_w$  es inversamente proporcional a él (véase (2.4)).

Naturalmente, a medida que el radio, es decir la distancia del punto considerado al centro de rotación, aumenta, la variación del viento alrededor de la circunferencia descrita por el punto aumenta, y la amplitud de los picos crece.

Por otro lado, si la velocidad de rotación es muy rápida, la variación temporal del viento alrededor de una revolución es despreciable. En el límite, se llega a la condición de viento constante dando lugar a impulsos en la densidad espectral de potencia. Por el contrario, si la velocidad de rotación es muy baja respecto al ancho de banda de la turbulencia (asociado a  $t_w$ ), el espectro en frecuencia se aproxima al correspondiente a un punto estacionario.

En Ekelund (1997), se presentan gráficas de la densidad de potencia normalizada para distintos valores de las constantes  $\Gamma_1$  y  $\Gamma_2$ .

## **F Efectos de las cargas aerodinámicas sobre el par de la turbina**

Se han resumido hasta aquí los distintos tipos de perturbaciones en la velocidad del viento. Estas perturbaciones generan una distribución espacial del viento. Debido a la rotación, el viento percibido por cada punto de la pala tiene una fuerte componente periódica a una frecuencia dada por la velocidad de rotación.

La determinación del viento punto a punto, y en consecuencia, de la fuerza resistente axial, permite analizar los problemas mecánicos asociados como fatiga y rotura de las palas. Pero, además, las perturbaciones de viento producen fluctuaciones en el par aerodinámico que se transfieren al eje de transmisión afectando la generación eléctrica. Los armónicos que se propagan son aquellos múltiplos del número de palas de la turbina, mientras que los otros armónicos se cancelan. En realidad esta cancelación suele ser sólo parcial debido a desbalances en el rotor. También pueden aparecer frecuencias que no son múltiplos de la frecuencia de rotación ocasionadas, por ejemplo, por oscilaciones de la torre (Wasynczuk *et al.*, 1981; Thiringer, 1996).

## **3.3 Resumen del capítulo**

Se ha presentado una clasificación de las turbinas eólicas según la disposición de su eje y su principio de funcionamiento. Se ha obtenido el límite superior teórico del rendimiento de conversión de las turbinas eólicas.

Se definieron los coeficientes de las fuerzas de sustentación (que impulsa las turbinas eólicas modernas) y de arrastre. Estas fuerzas varían fuertemente con el ángulo de ataque de las palas de la turbina. A partir de ellos, se definieron los coeficientes de

par y de potencia de las turbinas en función de la relación  $\lambda$  entre la velocidad tangencial en la punta de las palas y la velocidad del viento. Se obtuvieron dos condiciones particulares de operación: la de operación óptima y la de entrada en pérdida. La primera se corresponde con el valor de  $\lambda$  para el cual el coeficiente de potencia es máximo, y permite determinar, para cada velocidad del viento, la velocidad de rotación óptima que maximiza la potencia extraída. La segunda condición, de entrada en pérdida, se ha definido como aquella para la cual la potencia extraída tiene un máximo respecto a la velocidad del viento. Se distinguieron dos regiones de operación de las turbinas, la región normal y la región de pérdidas, según sea la velocidad de rotación mayor o menor que la óptima, respectivamente. Es decir, que la condición de operación óptima separa las dos regiones de operación, mientras que la entrada en pérdida es una condición particular de operación dentro de la región de pérdidas.

Se describieron las distintas cargas aerodinámicas fluctuantes a las cuales son sometidas las turbinas eólicas. Estas cargas pueden afectar la vida útil de la instalación y deteriorar la calidad de la potencia generada. En las turbinas de eje horizontal, son causadas por la sombra de la torre, por la distribución espacial del viento (tanto por su variación con la altura, como debido a la turbulencia) en conjunción con la gran área barrida por la turbina, y por la desalineación e inclinación del rotor. En turbinas de eje vertical, los problemas de desalineación no existen. Sin embargo, el par sobre las palas varía fuertemente con su posición angular, y predomina sobre los demás efectos.

# 4

## Sistemas de conversión de energía eólica

Se presenta la composición de los sistemas de energía eólica. Se analiza el modo de operación de los sistemas de generación de velocidad fija conectados a red. Se introducen los sistemas de generación de velocidad variable. Se describen su modo de operación y sus configuraciones. Se estudia la configuración que emplea un generador de inducción de doble salida para la recuperación de la potencia de resbalamiento. Se obtiene un modelo dinámico de este sistema de generación. Se resumen los problemas de calidad de potencia de los sistemas de conversión de la energía eólica conectados a red. Se investiga, en particular, la calidad de potencia suministrada por los sistemas que emplean generador de inducción de doble salida.

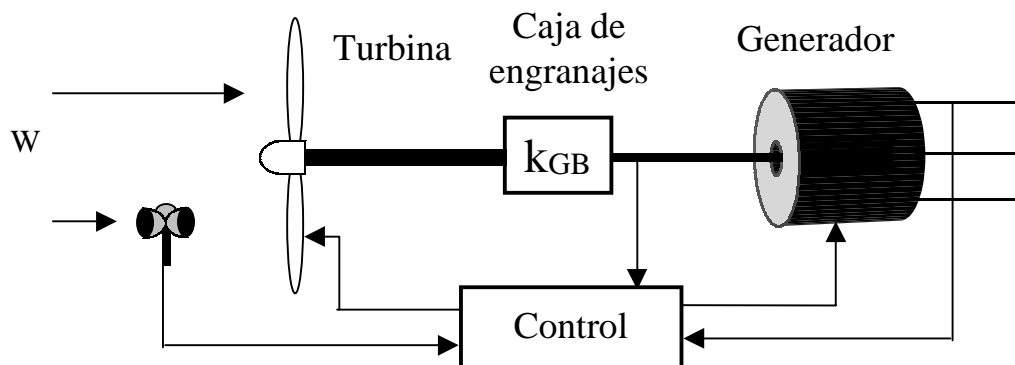
### 4.1 Composición de los sistemas de conversión de energía eólica con conexión a red

Los sistemas de conversión de energía eólica (SCEE) están compuestos por una turbina que extrae la potencia del viento y la convierte en potencia mecánica en el eje. Éste a su vez impulsa un generador que suministra potencia eléctrica a la red. Los generadores más utilizados en aplicaciones eólicas son los sincrónicos y los de inducción, mientras que los generadores de continua no se han difundido, principalmente debido a razones de confiabilidad asociadas a esta aplicación (Ermis *et al.*, 1992).

Frecuentemente, se intercala en el eje una caja de engranajes, a fin de adecuar las velocidades de la turbina y del generador. En algunas configuraciones, a los efectos de optimizar el desempeño de los SCEE, la potencia eléctrica del generador no es

directamente suministrada a la red, sino que es total o parcialmente procesada por un convertidor electrónico. Los SCEE constan además de mecanismos de frenado, de orientación con el viento (turbinas de eje horizontal) y, ocasionalmente, de mecanismos de ajuste del ángulo de torsión de las palas. Finalmente, una unidad de control supervisa el comportamiento del SCEE. La Figura 4.1 representa un diagrama en bloques de un SCEE (Walker y Jenkins, 1997).

Los SCEE se agrupan, según su modo de operación, en sistemas de velocidad constante y de velocidad variable. También suelen clasificarse según el tipo de red eléctrica al que son conectados. Ésta puede ser una red de alcance nacional o regional, o bien una red autónoma. En este último caso, el SCEE suele formar parte de un sistema híbrido de generación, por ejemplo de un sistema eólico-diesel (Ermis *et al.*, 1992).



**Figura 4.1:** Composición de un sistema de conversión de energía eólica.

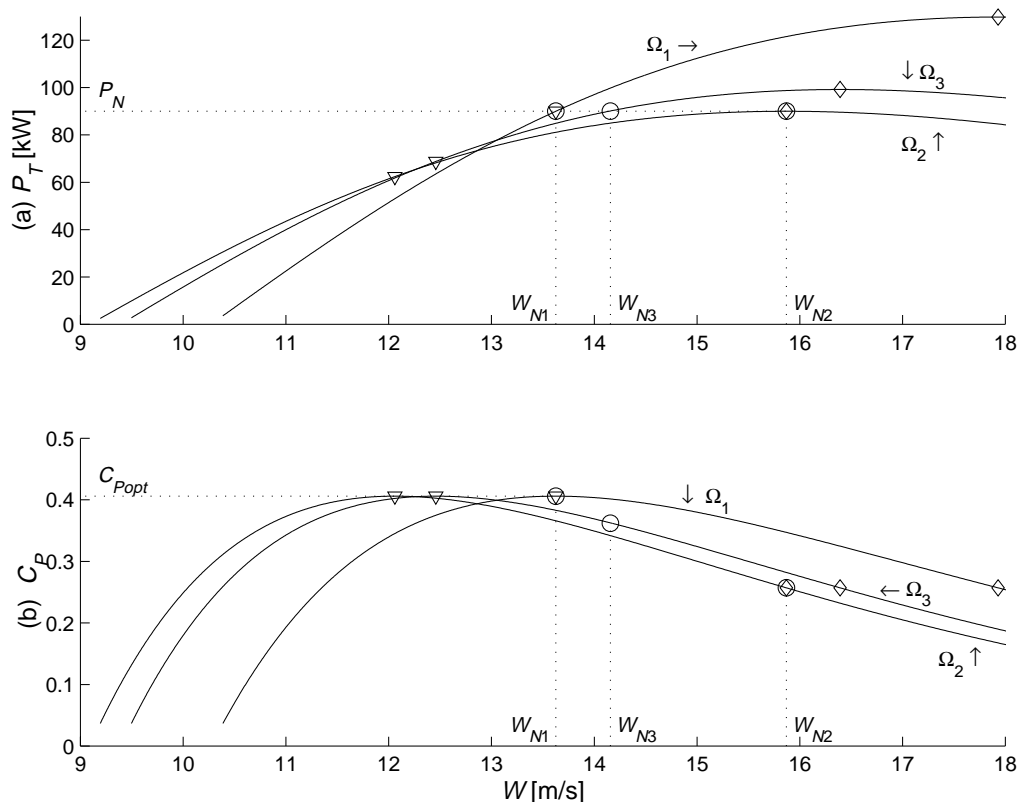
## 4.2 SCEE de velocidad constante

De acuerdo con §3.2.5, los SCEE deberían operar a velocidad variable a los efectos de maximizar su rendimiento de conversión. Sin embargo, la mayoría de los SCEE instalados hasta este momento operan a velocidad fija. La razón principal ha sido su menor costo inicial y mayor confiabilidad en comparación con los sistemas de velocidad variable.

El diseño más económico de un SCEE de velocidad fija, para su instalación en un lugar con una dada distribución de probabilidades del viento y una dada intensidad de turbulencia, puede obtenerse seleccionando apropiadamente la forma de las palas, las velocidades de viento de puesta en marcha, nominal y de corte, y la potencia nominal de la instalación. La velocidad nominal del viento  $W_N$  es aquella para la cual la potencia capturada es igual a la potencia nominal  $P_N$  del sistema de conversión.

## 4.2.1 Modo de operación con velocidad constante

La Figura 4.2 muestra la potencia capturada por la turbina (Figura 4.2.a), como así también su eficiencia (Figura 4.2.b), en función de la velocidad del viento para posibles velocidades de rotación constantes  $\Omega_1 > \Omega_3 > \Omega_2$ . Puede verse (en la Figura 4.2.a) que cada velocidad de operación constante está asociada a una dada velocidad nominal de viento (que se corresponde con la potencia nominal). En esta figura, los puntos de operación nominal, para cada velocidad de operación constante, se identifican mediante 'O'. Asimismo, los puntos de máxima eficiencia ( $C_P = C_{Popt}$ ) se indican mediante '∇'; y los puntos de entrada en pérdida de la turbina se denotan con '◇'.



**Figura 4.2:** (a) Potencia capturada y (b) eficiencia, en función de la velocidad del viento para distintas velocidades de rotación.

Supóngase que se elige una velocidad de rotación constante de la turbina  $\Omega_T = \Omega_1$ , tal que el punto de operación nominal coincide con el punto de máxima eficiencia. Es decir, que para la velocidad nominal del viento  $W_{N1}$ , el rendimiento de conversión es  $C_P = C_{Popt}$ , mientras que para velocidades de viento con una menor energía cinética, la eficiencia es baja. De esta manera, la turbina aprovecha los vientos más fuertes (es decir, próximos a  $W_{N1}$ ) pero trabaja con baja eficiencia el tiempo en que los vientos son más débiles.

Por el contrario, si la turbina trabaja a una velocidad  $\Omega_T = \Omega_2$ , el punto de operación nominal coincide con el punto de entrada en pérdida de la turbina. Es decir, la

máxima potencia extraíble por la turbina coincide con la potencia nominal  $P_N$ , y se obtiene a la velocidad nominal del viento  $W_{N2}$ . A esta velocidad de operación ( $\Omega_T = \Omega_2$ ), el máximo rendimiento  $C_{Popt}$  se produce a una baja velocidad del viento. De esta forma, la turbina opera con alta eficiencia todo el tiempo en que los vientos son débiles, pero desaprovecha la mayor energía de los vientos más fuertes.

El criterio primordial para la elección de la velocidad nominal del viento  $W_N$ , y en consecuencia de la velocidad de operación de la turbina, es la maximización de la energía anual capturada. Existe entonces un compromiso entre energía extraíble y probabilidad de ocurrencia del viento (curva de operación con  $\Omega_T = \Omega_3$ ).

## 4.2.2 Limitación de la potencia de la turbina

Una vez que el viento alcanza su velocidad nominal, la potencia capturada por la turbina debe ser limitada de alguna manera. A continuación se explican los dos métodos más comunes, basados en principios aerodinámicos.

### A Regulación por torsión de las palas

Muchas turbinas poseen un control del ángulo de torsión de las palas. Éste se activa cuando el viento supera su velocidad nominal, reduciendo el ángulo de ataque del viento y, consecuentemente, la eficiencia de la turbina. En Freris (1990) se presentan curvas de eficiencia de las turbinas en función del ángulo de torsión. Este método es sumamente efectivo para la limitación de la potencia, pero tiene como desventaja que requiere un dispositivo mecánico para ajustar el ángulo de torsión de las palas.

### B Regulación por pérdida

Este método es más rudimentario y explota el fenómeno de entrada en pérdida de la turbina. En efecto, como lo muestra la Figura 4.2, a medida que el viento crece, la potencia capturada aumenta hasta que para una velocidad dada del viento, asociada a  $\lambda_{max}$  de la turbina, la potencia comienza a disminuir. En consecuencia, la potencia es limitada por efectos aerodinámicos a un valor que es función de la velocidad de operación. Obviamente, un sobrepaso elevado de la potencia no es deseado, con lo cual debe también ser tenido en cuenta en el diseño de la velocidad nominal del viento. Estos sobrepasos suelen alcanzar el 20% de la potencia nominal (Freris, 1990; Tande, 1998a).

La ventaja de este método de limitación de la potencia es que no requiere ningún mecanismo adicional. El precio a pagar puede ser una disminución de la energía anual capturada a fin de que los sobrepasos de potencia no sean muy elevados. Además, la turbina sufre una mayor carga aerodinámica debido a su operación en pérdida.



### 4.2.3 Configuraciones de SCEE de velocidad constante

El generador sincrónico presenta, en general, mejor rendimiento de conversión que los generadores de inducción. Además, su capacidad para generar potencia reactiva puede resultar sumamente útil en sistemas autónomos y en zonas donde la red eléctrica es débil. Sin embargo, su uso en sistemas con conexión directa a la red se ve seriamente restringido por los problemas de sincronización con la misma. En efecto, variaciones en la velocidad del eje dan lugar a corrientes transitorias de gran magnitud (Ermis *et al.*, 1992).

Por otro lado, el generador de inducción jaula de ardilla conectado directamente a la red permite una pequeña desviación de la velocidad, por lo que su acoplamiento es más flexible que el de los generadores sincrónicos, reduciendo el problema de los transitorios (Novak *et al.*, 1995). Además, estas máquinas son más simples y robustas que los generadores sincrónicos. En sistemas autónomos, generalmente, se conecta en los terminales del generador de inducción un generador VAR estático que mantiene la auto-excitación y controla la tensión en los terminales del estator (Brennen y Abbondanti, 1977).

## 4.3 SCEE de velocidad variable

A los efectos de que los SCEE puedan operar de manera asíncrona de la red, es necesario emplear convertidores electrónicos de potencia. A pesar de la mayor complejidad y el mayor costo inicial de los SCEE de velocidad variable, éstos presentan interesantes ventajas respecto a los sistemas de velocidad fija (Leithead, 1989; Spée *et al.*, 1993).

### 4.3.1 Ventajas de los SCEE de velocidad variable

#### A Incremento del rendimiento de conversión

Las turbinas eólicas tienen máximo rendimiento de conversión para una relación de velocidades óptima  $\lambda_{opt}$ . Los sistemas de velocidad fija operan, entonces, con máximo rendimiento para una única velocidad del viento. Los SCEE de velocidad variable pueden, en cambio, ajustar la velocidad de rotación en función de la velocidad del viento para operar constantemente con máximo rendimiento.

Según numerosos estudios, el aumento de la energía capturada que se obtiene con los SCEE de velocidad variable oscila entre el 10 y el 20% (Ramakumar, 1992; Cavallo, 1993).

## **B Flexibilidad de control**

El control de los SCEE puede realizarse sobre la turbina (variando su orientación o el ángulo de ataque de sus palas), o sobre el sistema eléctrico de generación (SCEE de velocidad variable). El control del sistema eléctrico en los SCEE de velocidad variable se realiza directamente sobre el convertidor electrónico. Por lo tanto, el controlador es mucho más confiable, rápido, económico y sencillo que los actuadores mecánicos o hidráulicos para el control de la turbina. Además, resulta muy importante la flexibilidad que presenta para plantear distintas estrategias de control según las condiciones de operación de la turbina y el estado de carga (Jones y Smith, 1994; Ekelund y Schmidtbauer, 1993; Thiringer y Linders, 1993).

## **C Reducción de las cargas aerodinámicas**

Las cargas aerodinámicas producidas por las perturbaciones en la velocidad del viento se propagan al sistema mecánico. Estas cargas pueden excitar los modos de oscilación del SCEE dando lugar a amplias fluctuaciones de par. Como consecuencia, puede producirse fatiga de los componentes y reducirse la vida útil de la instalación (Thiringer, 1996).

A diferencia de los SCEE de velocidad fija, los SCEE de velocidad variable pueden, mediante un adecuado control del convertidor, amortiguar los modos de oscilación, y de esta manera reducir apreciablemente las cargas aerodinámicas (Dessaint *et al.*, 1986; Novak *et al.*, 1995; Bongers *et al.*, 1991).

## **D Mejoramiento de la calidad de potencia**

La reducción de las cargas aerodinámicas tiene como consecuencia una disminución de las fluctuaciones de tensión. Por otro lado, la posibilidad de regular la potencia generada permite mantener el nivel estacionario de tensión (y la frecuencia en sistemas autónomos). Además, algunos SCEE de velocidad variable (según el convertidor empleado) suministran potencia con un  $\cos\phi \approx 1$ , o aún más pueden controlar la potencia reactiva consumida o suministrada a la red (Richardson y Mc Nerney, 1993).

Como desventaja, los SCEE de velocidad variable, particularmente aquellos que emplean convertidores con conmutación por línea, inyectan armónicos en la red que deben ser eliminados.

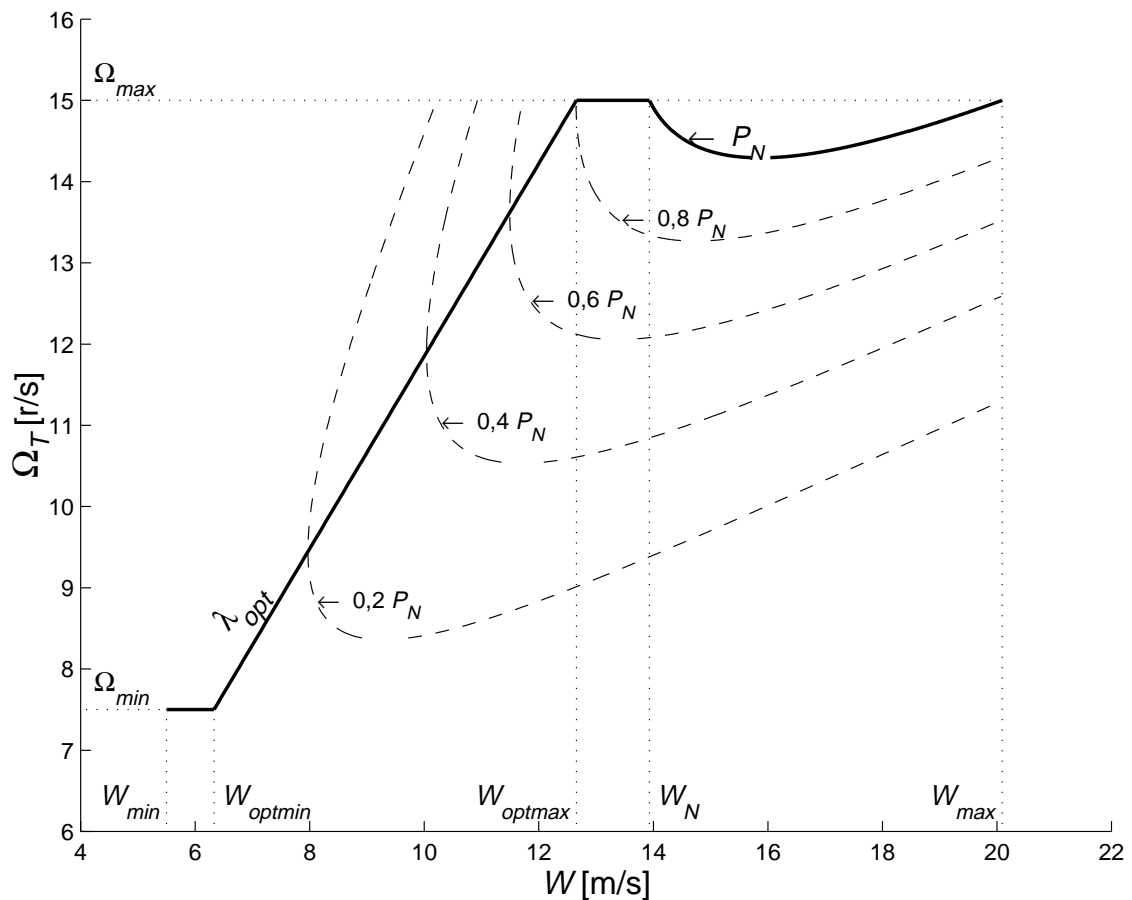
### 4.3.2 Modos de operación

La Figura 4.3 muestra en el plano velocidad de rotación — velocidad del viento, los modos de operación de un SCEE. La velocidad puede variar entre dos valores extremos  $\Omega_{min}$  y  $\Omega_{max}$ , mientras que la curva identificada por  $P=P_N$  representa el límite de potencia del SCEE. En la Figura 4.4 se representa la misma región de trabajo pero en el plano potencia — velocidad de rotación.

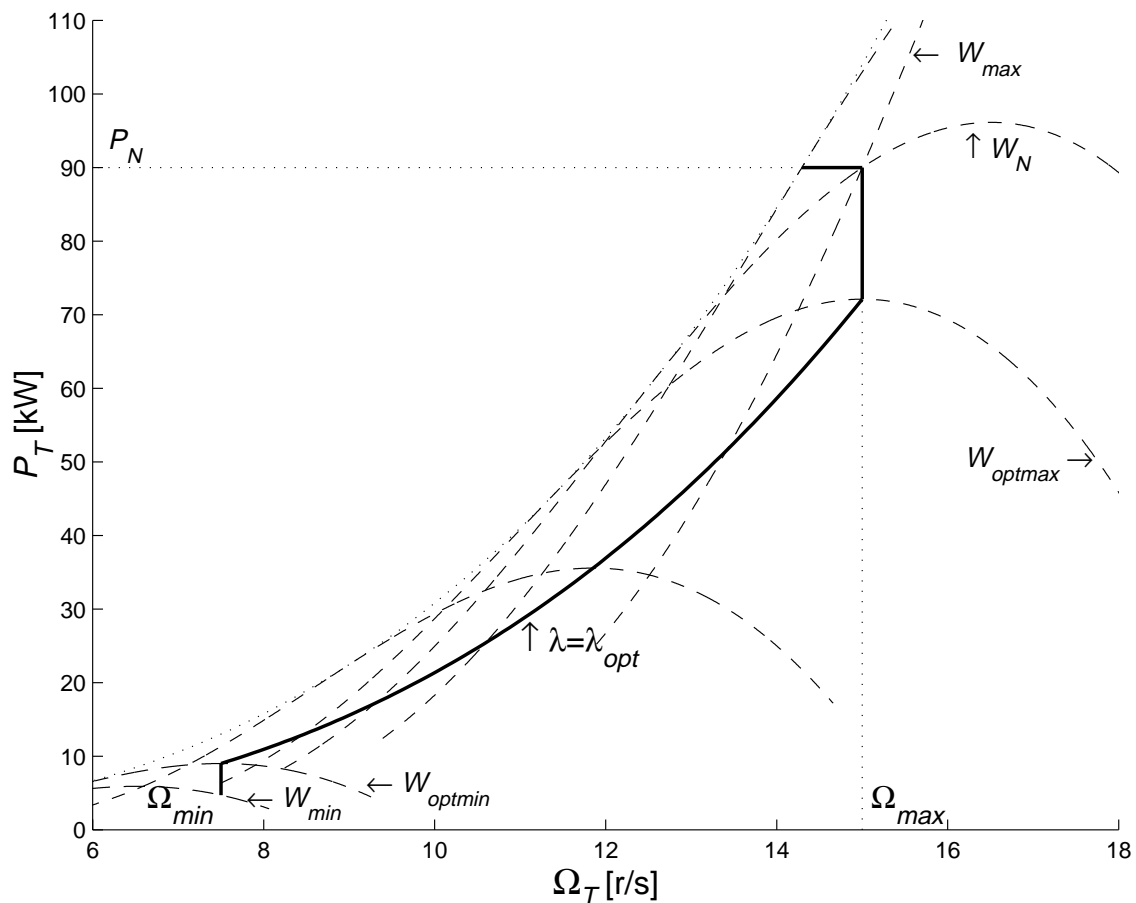
Usualmente, los SCEE son controlados de manera de operar en el punto de máximo rendimiento de la turbina. Este modo de operación requiere que la velocidad de rotación sea proporcional a la velocidad del viento según la ecuación (véase §3.2.5):

$$\Omega = \frac{\lambda_{opt}}{R} \cdot W. \quad (4.1)$$

Debido a las limitaciones del SCEE, la operación con máximo rendimiento puede lograrse sólo para un rango de velocidades del viento. Este rango está acotado por las velocidades  $W_{optmin}$  y  $W_{optmax}$  relacionadas con  $\Omega_{min}$  y  $\Omega_{max}$  a través de la ecuación (4.1).



**Figura 4.3:** Modos de operación del SCEE de velocidad variable. Plano  $\Omega_T$ - $W$ .



**Figura 4.4:** Modos de operación del SCEE de velocidad variable. Plano  $P_T$ - $\Omega_T$ .

Para velocidades de viento menores a  $W_{optmin}$  (y mayores a la de puesta en marcha  $W_{min}$ ), la turbina opera en la región normal a la velocidad mínima  $\Omega_{min}$ . Por otro lado, para velocidades del viento entre  $W_{optmax}$  y la velocidad nominal  $W_N$  (velocidad a la cual se obtiene la potencia nominal), la velocidad se mantiene constante en  $\Omega_{max}$ . Esta velocidad es menor a la velocidad óptima, por lo que la turbina opera en la región de pérdidas. Para velocidades del viento superiores a  $W_N$  (e inferiores a la velocidad de corte  $W_{max}$ ), debe limitarse la potencia trabajando en la región de pérdidas, para lo cual es necesario reducir la velocidad de operación.

En algunas ocasiones, por problemas de calidad de potencia o en sistemas autónomos, es conveniente regular la potencia generada por debajo de la potencia nominal  $P_N$  (véanse las líneas de trazo discontinuo en la Figura 4.3). Esta regulación puede realizarse tanto en la región normal de operación (con velocidad de rotación mayor a la óptima) como en la región de pérdidas (con velocidad de rotación menor a la óptima).

### 4.3.3 Configuraciones de SCEE de velocidad variable

Los SCEE de velocidad variable pueden clasificarse en dos grupos:

- ✓ SCEE de velocidad variable y frecuencia variable.
- ✓ SCEE de velocidad variable y frecuencia constante.

En el primer grupo, la frecuencia de la tensión en bornes del estator del generador varía en función de la velocidad de rotación; mientras que en el segundo grupo, se mantiene constante (Ermis *et al.*, 1992).

#### A SCEE de velocidad variable y frecuencia variable

En esta clase de SCEE, el generador no se conecta directamente a red sino que se interpone un convertidor electrónico. Este convertidor consiste de un rectificador que convierte la tensión alterna del generador en continua, y de un inversor que transforma la tensión continua en tensión alterna a la frecuencia de red. Las frecuencias de las tensiones de red y del generador son entonces independientes entre sí (Ernst y Leonhard, 1985; Neris *et al.*, 1999; Jones y Smith, 1994; Natarajan *et al.*, 1987; Simões *et al.*, 1997; Miller *et al.*, 1997; Thiringer y Linders, 1993; Saribatir y Sezer, 1987).

##### *Generadores*

Los dos generadores más empleados en estas aplicaciones son los sincrónicos y los de inducción jaula de ardilla. Como se ha mencionado en §4.2.3, el generador jaula de ardilla es el más difundido en sistemas de velocidad fija por sus propiedades de robustez, bajo mantenimiento, bajo precio y mayor flexibilidad en la conexión a red. En aplicaciones de velocidad y frecuencia variables estas propiedades se mantienen, sin embargo, presenta una importante desventaja: requiere un convertidor que le imponga el sistema trifásico de tensión en bornes del estator. Por otro lado, la limitación del sincrónico en cuanto a conexión rígida a la red pierde fundamento en aplicaciones de frecuencia variable.

##### *Rectificadores*

Los generadores sincrónicos pueden conectarse directamente a un rectificador a diodos. Este rectificador se caracteriza por su simplicidad, bajo costo y bajas pérdidas. Su desventaja es la falta de control de su tensión y corriente.

Otra posibilidad es emplear rectificadores con conmutación forzada. Estos rectificadores tienen la capacidad de establecer su propio sistema de tensiones, por lo que son empleados principalmente con generadores de inducción.

### ***Inversores***

Los inversores pueden clasificarse en aquellos con conmutación por línea y aquellos con conmutación forzada.

Los primeros deben conectarse necesariamente a una red para poder operar. Por lo tanto, no pueden trabajar de manera autónoma. Sin embargo, pueden formar parte de sistemas híbridos junto a un generador, usualmente diesel, que imponga la frecuencia de la red local. Estos inversores introducen armónicos ( $h$ ) de bajo orden a la red, habitualmente  $h = 5, 7, 11, 13, \text{etc.}$ , cuyas amplitudes decrecen con el orden del armónico según  $1/h$ . La distorsión armónica producida suele estar por encima de los límites permitidos, por lo que deben emplearse filtros para mitigarla. Además, consumen potencia reactiva. En efecto, tienen un factor de potencia que depende del valor de tensión en el lado de continua (Bose, 1986).

Los inversores de conmutación forzada no requieren ser conectados a red pues pueden imponer su propio sistema de tensiones. En consecuencia, son aptos para sistemas autónomos. Conectados a red, pueden ajustar su factor de potencia ( $\cos\phi$ ) con libertad. Sin embargo, esta posibilidad de control de la potencia reactiva requiere una mayor potencia del inversor, por lo que en la actualidad, y para no elevar el costo de estos inversores, la mayoría de ellos trabaja con  $\cos\phi \approx 1$ . Los armónicos introducidos por el inversor están dados por la frecuencia de conmutación del inversor y sus múltiplos. Estos armónicos son de alto orden y pueden ser fácilmente removidos por filtros de pequeña potencia.

## **B SCEE de velocidad variable y frecuencia constante**

Una alternativa consiste en emplear generadores de inducción de doble salida (GIDS) con los terminales de estator directamente conectados a la red, y los del rotor a un convertidor electrónico (Bose, 1986; Salameh y Kazda, 1986).

### ***Principio de funcionamiento del GIDS***

El sistema de tensiones aplicado al estator de las máquinas de inducción establece un flujo magnético, distribuido de manera sinusoidal en el entrehierro, que rota a la velocidad sincrónica:

$$\Omega_s = \frac{2 \cdot \pi \cdot f_s}{pp} = \frac{\omega_s}{pp}, \quad (4.2)$$

donde  $pp$  es el número de pares de polos de la máquina,  $f_s$  es la frecuencia de red y  $\omega_s = 2 \cdot \pi \cdot f_s$  es la frecuencia angular.

Cuando el eje de la máquina rota a una velocidad  $\Omega_G$  diferente de la sincrónica ( $\Omega_G \neq \Omega_s$ ), los bobinados del rotor son sometidos a un campo magnético que induce tensiones en el rotor de frecuencia  $s \cdot f_s$ , donde  $s$  es llamado resbalamiento de la máquina (Bose, 1986):

$$s = \frac{\Omega_s - \Omega_G}{\Omega_s} . \quad (4.3)$$

Las corrientes producidas por estas tensiones originan una fuerza magnetomotriz que rota a una velocidad  $s \cdot \Omega_s$  respecto al rotor, y en consecuencia a la velocidad sincrónica respecto al estator.

La máquina puede ser considerada, entonces, como un par de campos magnéticos desfasados que rotan a la misma velocidad y cuya interacción produce par sobre el eje. La característica de par versus velocidad de la máquina depende fuertemente de la resistencia de los bobinados del rotor, que en las máquinas convencionales están en cortocircuito.

Los GIDS, en cambio, ofrecen la posibilidad, mediante anillos rozantes, de acceder a los bobinados del rotor. Luego, mediante el agregado de una resistencia variable, puede modificarse la característica de par versus velocidad de la máquina (Bose, 1986; Nayar y Bundell, 1987).

Este esquema elemental para el control de la máquina desperdicia toda la potencia del rotor (o de resbalamiento). Luego, los esquemas más elaborados tienen convertidores que recuperan la potencia de resbalamiento y la inyectan en la red (Spée *et al.*, 1993; Ermis *et al.*, 1992; Smith y Donegani, 1986).

Controlando el convertidor, puede regularse el flujo de potencia del rotor hacia la red, y en consecuencia, su resistencia equivalente. De esta manera, se modifica la característica de par versus velocidad de rotación de la máquina. En algunos esquemas, se emplean convertidores que permiten un flujo bidireccional de la potencia rotórica, posibilitando una variación más amplia de velocidad (Çadirci y Ermis, 1992; Smith y Donegani, 1986; Üçtug *et al.*, 1994).

### ***Ventajas y desventajas de los SCEE con GIDS***

Esta configuración ofrece varias ventajas y desventajas respecto a otros esquemas de SCEE de velocidad variable (Salameh y Kazda, 1986; Smith, 1995; Çadirci y Ermis, 1992):

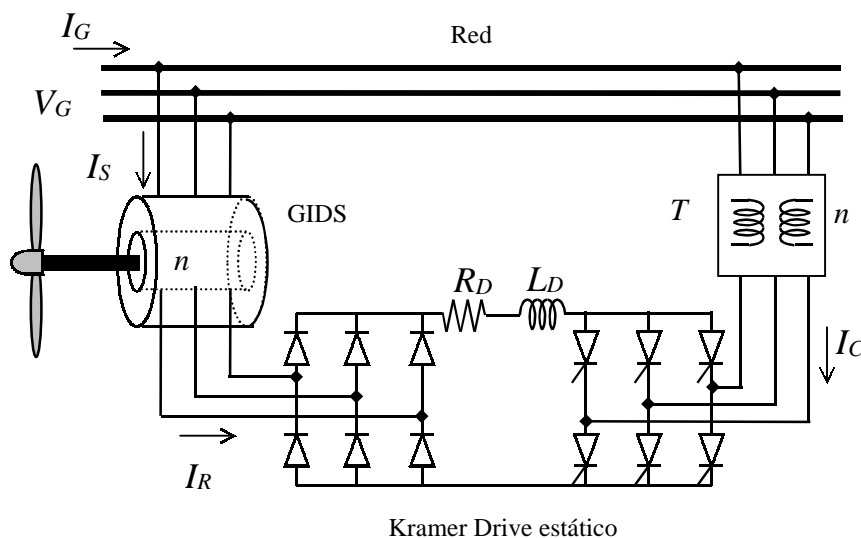
- ✓ El convertidor debe procesar sólo la potencia de resbalamiento, y no toda la potencia suministrada, como es el caso de los SCEE de frecuencia variable. Esto da lugar a convertidores de menor potencia y más económicos.
- ✓ En comparación con otros esquemas que emplean generadores de inducción, en esta configuración no son necesarios convertidores con rectificación forzada. Esto da la posibilidad de emplear convertidores sencillos, obviamente con el costo de una regular calidad de potencia.
- ✓ En comparación con los generadores jaula de ardilla, los generadores con rotor bobinado son más voluminosos y costosos. Además, la inclusión de anillos rozantes le quita robustez a la máquina.

- ✓ En esta configuración, el GIDS puede trabajar por encima de su potencia nominal sin recalentamiento.
- ✓ La variación de velocidad suele ser más reducida que en SCEE de frecuencia variable.

## 4.4 Modelo de los SCEE con recuperación de la potencia de resbalamiento

**Observación:** La presente tesis se centra en los SCEE de velocidad variable y frecuencia constante que utilizan un convertidor Kramer Drive estático para la recuperación de la potencia de resbalamiento. Sin embargo, varias propuestas y resultados obtenidos son, desde el punto de vista del control, aplicables a los SCEE de frecuencia variable con generador de inducción.

La Figura 4.5 muestra la configuración del SCEE sobre la cual se trabaja. Los bobinados del estator de la máquina son directamente conectados a la red, mientras que los bobinados del rotor son conectados a un convertidor que procesa la potencia de resbalamiento y la inyecta a la red. Este convertidor consiste de un simple rectificador de diodos (no permite flujo bidireccional de potencia), y un inversor con conmutación por línea que entrega potencia a la red. A continuación, se describe el modelo del SCEE utilizado en capítulos posteriores que abordan el control de estos sistemas.



**Figura 4.5:** Esquema de los SCEE con GIDS y recuperación de la potencia de resbalamiento.



### 4.4.1 Turbina

La aerodinámica de las turbinas eólicas fue estudiada en §3.2. En esta sección se intenta sólo resumir las simplificaciones más importantes que se realizan en cuanto al comportamiento de las turbinas (Ekelund, 1997):

- ✓ La curva de eficiencia de la turbina  $C_p(\lambda)$  es conocida.
- ✓ El viento a través de la turbina se representa mediante una velocidad escalar  $W$ .
- ✓ Las perturbaciones aerodinámicas (sombra de la torre, perfil de viento, etc.) son modeladas como variaciones de la velocidad escalar del viento  $W$ .
- ✓ La curva de eficiencia  $C_p(\lambda)$  es dinámicamente válida.

### 4.4.2 Modelo del generador

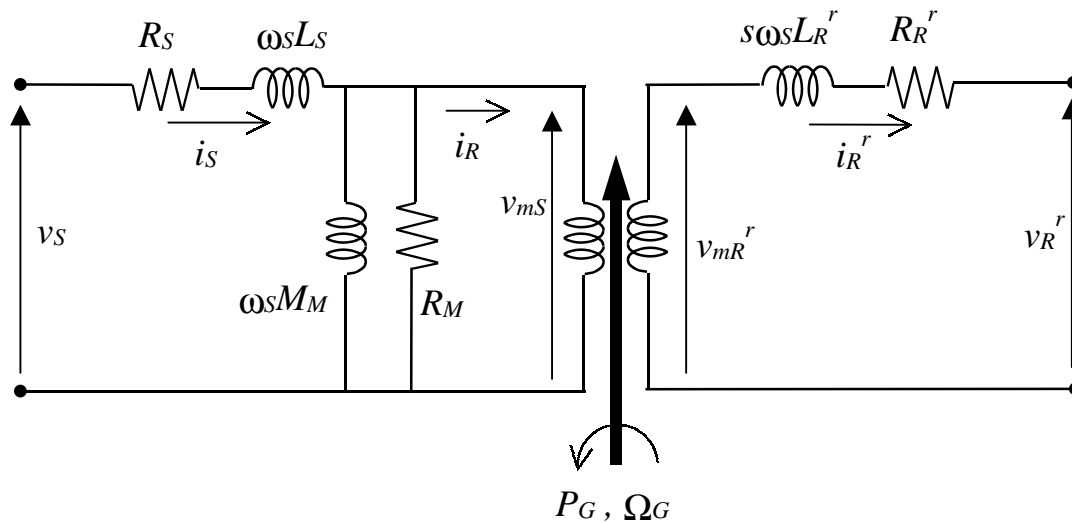
Las siguientes consideraciones se realizan habitualmente para determinar modelos simples del GIDS (Salameh y Kazda, 1986; Ioannides y Tegopoulos, 1990):

- ✓ Se desprecia el efecto de los armónicos sobre el par del generador.
- ✓ Se desprecia el ángulo de solapamiento del inversor y la caída de tensión en los dispositivos semiconductores.
- ✓ Se supone conducción continua en el circuito de enlace de corriente continua.
- ✓ Se desprecian los efectos de saturación del núcleo.
- ✓ Se desprecia la dinámica eléctrica del generador frente a la dinámica del sistema mecánico.

#### A Circuito equivalente

La Figura 4.6 muestra el circuito equivalente por fase de la máquina de inducción (Bose, 1986). Los circuitos del estator y del rotor están unidos a través de un pseudo-transformador (éste, a diferencia de un transformador convencional, no mantiene el equilibrio de potencia a ambos lados). Las variables y parámetros del generador están habitualmente referidos al lado de estator. Cuando no lo están, se identifican con el supraíndice  $r$ . De la misma manera, la tensión de red referida al secundario del transformador  $T$  (véase la Figura 4.5) se identifica con el supraíndice  $c$ . A los efectos de simplificar las expresiones que describen el comportamiento del GIDS con Kramer Drive estático, se supone que la relación de espiras  $n$  entre rotor y estator es

igual a la del transformador  $T$ . La generalización de las expresiones para el caso en que esta igualdad no ocurra es inmediata.

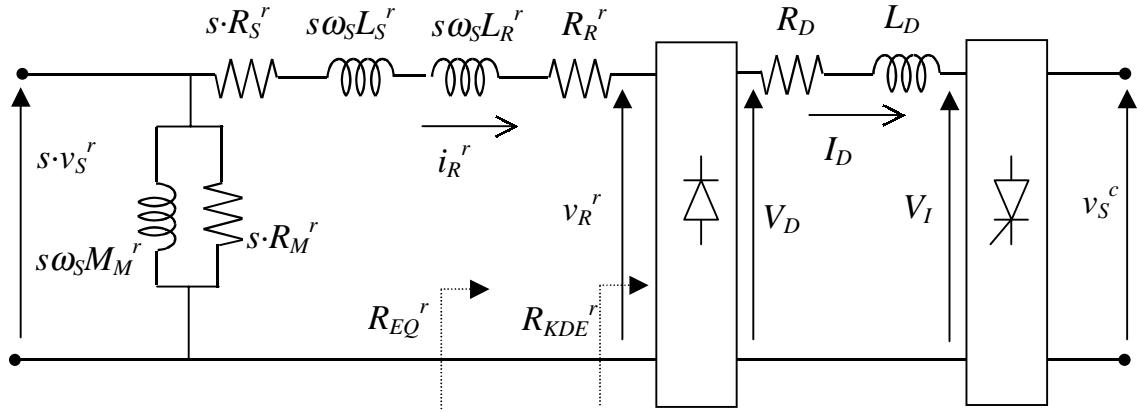


**Figura 4.6:** Circuito equivalente por fase del generador de inducción de doble salida.

La tensión  $v_S$  es la tensión de alimentación por fase del estator, mientras que  $v_R$  es la tensión en bornes del rotor (en las máquinas de inducción convencionales el rotor está en cortocircuito). La tensión  $v_S$ , de frecuencia  $f_S$ , establece un flujo en el entrehierro que provoca una fuerza contraelectromotriz  $v_{mS}$  de la misma frecuencia. La diferencia entre las tensiones  $v_S$  y  $v_{mS}$  representa la caída de tensión en la inductancia de dispersión  $L_S$  y la resistencia  $R_S$  del bobinado del estator. La rama paralelo representa las pérdidas de excitación ( $R_M$ ) y la inductancia magnetizante ( $M_M$ ).

La tensión  $v_{mS}$ , a su vez, se transfiere al rotor con amplitud  $v_{mR} = s \cdot v_{mS}$  y frecuencia ( $s \cdot f_S$ ). El bobinado del rotor es representado mediante su inductancia de dispersión  $L_R$  y su resistencia  $R_R$ . La corriente por el bobinado del rotor  $i_R$  de amplitud  $I_R$  y frecuencia ( $s \cdot f_S$ ), en tanto, se transfiere al estator con la misma magnitud y con frecuencia  $f_S$ . A partir de las relaciones establecidas entre las variables a ambos lados del pseudo-transformador, puede obtenerse el circuito equivalente referido al rotor de la Figura 4.7. A los efectos de simplificar el análisis, se ha transferido la rama magnetizante a los terminales de estator. Esta aproximación es válida debido a que generalmente se cumple que  $|R_S + j\omega_S L_S| \cdot |R_M + j\omega_S M_M| \ll \omega_S M_M R_M$ . En el circuito se incluye el modelo del convertidor Kramer Drive estático (Bose, 1986).

Debido a que el rectificador es un rectificador no controlado a diodos, la corriente  $i_R$  está necesariamente en fase con la tensión  $v_R$ . Luego, el convertidor se comporta como una resistencia entre bornes del bobinado del rotor (Puleston, 1997; Üçtug *et al.*, 1994).



**Figura 4.7:** Circuito equivalente referido al rotor del GIDS con Kramer Drive estático.

La relación entre las variables del rotor y estator (en valor eficaz) con las del lado de continua del convertidor son:

$$V_D = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} \cdot V_R^r, \quad (4.4)$$

$$V_I = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} \cdot V_S^c \cdot |\cos \alpha|, \quad (4.5)$$

e

$$I_D = \frac{\pi}{\sqrt{6}} \cdot I_R^r. \quad (4.6)$$

La tensión en el enlace de corriente continua es

$$V_D = I_D \cdot R_D + V_I. \quad (4.7)$$

Reemplazando (4.4), (4.5) y (4.6) en (4.7), y refiriendo al estator, resulta que

$$V_R = I_R \cdot R_{DR} + V_S \cdot |\cos \alpha|, \quad (4.8)$$

donde  $R_{DR}$  referida a rotor es  $R_{DR}^r = \frac{\pi^2}{18} \cdot R_D$ .

Luego, la resistencia equivalente del convertidor  $R_{KDE}$  puede obtenerse de (4.8) y de la expresión de la corriente del rotor:

$$I_R = \frac{s \cdot V_S}{\sqrt{(s \cdot R_S + R_R + R_{KDE})^2 + \omega_s^2 (L_S + L_R)^2}}. \quad (4.9)$$

Por lo tanto, la resistencia equivalente total del circuito del rotor  $R_{EQ} = R_R + R_{KDE}$  está dada por la siguiente expresión (Puleston, 1997):

$$R_{EQ} = s \cdot \frac{s \cdot (R_R + R_{DR}) + \cos^2 \alpha \cdot R_S + \cos \alpha \cdot \sqrt{\Gamma}}{s^2 - \cos^2 \alpha}, \quad (4.10)$$

$$\Gamma = (R_R + R_{DR} + s \cdot R_S)^2 + [s \cdot \omega_S \cdot (L_S + L_R)]^2 - [\cos \alpha \cdot \omega_S \cdot (L_S + L_R)]^2.$$

## B Característica de par del GIDS

La potencia mecánica en el eje  $P_G$  se reparte entre la potencia en el entrehierro  $P_{Geh}$  y la potencia de resbalamiento  $P_{GR}$ .

**Nota:** Se sigue una convención de signos tal que la potencia y el par son positivos cuando la máquina opera como generador (y velocidad supersíncrona).

La potencia total de los bobinados del rotor es:

$$P_{GR} = 3 \cdot I_R^2 \cdot R_{EQ}. \quad (4.11)$$

La potencia en el entrehierro se obtiene luego de referir el circuito del rotor al estator:

$$P_{Geh} = -3 \cdot I_R^2 \cdot \frac{R_{EQ}}{s} = -P_{GR} / s. \quad (4.12)$$

Luego, la potencia mecánica en el eje está dada por:

$$P_G = T_G \cdot \Omega_G = P_{Geh} + P_{GR} = P_{Geh} \cdot (1 - s), \quad (4.13)$$

donde  $T_G$  es el par sobre el eje del generador.

Despreciando las pérdidas en el núcleo y la potencia disipada en estator, resulta que la potencia suministrada a red desde el estator,  $P_{GS}$ , es aproximadamente igual a la potencia en el entrehierro. De (4.3), (4.12) y (4.13), resulta que

$$P_{GS} \cong P_{Geh} = T_G \cdot \Omega_S. \quad (4.14).$$

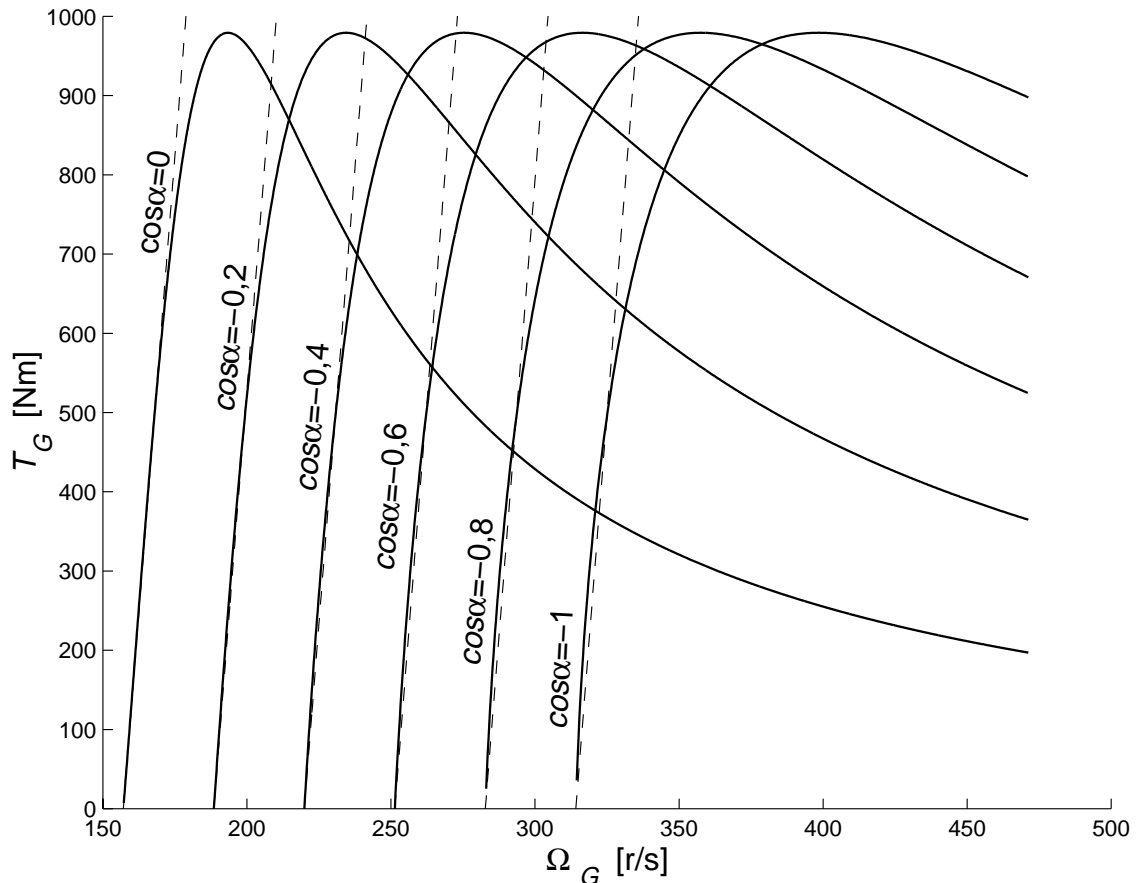
Entonces, el par sobre el eje de la máquina es

$$T_G = -\frac{3 \cdot I_R^2 \cdot R_{EQ}}{s \cdot \Omega_S}. \quad (4.15)$$

Reemplazando (4.9) en (4.15), se obtiene la siguiente expresión del par (Puleston, 1997):

$$T_G(\Omega, \cos \alpha) = \frac{-3 \cdot \left( \frac{V_S}{\Omega_S} \right)^2 \cdot s \cdot \Omega_S \cdot R_{EQ}(\cos \alpha)}{\left( s \cdot R_S + R_{EQ}(\cos \alpha) \right)^2 + [s \cdot \omega_S \cdot (L_S + L_R)]^2}. \quad (4.16)$$

De esta expresión resulta evidente que la característica de par del GIDS puede ser controlada a través del ángulo de disparo  $\alpha$  del convertidor, que puede variar, idealmente, entre  $90^\circ \leq \alpha \leq 180^\circ$ . La Figura 4.8 muestra la característica de par del generador para distintos ángulos de disparo del inversor.



**Figura 4.8:** Característica de par vs. velocidad del GIDS con Kramer Drive estático para distintos valores de la acción de control  $\cos \alpha$ .

### C Aproximación lineal de la característica de par

La característica de par puede ser aproximada linealmente por

$$T_G \cong k_T \cdot [\Omega_G - \Omega_s (1 - \cos \alpha)],$$

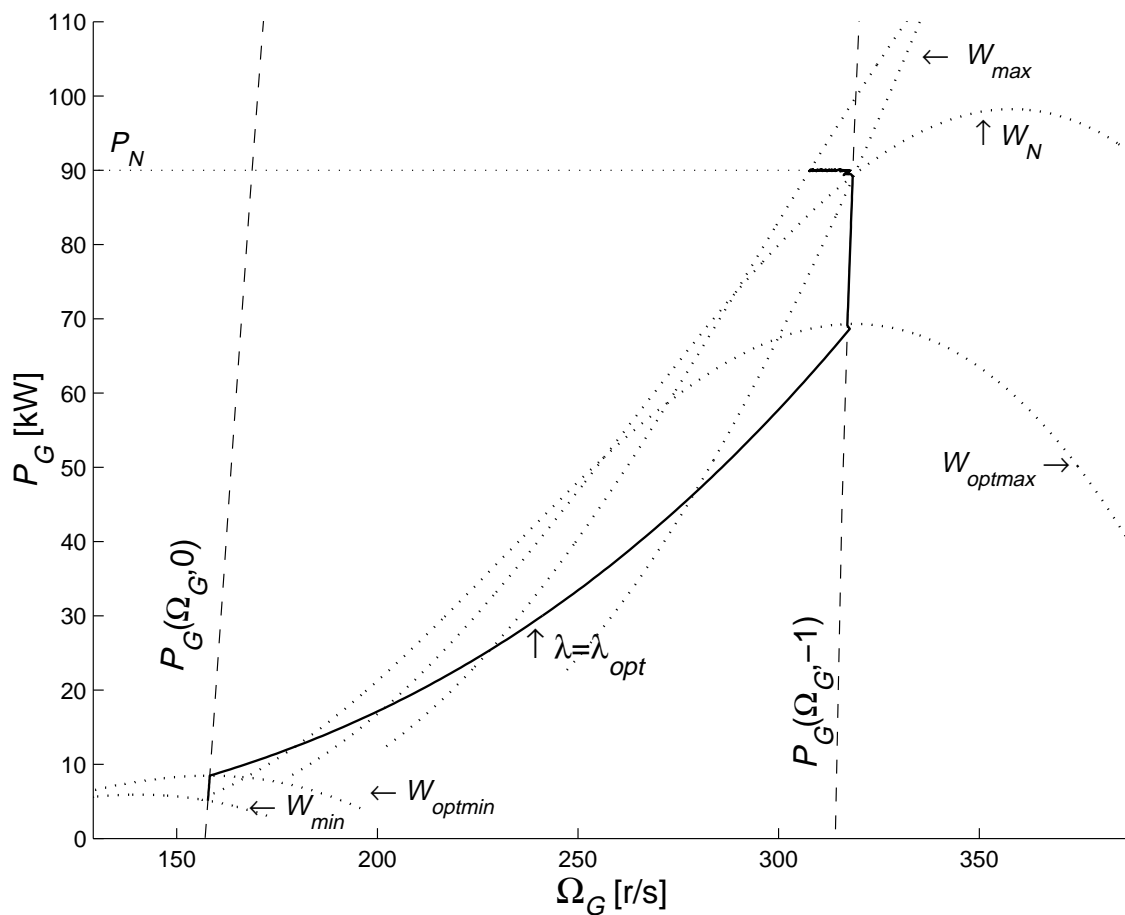
$$k_T = \frac{3}{(R_R + R_{DR})} \cdot \left( \frac{V_S}{\Omega_S} \right)^2. \quad (4.17)$$

Esta expresión sencilla será utilizada en §4.5.6 para determinar la magnitud y fase de las corrientes del GIDS con Kramer Drive estático en función de la velocidad del viento.

## D Modos de operación

El modo de operación del SCEE (de velocidad variable con GIDS y recuperación de la potencia de resbalamiento mediante un Kramer Drive estático) es muy similar al mostrado en la Figura 4.3 (plano velocidad de rotación — velocidad del viento), y la Figura 4.4 (plano potencia — velocidad de rotación). La única diferencia es que los límites de velocidad constante  $\Omega_{min}$  y  $\Omega_{max}$ , desde el punto de vista práctico, se reemplazan por curvas límite asociadas a la característica de par versus velocidad de la máquina para valores extremos de la acción de control.

La Figura 4.9 muestra el modo de operación del SCEE con GIDS y Kramer Drive estático en el plano  $P_G$ - $\Omega_G$ . En esta figura, la velocidad de rotación está referida al lado de alta velocidad del SCEE.



**Figura 4.9:** Modo de operación del SCEE con GIDS y recuperación de la potencia de resbalamiento.

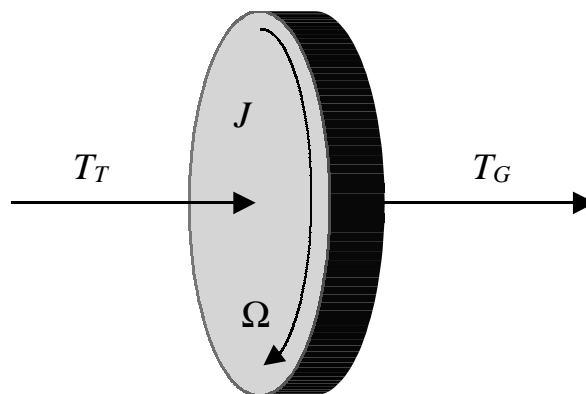
### 4.4.3 Modelo del sistema mecánico

El sistema mecánico es la parte del SCEE encargada de transferir el par aerodinámico sobre la turbina al rotor del generador. Se compone de las palas de la turbina, del eje de baja velocidad, de la caja de engranajes, del eje de alta velocidad y del generador.

La función de la caja de engranajes es adaptar la velocidad de la turbina a la del generador. Habitualmente sus pérdidas se consideran despreciables (Saribatir y Sezer, 1987).

El sistema mecánico es un sistema dinámico distribuido que suele ser modelado como un conjunto de inercias concentradas y conectadas entre sí (Wasynczuk *et al.*, 1981; Hinrichsen y Nolan, 1982; Dessaint *et al.*, 1986; Novak, 1995). El modelo dinámico más sencillo del sistema mecánico resulta, obviamente, de concentrar toda la inercia  $J$  del SCEE en un solo cuerpo rígido que rota a la velocidad  $\Omega$  (Figura 4.10). Este modelo es generalmente elegido para analizar el comportamiento cuasi-estacionario del SCEE o cuando la turbina es suficientemente rígida. La ecuación que describe este modelo es:

$$J \cdot \dot{\Omega} = T_T(\Omega, W) - T_G(\Omega, \cos \alpha). \quad (4.18)$$



**Figura 4.10:** Modelo rígido del SCEE.

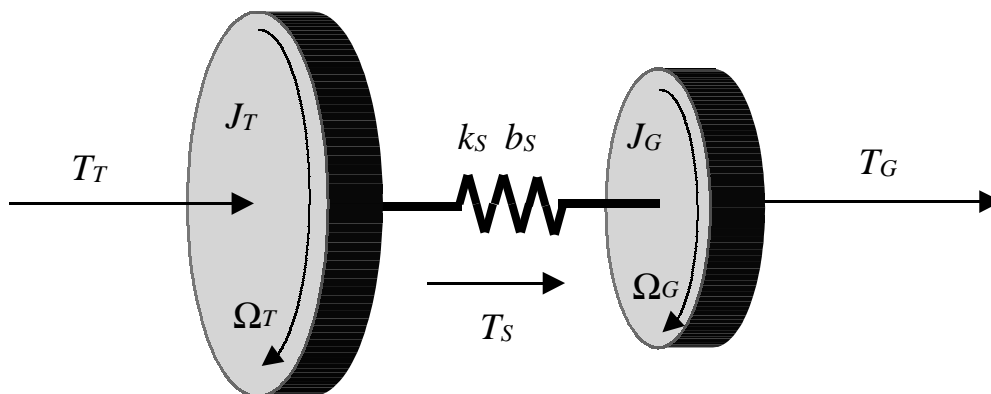
Sin embargo, cuando interesa analizar las cargas aerodinámicas y sus efectos sobre la calidad de potencia, es conveniente emplear modelos de mayor orden, particularmente cuando se trate con turbinas flexibles que tienen modos de oscilación en bajas frecuencias (Ekelund, 1997).

En general, es una buena aproximación emplear un modelo, consistente en dos inercias concentradas unidas por un eje elástico, que contemple el modo de oscilación dominante del sistema mecánico (Figura 4.11). Los otros modos de oscilación suelen estar a frecuencias considerablemente más altas. El modelo queda, entonces, descrito de la siguiente manera:

$$\begin{cases} J_T \cdot \dot{\Omega}_T = T_T(\Omega_T, W) - T_S \\ J_G \cdot \dot{\Omega}_G = T_S - T_G(\Omega_G, \cos \alpha) \\ \dot{\theta} = \Omega_T - \Omega_G \end{cases} \quad (4.19)$$

$$T_S = k_S \cdot \theta + b_S \cdot (\Omega_T - \Omega_G).$$

En principio,  $J_T$  y  $J_G$  representan las inercias de la turbina y del generador, mientras que  $k_S$  y  $b_S$  representan la rigidez y el coeficiente de fricción del eje de transmisión. En realidad, la separación de las inercias no es tan clara. En efecto, la resonancia se produce en la parte más flexible del SCEE y ocurre generalmente en las palas de la turbina (llamado modo S de oscilación) y no en el eje de transmisión. Esto significa que la inercia  $J_T$  asociada a la turbina representa en el modelo la parte externa de la misma, mientras que  $J_G$  agrupa la inercia del generador, caja de engranajes y parte interna de la turbina. Por su parte,  $k_S$  y  $b_S$  modelan la rigidez y el coeficiente de fricción del eje efectivo que une la parte externa de las palas con el resto del SCEE. Estos parámetros del modelo pueden ser difíciles de cuantificar, y suelen ser determinados por identificación (Ekelund, 1997; Novak *et al.*, 1995).



**Figura 4.11:** Modelo que contempla el modo de oscilación dominante del SCEE.

## 4.5 Calidad de potencia de los SCEE

La calidad de potencia perfecta significa que la tensión en cualquier punto de una red eléctrica es sinusoidal, con amplitud y frecuencia constantes e iguales a sus valores nominales. Bajo la denominación de polución eléctrica se engloba entonces al conjunto de todas las perturbaciones que afectan la calidad de potencia de la red.

Los generadores eléctricos impulsados por turbinas eólicas están considerados como fuentes de mala calidad de potencia. Esto es debido a que los SCEE se distinguen



de los sistemas de generación convencionales en los siguientes aspectos (Larsson, 1997; Hinrichsen y Nolan, 1982):

- ✓ Producción variable de potencia debido a las fluctuaciones de la fuente primaria de energía.
- ✓ Conexión a través de largas líneas de transmisión con la consiguiente caída de tensión debida a las corrientes suministradas por el SCEE.
- ✓ Modo de oscilación de baja frecuencia causado por la gran inercia de la turbina y la baja rigidez del sistema mecánico, que puede ser excitado por las cargas aerodinámicas.
- ✓ Utilización de electrónica de potencia en SCEE con control de velocidad.

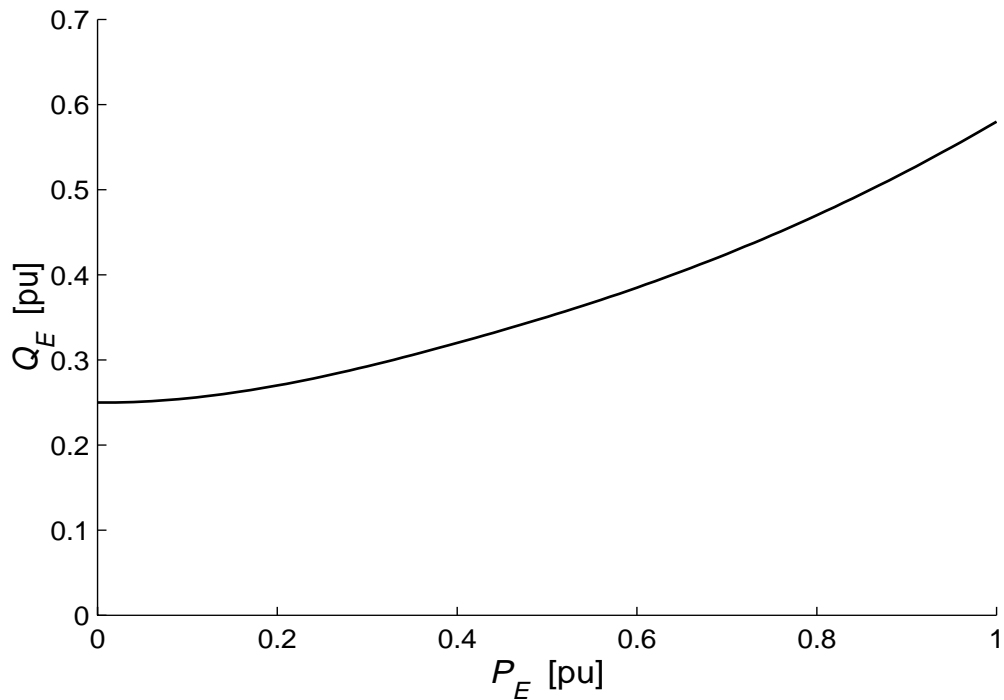
Los problemas de calidad de potencia que pueden causar los SCEE se clasifican según su duración en variaciones estacionarias de la tensión, huecos de tensión, fluctuaciones de tensión o parpadeo, y distorsión armónica. Además, en los casos en que los SCEE forman parte de una red autónoma, las variaciones de potencia afectan la frecuencia de la tensión (Larsson, 1996b).

## 4.5.1 Consumo de potencia reactiva

El consumo de potencia reactiva por parte del generador tiene una influencia decisiva en la calidad de potencia de los SCEE. Por un lado, produce disipación de potencia, y en consecuencia calentamiento, en las líneas de transmisión. Además, el valor medio de la potencia reactiva (usualmente determinado en períodos de 10 minutos), tiene un fuerte impacto sobre el nivel estacionario de tensión, mientras que las fluctuaciones de potencia reactiva son una posible causa de parpadeo (Tande, 1998b; Sørensen *et al.*, 1996).

Por las razones mencionadas en §4.2.3, la mayoría de los SCEE de velocidad fija emplean un generador de inducción jaula de ardilla que consume potencia reactiva. La Figura 4.12 representa la relación entre la potencia reactiva consumida  $Q_E$  y la potencia eléctrica generada  $P_E$  (normalizadas respecto a la potencia nominal del SCEE) por un SCEE con generador de inducción directamente conectado a la red. En algunos casos, la potencia reactiva es compensada mediante capacitores que se conectan en escalón de manera de mantener  $\cos\phi \approx 1$  sobre todo el rango de operación (Tande, 1998b). En los SCEE de velocidad variable, el consumo de potencia reactiva está íntimamente ligado al tipo de convertidor utilizado.

El valor nominal  $Q_N$  es la potencia reactiva consumida cuando la turbina opera en condiciones nominales, es decir suministrando la potencia nominal  $P_N$ . Asimismo, se define la potencia aparente nominal  $S_N$  como  $S_N = \sqrt{P_N^2 + Q_N^2}$ .



**Figura 4.12:** Potencia reactiva en función de la potencia generada en SCEE de velocidad fija que emplea generador de inducción.

## 4.5.2 Variaciones estacionarias de tensión

Las normas actualmente vigentes, referidas a la estabilidad del nivel de tensión, establecen que la tensión en los puntos de conexión de los usuarios  $V_G$  debe mantenerse dentro de un rango determinado de tensiones. Este rango suele ser de +/-10% o bien de +6/-10% respecto al valor nominal de tensión  $V_N$ .

Los SCEE pueden afectar el nivel de tensión debido a la generación de potencia variable con la velocidad del viento, y al consumo de potencia reactiva, que depende de la potencia generada. Obviamente, la magnitud en que el nivel de tensión se ve afectado por el SCEE depende de las propiedades de la red (Tande, 1998a; Larsson, 1996a).

La red suele caracterizarse por su potencia de cortocircuito  $S_{cc}$  definida como

$$S_{cc} = \frac{V_N^2}{Z_{cc}}, \quad (4.20)$$

donde

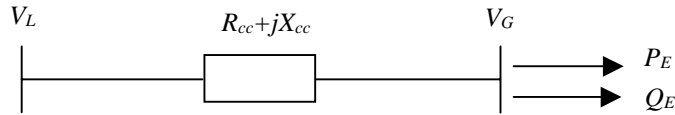
$$\vec{Z}_{cc} = Z_{cc} \cdot e^{j\phi_{cc}} = R_{cc} + j \cdot X_{cc} \quad (4.21)$$

es la impedancia de cortocircuito de la red en el punto de conexión, que se representa mediante una componente resistiva  $R_{cc}$  y una inductiva  $X_{cc}=\omega_S \cdot L_{cc}$ .

A partir del esquema simplificado de la red eléctrica mostrado en la Figura 4.13, puede obtenerse una expresión de la tensión en el punto de conexión en función de las potencias activa y reactiva y de las características de la red. Tomando como referencia el fasor  $\vec{v}_G = V_G \cdot e^{j0}$ , la corriente del generador es:

$$\vec{i}_G = \frac{P_E}{V_G} - j \frac{Q_E}{V_G}, \quad (4.22)$$

donde por convención  $P_E$  y  $Q_E$  se consideran positivas cuando son consumidas por el generador.



**Figura 4.13:** Circuito simplificado de la red eléctrica.

Luego,

$$\vec{v}_L = V_N \cdot e^{j\phi_L} = \vec{v}_G + \vec{i}_G \cdot \vec{Z}_{cc} = V_G + \frac{(P_E \cdot R_{cc} + Q_E \cdot X_{cc})}{V_G} + j \cdot \frac{(P_E \cdot X_{cc} - Q_E \cdot R_{cc})}{V_G}. \quad (4.23)$$

A partir de esta expresión se puede obtener la tensión  $V_G$  en función de  $P_E$ ,  $Q_E$ ,  $X_{cc}$  y  $R_{cc}$ :

$$V_G = \sqrt{\frac{V_N^2}{2} - (P_E \cdot R_{cc} + Q_E \cdot X_{cc}) + \sqrt{\left[ \frac{V_N^2}{2} - (P_E \cdot R_{cc} + Q_E \cdot X_{cc}) \right]^2 - (P_E^2 + Q_E^2) \cdot Z_{cc}^2}}. \quad (4.24)$$

Realizando los reemplazos correspondientes, puede obtenerse una expresión similar empleando valores por unidad [p.u.]:

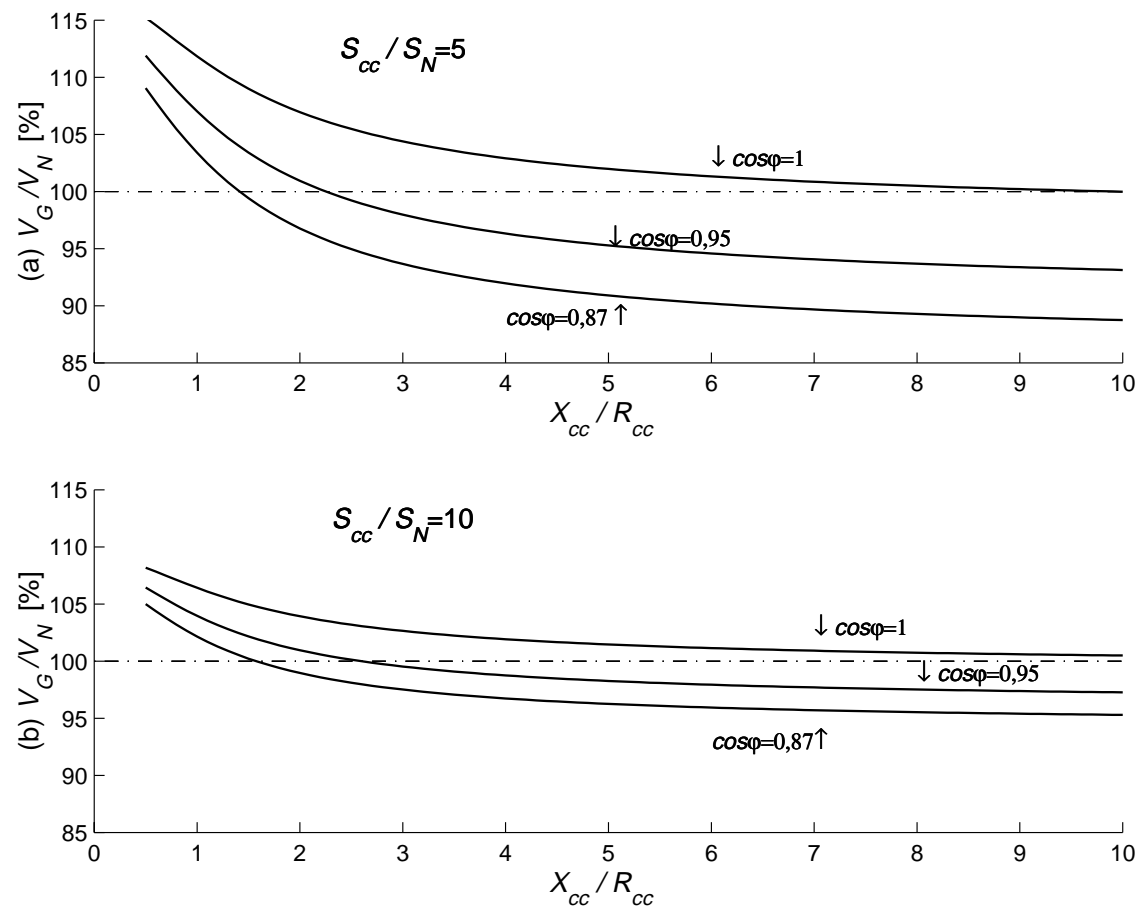
$$V_G [\text{p.u.}] = \sqrt{\frac{1}{2} - \frac{a(P_E, Q_E, \cos \phi_{cc})}{S_{cc}/S_N}} + \sqrt{\left( \frac{1}{2} - \frac{a(P_E, Q_E, \cos \phi_{cc})}{S_{cc}/S_N} \right)^2 - \left( \frac{b(P_E, Q_E)}{(S_{cc}/S_N)^2} \right)},$$

$$a(P_E, Q_E, \cos \phi_{cc}) = P_E [\text{p.u.}] \cdot \cos \phi_{cc} + Q_E [\text{p.u.}] \cdot \sen \phi_{cc}, \quad (4.25)$$

$$b(P_E, Q_E) = P_E [\text{p.u.}]^2 + Q_E [\text{p.u.}]^2.$$

A partir de (4.25), es inmediato que cuanto más fuerte sea la red, es decir cuanto más grande sea  $S_{cc}$  en comparación con  $S_N$ , más insensible es la tensión a la conexión del SCEE. Pero la fase de la impedancia de cortocircuito  $\varphi_{cc} = \arctg\left(\frac{X_{cc}}{R_{cc}}\right)$  tiene también un fuerte impacto sobre la tensión. El consumo de  $Q_E$  por parte del generador tiende a reducir la tensión en el punto de conexión, y su efecto es más importante en la medida que la relación  $X_{cc}/R_{cc}$  sea más alta. Por el contrario, el suministro de potencia por parte del SCEE ( $P_E$  es negativa en la ecuación (4.25)) produce un aumento de tensión, particularmente cuando la relación  $X_{cc}/R_{cc}$  es baja.

La relación  $X_{cc}/R_{cc}$  varía ampliamente según si la línea es de baja, media o alta tensión (aumenta con la tensión), el tipo de línea (es mayor en líneas aéreas que en cables subterráneos), y la geometría. La Figura 4.14 muestra cómo varía la tensión en el punto de conexión de un SCEE, que suministra la potencia nominal, en función de la relación  $X_{cc}/R_{cc}$  para distintos valores de relación  $S_{cc}/S_N$  y para distintos consumos de potencia reactiva.



**Figura 4.14:** Nivel de tensión en función de la relación  $X_{cc}/R_{cc}$  a potencia nominal  $P_N$  y para distintos consumos de potencia reactiva  $Q_E$ . (a)  $S_{cc}/S_N=5$ , (b)  $S_{cc}/S_N=10$ .

### 4.5.3 Huecos de tensión

Un hueco de tensión en la red eléctrica es la reducción brusca de la tensión con una duración de entre un ciclo y unos pocos segundos. Estas perturbaciones son generalmente producidas por el arranque de motores y cortocircuitos. A los efectos de no provocar huecos de tensión, los SCEE están equipados con generadores con arranque suave (Larsson, 1997).

### 4.5.4 Fluctuaciones de tensión

La fluctuación de tensión se define como una serie de cambios repetitivos de la tensión que tiene una forma dada por la envolvente. Las causas de estas fluctuaciones son las variaciones cíclicas o aleatorias de carga. Estas perturbaciones son conocidas desde los orígenes de la distribución eléctrica por su manifestación visible, que es el parpadeo de la iluminación. La molestia que provoca el parpadeo depende de la frecuencia de las fluctuaciones, debido a que tanto la respuesta de los dispositivos de iluminación como la sensibilidad de la visión es función de la frecuencia.

El parpadeo en la iluminación es el efecto más notorio que producen las fluctuaciones de tensión. Es por ello que los niveles de compatibilidad electromagnética establecidos por las normas internacionales toman como referencia al parpadeo en la iluminación. La Figura 4.15 muestra la magnitud permitida de las fluctuaciones de tensión en función de su frecuencia de ocurrencia. En la curva representada en esta figura, la fluctuación de tensión es pesada por dos filtros. Uno de ellos corresponde a la respuesta de una lámpara incandescente de 60W, y el otro corresponde a la respuesta del sistema visual de los seres humanos a las variaciones en la iluminación (IEC 868, 1990).

Las turbinas eólicas producen, en general, una potencia fluctuante debido a las perturbaciones en el par aerodinámico descritas en §3.2.6. Esta potencia variable suministrada por las turbinas puede provocar fluctuaciones de tensión y, en consecuencia, parpadeo (Thiringer, 1996; Larsson, 1996a; Saad-Saound y Jenkins, 1999; Feijóo y Cidrás, 1999).

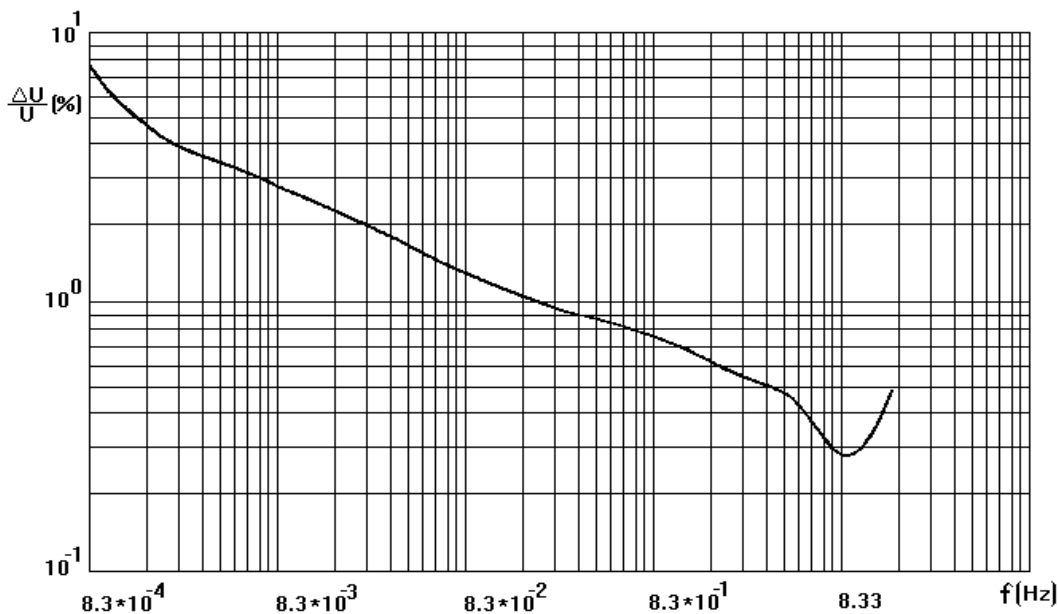
Los problemas de fluctuación de potencia pueden ser particularmente severos cuando la frecuencia de las perturbaciones aerodinámicas coincide con algún modo de oscilación de las turbinas dentro del rango de frecuencias del parpadeo.

La emisión de parpadeo por una turbina eólica puede representarse de la siguiente manera (Sørensen *et al.*, 1996):

$$P_F = \left| \cos \varphi_{cc} + \frac{dQ_E}{dP_E}(\bar{W}) \cdot \sin \varphi_{cc} \right| \cdot \frac{1}{S_{cc}/S_N} \cdot I_W(\bar{W}) \cdot c_F(\bar{W}), \quad (4.26)$$

donde  $I_W$  es la intensidad de turbulencia definida en §2.6,  $\bar{W}$  es la velocidad media del viento (en períodos de 10 minutos) y  $c_F$  es el coeficiente de parpadeo propio de cada tipo de turbina. El nivel de emisión de parpadeo  $P_F$  está regulado en algunos países en los que la penetración de energía eólica en el sistema eléctrico ha alcanzado ya valores elevados.

Puede verse que la emisión de parpadeo es, al igual que el nivel de tensión, dependiente de la potencia de cortocircuito de la red y de la fase de la impedancia de cortocircuito.



**Figura 4.15:** Variación permitida de la tensión en función del número de cambios de tensión por segundo.

### 4.5.5 Distorsión armónica

La proliferación de cargas no lineales, tales como convertidores electrónicos de potencia, causan serios problemas de polución armónica en los sistemas de distribución. Efectivamente, la circulación de corrientes armónicas debidas a estas cargas produce distorsión en la tensión, aumentan las pérdidas en las líneas y transformadores, interfieren con las señales de comunicaciones y causan operaciones erróneas de los circuitos de control. A los fines de reducir estos problemas, las corrientes armónicas introducidas por los usuarios deben ser mantenidas por debajo de valores establecidos o en caso contrario ser compensadas.

Los generadores eólicos de velocidad fija (directamente conectados a la red) no introducen distorsión armónica. Sin embargo, los capacitores usados para la

compensación de la potencia reactiva pueden resonar con la impedancia de línea y amplificar algún armónico presente en la red (Larsson y Thiringer, 1995; Demoulias y Dokopoulos, 1996).

Por el contrario, los SCEE de velocidad variable (véase §4.3) emplean convertidores electrónicos para acoplar el generador a la red. Estos convertidores son fuentes de armónicos y la distorsión que introducen en la red depende del tipo de convertidor utilizado (Herrera *et al.*, 1988).

#### 4.5.6 Calidad de potencia de SCEE con recuperación de la potencia de resbalamiento

Varias publicaciones tratan el problema de la calidad de potencia de los generadores de inducción de doble salida con recuperación de la potencia de resbalamiento. En particular, realizan un análisis de la distorsión de la corriente suministrada a la red (Salameh y Kazda, 1987a, 1987b; Akpinar y Pillay, 1990; Baghzouz y Azam, 1992; Refoufi y Pillay, 1994; Ioannides, 1995; Çadirci y Ermis, 1998; Refoufi *et al.*, 1999). Estos trabajos presentan modelos del conjunto generador-convertidor de diversa complejidad, verificados experimentalmente para determinados puntos de operación. En Herrera *et al.* (1988) se presenta una comparación, a partir de datos experimentales, de los armónicos introducidos por un SCEE con recuperación de la potencia de resbalamiento con los suministrados por otros esquemas de SCEE.

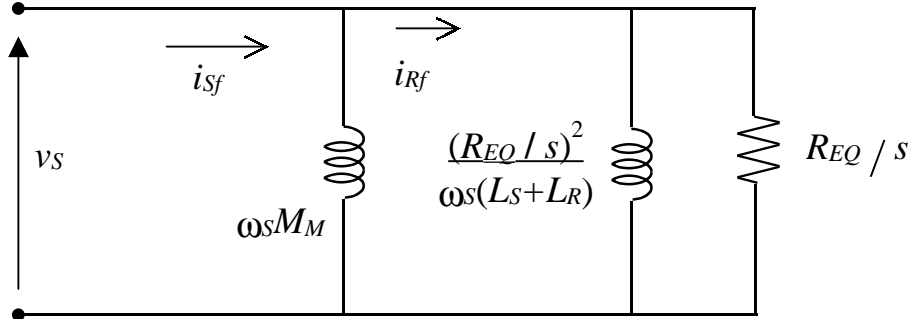
En esta sección se investiga la calidad de potencia de un GIDS con recuperación de la potencia de resbalamiento impulsado por una turbina eólica. El objetivo del análisis es obtener expresiones sencillas que muestren la relación entre los distintos factores que afectan la calidad de potencia y la velocidad del viento, para todo el rango de operación de la turbina. Los modos de operación del SCEE según la velocidad del viento han sido reflejados en la Figura 4.9. El SCEE opera con  $\cos\alpha=0$  para velocidades de viento  $W_{min}<W<W_{optmin}$ , con  $\lambda=\lambda_{opt}$  para  $W_{optmin}<W<W_{optmax}$ , con  $\cos\alpha=-1$  para  $W_{optmax}<W<W_N$  y a potencia constante para  $W_N<W<W_{max}$ . Los resultados de este análisis fueron parcialmente publicados en De Battista *et al.* (1998).

### A Consumo de potencia reactiva

Como se ha mencionado en §4.5.1, el consumo de potencia reactiva tiene una fuerte incidencia sobre el nivel estacionario de tensión (véase §4.5.2). Además, sus fluctuaciones también afectan la calidad de potencia, pues pueden provocar parpadeo en la iluminación.

La Figura 4.16 muestra un modelo simplificado del GIDS con Kramer Drive estático referido al estator. Este circuito resulta útil para realizar un cálculo aproximado de las corrientes del generador a la frecuencia de red ( $i_{sf}$  e  $i_{Rf}$ ). La rama serie del bobinado del rotor (véase la Figura 4.7) ha sido reemplazada por un circuito paralelo

equivalente. La resistencia y reactancia del circuito paralelo del rotor se han obtenido de la Figura 4.7 considerando que  $\frac{R_{EQ}}{s} \gg R_S, \omega_S \cdot (L_S + L_R)$ . Además se han despreciado las pérdidas en el núcleo.



**Figura 4.16:** Circuito equivalente paralelo, válido a la frecuencia de red, referido al estator del GIDS con Kramer Drive estático.

Luego, la potencia suministrada a red por el estator (por convención, positiva) es, de (4.14)

$$P_{GS} \cong T_G \cdot \Omega_S \cong -3 \cdot V_S \cdot I_{Rf} \cdot \cos \varphi_R, \quad (4.27)$$

donde  $\varphi_R$  es el desfase entre los fasores  $\vec{i}_{Rf}$  y  $\vec{v}_S$ . Luego, la componente activa de la corriente del rotor es:

$$I_{Rf} \cdot \cos \varphi_R \cong -\varepsilon \cdot T_G \cdot V_S, \quad \varepsilon = \frac{\Omega_S}{3 \cdot V_S^2}, \quad (4.28)$$

mientras que la componente reactiva es

$$I_{Rf} \cdot \sin \varphi_R \cong (\varepsilon \cdot T_G)^2 \cdot \omega_S \cdot (L_S + L_R) \cdot V_S. \quad (4.29)$$

La corriente del estator es, entonces

$$\vec{i}_{Sf} = -(\varepsilon \cdot T_G \cdot V_S) - j \left( \varepsilon \cdot T_G \cdot \omega_S \cdot (L_S + L_R) + \frac{1}{\varepsilon \cdot T_G \cdot \omega_S \cdot M_M} \right) \cdot (\varepsilon \cdot T_G \cdot V_S). \quad (4.30)$$

El desfase resultante entre la corriente y tensión del estator es

$$\varphi_S = \arctg \left( \varepsilon \cdot T_G \cdot \omega_S \cdot (L_S + L_R) + \frac{1}{\varepsilon \cdot T_G \cdot \omega_S \cdot M_M} \right). \quad (4.31)$$

Por otro lado, la corriente (de frecuencia fundamental) del lado de alterna del convertidor  $i_C$  es:



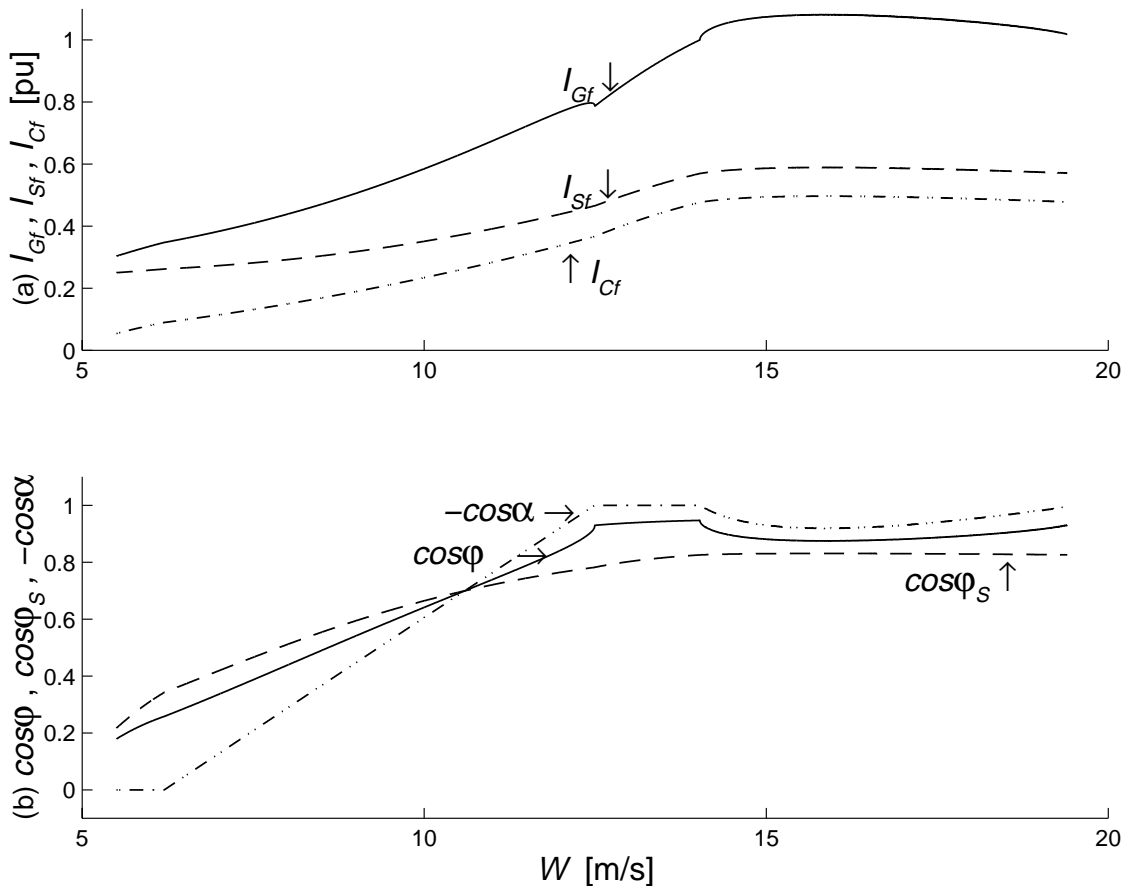
$$\vec{i}_{Cf} = I_{Rf} \cdot (\cos \alpha - j \operatorname{sen} \alpha) \cong \varepsilon \cdot T_G \cdot V_S \cdot (\cos \alpha - j \operatorname{sen} \alpha), \quad \alpha \in \left[ \frac{\pi}{2}, \pi \right]. \quad (4.32)$$

Sumando las corrientes de estator y del convertidor se obtiene la corriente total del generador:

$$\vec{i}_{Gf} = \varepsilon \cdot T_G \cdot V_S \cdot [-(1 - \cos \alpha) - j(\operatorname{tg} \varphi_S + \operatorname{sen} \alpha)]. \quad (4.33)$$

La amplitud y fase de estas corrientes del generador varían fuertemente con la velocidad del viento y el modo de operación del SCEE.

La Figura 4.17 muestra la amplitud y fase de las corrientes de estator ( $I_{sf}$  y  $\cos \varphi_S$ ), del convertidor ( $I_{cf}$  y  $-\cos \alpha$ ) y del generador ( $I_{Gf}$  y  $\cos \varphi$ ), en función de la velocidad del viento  $W$ . Estas corrientes han sido normalizadas respecto a la corriente  $I_N$  que se corresponde con el punto de operación nominal del SCEE ( $I_N$  no es la corriente nominal del generador). Para la obtención de estas curvas, la característica de par del generador fue aproximada linealmente por (4.17).

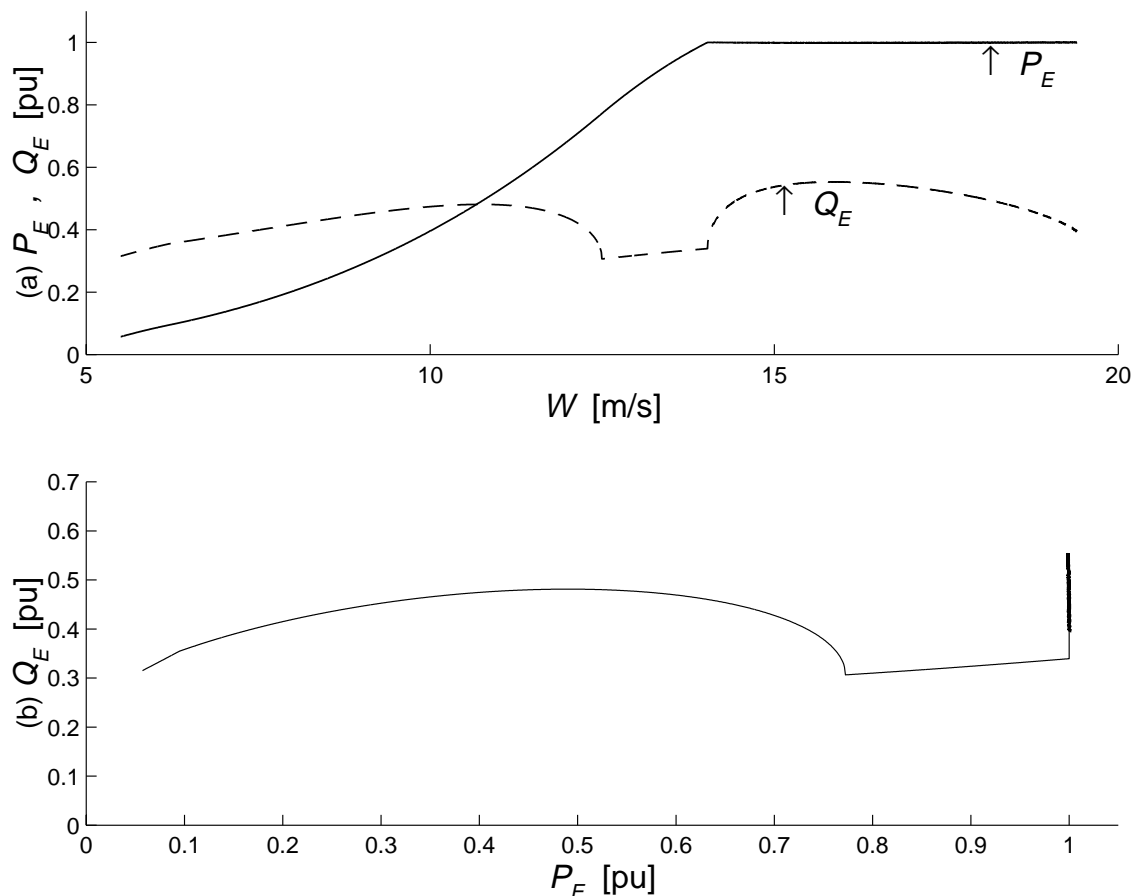


**Figura 4.17:** (a) Amplitud y (b) fase de las corrientes del GIDS en función de la velocidad del viento.

Se observa que mientras la turbina opera en el límite inferior de velocidad ( $\cos\alpha=0$ ), la corriente del convertidor tiene sólo una componente reactiva. En la región de seguimiento del punto óptimo, tanto las amplitudes de las corrientes como sus respectivos  $\cos\phi$  aumentan. Cuando se alcanza el límite superior de velocidad, el convertidor suministra una corriente en fase con la tensión. Las amplitudes de las corrientes siguen creciendo hasta que se alcanza la potencia nominal. En la región de regulación de potencia, las corrientes varían poco en amplitud, mientras que  $\cos\alpha$  del convertidor disminuye (hasta el punto de entrada en pérdida de la turbina) y luego aumenta.

El valor negativo de la corriente activa del generador (véase (4.33)), de amplitud  $I_P = \varepsilon \cdot T_G \cdot V_S \cdot (1 - \cos\alpha)$ , es debido a que la máquina actúa como generador, mientras que el valor negativo de la componente reactiva (de amplitud  $I_Q = \varepsilon \cdot T_G \cdot V_S \cdot (\tan\phi_S + \sin\alpha)$ ) es debido al comportamiento inductivo de la máquina.

La Figura 4.18 muestra las potencias activa y reactiva del generador (normalizadas respecto a la potencia nominal  $P_N$  del SCEE).



**Figura 4.18:** (a) Potencias activa y reactiva normalizadas del GIDS con Kramer Drive estático en función de la velocidad del viento. (b) Potencia reactiva vs. potencia activa.

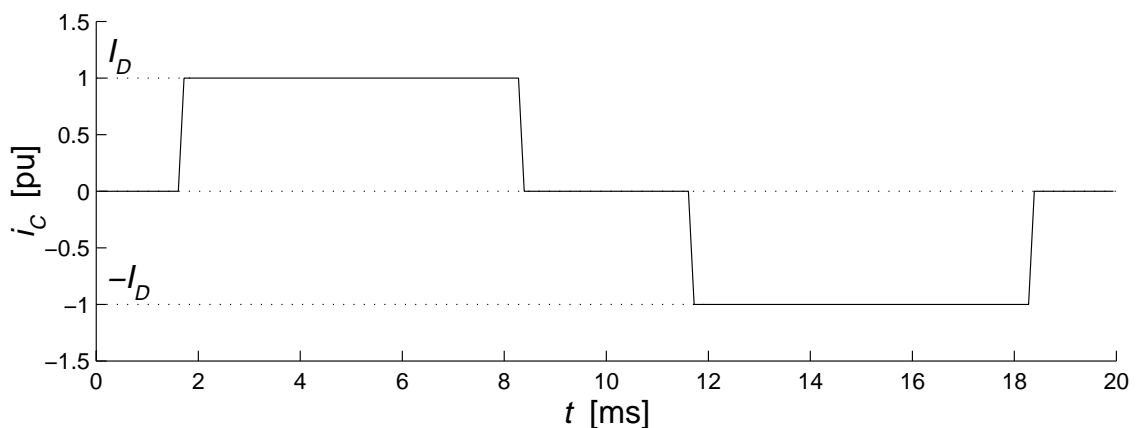
La Figura 4.18.a ilustra la variación de dichas potencias con la velocidad del viento. Puede verse cómo la potencia aumenta con el viento (con una función cúbica) en la región de seguimiento. La potencia reactiva se reduce bruscamente cuando el SCEE alcanza el límite superior de velocidad. Luego, en la región de regulación de potencia, la potencia reactiva aumenta (asociada a la disminución de velocidad) hasta el punto de operación en pérdida. Posteriormente, vuelve a disminuir hasta alcanzar la velocidad de corte. Asimismo, la Figura 4.18.b muestra la relación de potencia activa versus reactiva.

## B Distorsión

El empleo del Kramer Drive estático para la recuperación de la potencia de resbalamiento introduce distorsión en la corriente suministrada a la red por dos caminos. El camino más directo es la inyección de los armónicos característicos del inversor a través del transformador que conecta el Kramer Drive a la red. Pero a su vez, el rectificador (a diodos) del Kramer Drive genera corrientes armónicas en los bobinados del rotor. Éstas inducen en el estator corrientes de frecuencias que, en general, no son múltiplos de la frecuencia de red.

### *Corrientes armónicas de la frecuencia de red*

La corriente suministrada por un convertidor (de seis pulsos) ideal se muestra en la Figura 4.19. No se han considerado ni el tiempo de solapamiento (tiempo durante el cual los dos dispositivos de una rama del convertidor conducen simultáneamente) que da lugar a una transición más suave entre los dos niveles de corriente; ni variaciones en la corriente del enlace de corriente continua, que provoca fluctuaciones en la corriente.



**Figura 4.19:** Forma de onda de la corriente del convertidor Kramer Drive estático.

El contenido armónico de esta corriente está dado por las siguientes componentes:

$$I_{Ch} = I_{Cf}/h, \quad h = 6v \pm 1, \quad \forall v \in \mathbb{N}. \quad (4.34)$$

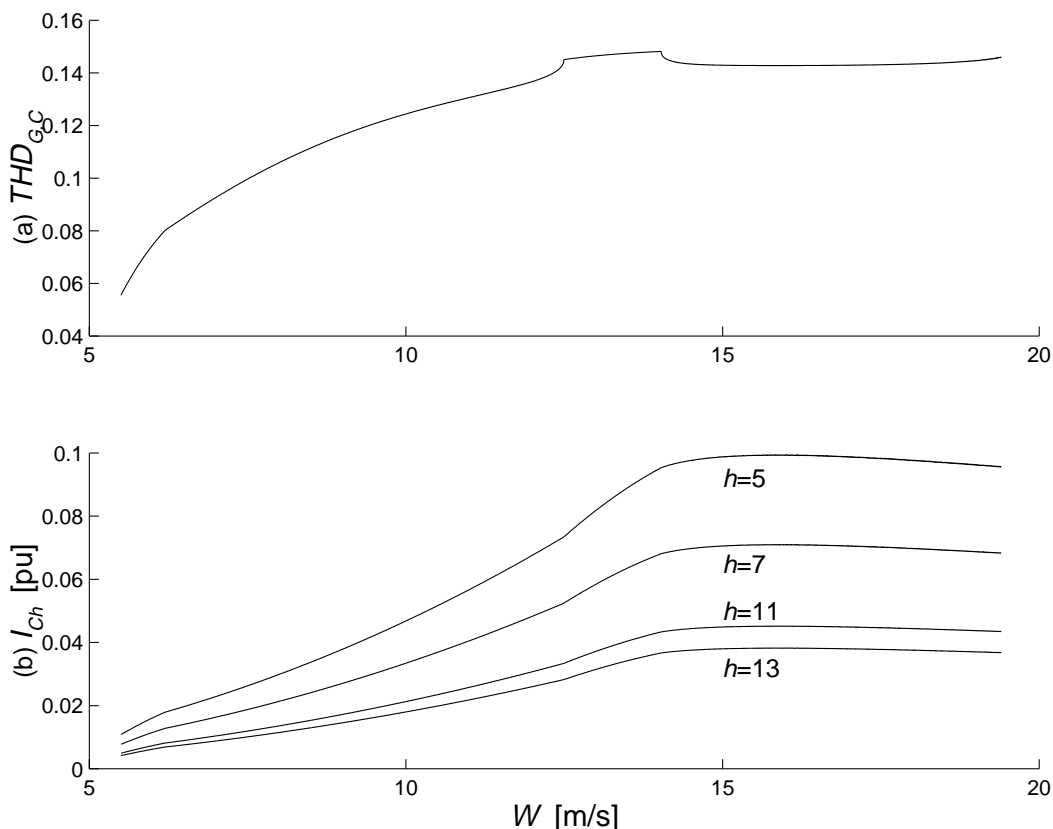
La distorsión armónica total del convertidor ideal es, entonces

$$THD_C = \frac{\sqrt{\sum I_{Ch}^2}}{I_{Cf}} = \sqrt{\left(\frac{\pi}{3}\right)^2 - 1} \cong 31,1\%. \quad (4.35)$$

Luego, la distorsión armónica del generador ocasionada por el convertidor (es decir, suponiendo corriente sinusoidal en el estator) es

$$THD_{G,C} = \frac{\sqrt{\sum I_{Ch}^2}}{I_{Gf}} = \frac{\sqrt{\sum I_{Ch}^2}}{I_{Cf}} \cdot \frac{I_{Cf}}{I_{Gf}} = THD_C \cdot \frac{I_{Cf}}{I_{Gf}}. \quad (4.36)$$

La Figura 4.20.a muestra cómo varía la distorsión  $THD_{G,C}$  en función de la velocidad del viento. Este gráfico se obtiene de las curvas de  $I_C$  e  $I_G$  de la Figura 4.17. La Figura 4.20.b, en tanto, presenta las magnitudes de las corrientes armónicas de más bajo orden ( $h=5, 7, 11$  y  $13$ ) del convertidor (normalizadas respecto a la corriente nominal  $I_N$ ) en función de la velocidad del viento. Puede observarse que las magnitudes de las componentes armónicas de la corriente del convertidor crecen con la velocidad del viento hasta que éste alcanza su velocidad nominal, y luego se mantienen aproximadamente constantes.



**Figura 4.20:** (a) Distorsión armónica total introducida por el convertidor en función de la velocidad del viento. (b) Amplitud de las corrientes armónicas (normalizadas) preponderantes en función de la velocidad del viento.

### *Corrientes no armónicas de la frecuencia de red*

El rectificador (no controlado) del Kramer Drive estático es también de seis pulsos. Luego, la forma de onda de la corriente en el rotor es similar a la de la corriente entregada por el convertidor a red. En consecuencia, el contenido armónico es similar.

**Observación:** En realidad, los contenidos armónicos de dichas corrientes pueden diferir debido a los diferentes ángulos de solapamiento. El ángulo de solapamiento de la corriente suministrada a red por el Kramer Drive estático depende de la inductancia que presenta la red. En general, es una buena aproximación despreciar el efecto de este ángulo de solapamiento sobre el contenido armónico de la corriente (Çadirci y Ermis, 1998). Sin embargo, con el ángulo de solapamiento de la corriente del rotor no ocurre lo mismo. En verdad, este ángulo varía fuertemente con el resbalamiento  $s$  (Çadirci y Ermis, 1998; Salameh y Kazda, 1987a). En efecto, a medida que el resbalamiento disminuye en magnitud (es decir, que el SCEE opera a menor velocidad), el tiempo de solapamiento aumenta. Como consecuencia, el contenido armónico de la corriente del rotor disminuye respecto al de la corriente del convertidor ideal (Figura 4.19) (Salameh y Kazda, 1987b).

La frecuencia fundamental de la corriente del rotor es, como se mencionó en §4.4.2,  $(s \cdot f_s)$ . Luego, las frecuencias armónicas son  $(s \cdot f_s \cdot h)$ . Las componentes  $h = 6v + 1, \forall v \in \mathbb{N}$  tienen secuencia positiva, mientras que los armónicos  $h = 6v - 1, \forall v \in \mathbb{N}$  tienen secuencia negativa.

Las frecuencias armónicas de la corriente del rotor referida al estator pueden obtenerse a partir de la definición del resbalamiento:

$$f_h = \frac{pp \cdot \Omega_G}{2 \cdot \pi} \pm s \cdot f_s \cdot h. \quad (4.37)$$

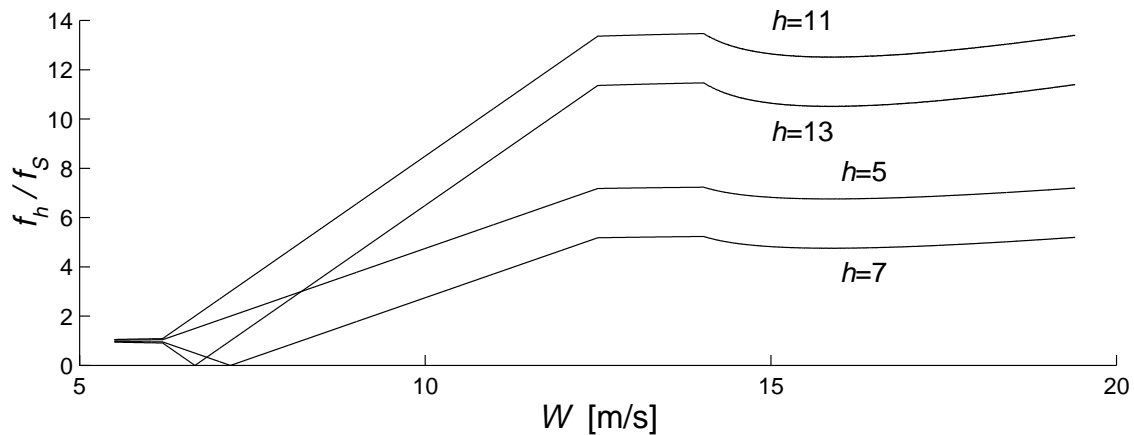
Los signos '+' y '-' corresponden a los armónicos con secuencia positiva y negativa respectivamente. Reemplazando  $\Omega_G$  por (4.3), resulta (Salameh y Kazda, 1987b):

$$f_h = (1 \pm 6 \cdot v \cdot s) \cdot f_s, \quad h = 6v \pm 1, \quad \forall v \in \mathbb{N}. \quad (4.38)$$

Por definición, el resbalamiento asociado a estos armónicos de la frecuencia de la corriente del rotor es

$$s_h = \frac{\frac{2 \cdot \pi}{pp} \cdot f_h - \Omega_G}{\frac{2 \cdot \pi}{pp} \cdot f_h} = \frac{\pm h \cdot s}{1 \pm 6 \cdot v \cdot s}, \quad h = 6v \pm 1, \quad \forall v \in \mathbb{N}. \quad (4.39)$$

Puede apreciarse en (4.38) que las frecuencias de las componentes de la corriente del estator, asociadas a los armónicos de la corriente del rotor, no son múltiplos enteros de la frecuencia de red. Por lo tanto, la forma de onda de la corriente del estator no es periódica. La Figura 4.21 muestra la variación de la frecuencia de las corrientes de distorsión del estator, en función de la velocidad del viento para los armónicos de más bajo orden.



**Figura 4.21:** Frecuencias de las corrientes de distorsión predominantes del estator en función de la velocidad del viento.

Puede verse que para vientos de muy baja velocidad (cuando el SCEE opera con  $\cos\alpha=0$ ), el resbalamiento es pequeño y las frecuencias de las corrientes de distorsión son muy próximas a 50Hz.

En el modo de operación de seguimiento del punto óptimo, las frecuencias de los armónicos del rotor con secuencia negativa crecen linealmente, mientras que los de secuencia positiva decrecen hasta cero y luego crecen linealmente. Poco antes de que se alcance el límite superior de velocidad ( $\cos\alpha=-1$ ), el resbalamiento toma el valor  $s=-1$ . Para este resbalamiento,  $f_h = (1 \mp 6 \cdot v) \cdot f_s$ ,  $h = 6v \pm 1$ ,  $\forall v \in \mathbb{R}$ . Es decir, que el quinto armónico de la corriente del rotor produce una corriente armónica en el estator de orden 7 y viceversa. Lo mismo ocurre con los armónicos 11 y 13, 17 y 19, etc.

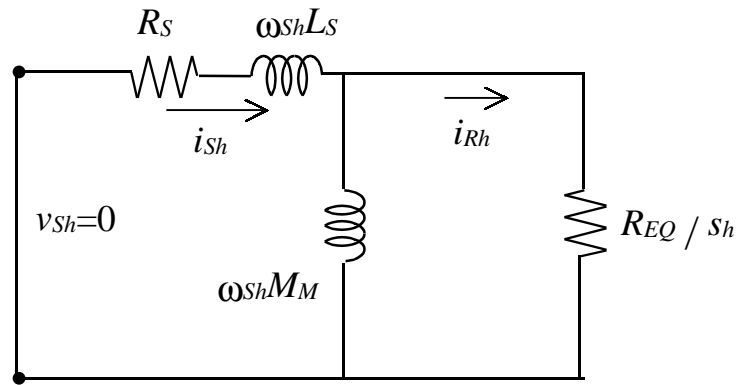
Durante la operación con limitación de velocidad ( $\cos\alpha=-1$ ), el resbalamiento es levemente inferior a  $-1$  y varía poco con la velocidad del viento. Luego, las frecuencias de las corrientes del estator varían muy poco.

Cuando el SCEE supera su punto de operación nominal, las frecuencias se reducen en la medida que lo hace el resbalamiento (debido a la reducción de velocidad) hasta alcanzar un punto próximo al de entrada en pérdida de la turbina. Para vientos mayores, las frecuencias vuelven a crecer hasta alcanzar la velocidad de corte.

La amplitud de las componentes de la corriente del estator pueden obtenerse a partir del circuito equivalente de la Figura 4.22 válido para las componentes armónicas del rotor. Por simplicidad en el análisis, se supone que la tensión en bornes del estator no tiene componentes a las frecuencias de distorsión (4.38). Por ello, en la Figura 4.22, los bornes del estator están en cortocircuito.

La amplitud de las componentes de la corriente de estator, en función de las del rotor, es:

$$I_{Sh} = \frac{\omega_h \cdot M_M}{\sqrt{R_S^2 + \omega_h^2 \cdot (L_S + M_M)^2}} \cdot I_{Rh}, \quad \omega_h = 2 \cdot \pi \cdot f_h. \quad (4.40)$$



**Figura 4.22:** Circuito equivalente del GIDS para las frecuencias armónicas del rotor.

La relación entre las amplitudes de las corrientes de estator  $I_{Sh}$  y de rotor  $I_{Rh}$  es aproximadamente unitaria para todas las frecuencias, excepto en un estrecho entorno de la frecuencia nula, en que cae bruscamente a 0 (es decir, a la velocidad del viento, más precisamente, al resbalamiento, para la cual  $f_h=0$ , la corriente de distorsión  $I_{Sh}$  correspondiente es nula).

## 4.6 Resumen del capítulo

Se analizaron los sistemas de conversión de energía eólica que operan a velocidad constante: sus modos de operación, los métodos convencionales para limitar la potencia y sus distintas configuraciones.

Se describieron las distintas configuraciones de sistemas de generación que operan con velocidad variable. Se analizaron sus ventajas y desventajas. Se estudió con mayor detalle el sistema de conversión de velocidad variable y frecuencia constante que emplea un generador de inducción de doble salida y un convertidor Kramer Drive estático para la recuperación de la potencia rotórica. La principal ventaja de esta configuración es el bajo costo del convertidor, que necesita procesar sólo una parte de la potencia generada. Se describieron los distintos modos de operación del sistema.

Se presentó un modelo dinámico de todo el sistema de conversión de velocidad variable y frecuencia constante. Éste incluye el modelo de la turbina, del generador y del sistema mecánico.

Se resumieron los principales problemas de la calidad de la potencia generada, haciendo hincapié en el consumo de potencia reactiva y en las fluctuaciones de tensión debidas a las cargas aerodinámicas.

Se investigó la calidad de potencia de los sistemas de generación de velocidad variable y frecuencia constante. Se analizó el consumo de potencia reactiva del sistema

de generación para sus distintos modos de operación. Se obtuvieron curvas que relacionan la potencia reactiva con la velocidad del viento. Se estudió la distorsión introducida por el convertidor Kramer Drive. El convertidor inyecta a red corrientes con frecuencias armónicas de la fundamental. Además, induce en los bobinados del estator corrientes cuyas frecuencias dependen de la velocidad de rotación, es decir, del modo de operación.



# 5

## Control por modo deslizante

Se introducen los sistemas de estructura variable, y sus regímenes deslizantes. Se define la señal de control continua equivalente. Se establecen las condiciones de existencia del régimen deslizante. Se analizan sus propiedades de robustez. Se describe el modo de alcance de la superficie de deslizamiento. Se introduce el modo deslizante dinámico, que contempla la posibilidad de incluir la entrada del sistema en la ley de control discontinua. Se resumen los inconvenientes en la implementación de los controladores por modo deslizante, particularmente asociados a la alta frecuencia de conmutación y las dinámicas no modeladas. Se describe un método para imponer un régimen deslizante con frecuencia constante.

### 5.1 Introducción

La teoría del control de sistemas de estructura variable y los regímenes deslizantes asociados fue propuesta en la década del '50 y desarrollada originariamente por investigadores soviéticos (Emel'yanov, 1967; Itkis, 1976).

Los sistemas de estructura variable están compuestos por varios subsistemas continuos y una ley de conmutación entre estos subsistemas. La acción de control que resulta de esta ley de conmutación es una función discontinua del estado del sistema. Un modo de operación particular se obtiene cuando las conmutaciones ocurren a una frecuencia muy elevada, idealmente infinita, restringiendo la trayectoria del estado del sistema a un subespacio dentro del espacio de estados. Este modo de operación es llamado modo o régimen deslizante (MD) y presenta propiedades muy atractivas. Entre otras, es robusto a perturbaciones externas y a incertidumbre en los parámetros, el sistema de lazo cerrado es de orden reducido, y su dinámica es gobernada mediante el diseño de la función de conmutación.

Hacia fines de la década del '70, el interés en esta teoría de control se extendió a todo el mundo (Utkin, 1977), produciéndose desde entonces grandes avances teóricos. Existe una gran cantidad de trabajos que incluyen revisiones generales sobre el control de estructura variable (Utkin, 1992; Hung *et al.*, 1993; Buhler, 1986; Sira-Ramírez, 1988; DeCarlo *et al.*, 1988; Zinober, 1990; Young *et al.*, 1999). Además, gracias a las interesantes propiedades del MD y al desarrollo tecnológico que permitió implementar las propuestas teóricas, surgieron numerosas aplicaciones prácticas (Slotine y Sastry, 1983; Young, 1977; Dwyer y Sira-Ramírez, 1988; Utkin, 1993; Sira-Ramírez, 1992; Sabanovic *et al.*, 1993) (véanse otras referencias en Hung *et al.*, 1993).

En este capítulo se introducen los principios del control por MD necesarios para comprender el desarrollo de las estrategias propuestas en los capítulos siguientes. Esta presentación se realiza en el marco del control de sistemas no lineales empleando conceptos de geometría diferencial (Isidori; 1989; Nijmeijer y van der Schaft, 1990), que se extendió rápidamente al control de sistemas por MD (Sira-Ramírez, 1988).

## 5.2 Descripción del modo deslizante

Considérese el siguiente sistema no lineal de una entrada afín en el control:

$$\dot{x} = f(x) + g(x) \cdot u, \quad (5.1)$$

donde  $x \in \mathbf{X}$ , con  $\mathbf{X} \subset \mathfrak{R}^n$  conjunto abierto, es el vector de estados;  $u : \mathfrak{R}^n \rightarrow \mathfrak{R}$  es la acción de control; y  $f$  y  $g$  son campos vectoriales locales suficientemente suaves definidos en  $\mathbf{X}$ , con  $g(x) \neq 0, \forall x \in \mathbf{X}$ .

Se define la función de conmutación  $h$  como una función suave  $h : \mathbf{X} \rightarrow \mathfrak{R}$ , con gradiente  $dh$  no nulo en  $\mathbf{X}$ . Luego, el conjunto:

$$S = \{x \in \mathbf{X} : h(x) = 0\} \quad (5.2)$$

define una subvariedad regular en  $\mathbf{X}$  de dimensión  $(n-1)$ , llamada variedad (o superficie) de deslizamiento. Todos los resultados presentados en esta sección son válidos localmente en el entorno de la variedad de deslizamiento  $S$ .

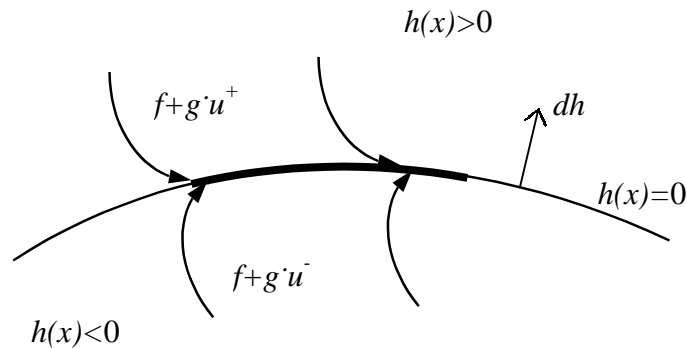
Una ley de control de estructura variable puede obtenerse forzando a la acción de control  $u$  a tomar un valor de dos posibles, según sea el signo de la función de conmutación  $h(x)$ :

$$u = \begin{cases} u^+(x) & \text{si } h(x) \geq 0 \\ u^-(x) & \text{si } h(x) < 0 \end{cases} \quad u^+(x) \neq u^-(x), \quad (5.3)$$

con  $u^+(x)$  y  $u^-(x)$  funciones suaves en  $\mathbf{X}$ .

Se dice que existe un régimen deslizante sobre  $S$  cuando, como resultado de la ley de control (5.3), el sistema alcanza la variedad  $S$  y se mantiene localmente en su entorno. Para la existencia de un régimen deslizante sobre  $S$  debe cumplirse que los campos vectoriales controlados  $(f + g \cdot u^+)$  y  $(f + g \cdot u^-)$  apunten localmente hacia la variedad  $S$  (Figura 5.1) (Utkin, 1977):

$$\begin{cases} \lim_{h \rightarrow +0} \langle dh, f + g \cdot u^+ \rangle = \lim_{h \rightarrow +0} L_{f+g \cdot u^+} h < 0 \\ \lim_{h \rightarrow -0} \langle dh, f + g \cdot u^- \rangle = \lim_{h \rightarrow -0} L_{f+g \cdot u^-} h > 0. \end{cases} \quad (5.4)$$



**Figura 5.1:** Régimen deslizante sobre una variedad de deslizamiento.

### 5.3 Método del control equivalente

Existen varios métodos para resolver el problema suscitado por la discontinuidad en el lado derecho de la ecuación diferencial (5.1) (Hung *et al.*, 1993). Uno de ellos es el método del control equivalente y se basa en reconocer que  $\dot{h}(x) = 0$  es condición necesaria para confinar la trayectoria de estados a la variedad  $h(x) = 0$  (Utkin, 1977). Se define, entonces, la acción de control equivalente  $u_{eq}(x)$  como la ley de control por realimentación suave (ficticia) para la cual  $S$  es una variedad invariante local del sistema (5.1) (Figura 5.2):

$$\begin{cases} h(x) = 0 \\ \dot{h}(x) = \langle dh, f + g \cdot u_{eq}(x) \rangle = L_{f+g \cdot u_{eq}(x)} h = 0. \end{cases} \quad (5.5)$$

El control equivalente  $u_{eq}(x)$  se obtiene directamente de (5.5):

$$u_{eq}(x) = -\frac{L_f h}{L_g h} \Big|_{h=0} = -\left(\frac{\partial h}{\partial x} \cdot g\right)^{-1} \cdot \frac{\partial h}{\partial x} \cdot f \Big|_{h=0}. \quad (5.6)$$

Reemplazando  $u$  por  $u_{eq}(x)$  en (5.1), se obtiene la dinámica ideal de deslizamiento:

$$\begin{cases} \dot{x} = f + g \cdot u_{eq} = \left[ I - g \cdot \left(\frac{\partial h}{\partial x} \cdot g\right)^{-1} \cdot \frac{\partial h}{\partial x} \right] \cdot f \\ h(x) = 0. \end{cases} \quad (5.7)$$

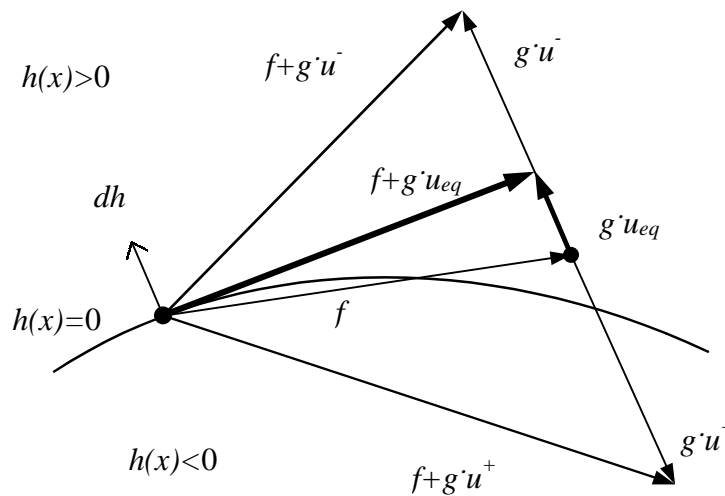


Figura 5.2: Método del control equivalente.

## 5.4 Condiciones de existencia del MD

### 5.4.1 Condición de transversalidad

Se dice que el control continuo equivalente  $u_{eq}(x)$  está bien definido cuando existe y queda unívocamente determinado a partir de las condiciones de invariancia (5.5).

**Lema** (Sira-Ramírez, 1988)

Es condición necesaria y suficiente para que el control equivalente esté bien definido, que se satisfaga localmente en  $S$  la condición de transversalidad:

$$\langle dh, g \rangle = L_g h \neq 0. \quad (5.8)$$

**Demostración**

Si  $u_{eq}(x)$  está bien definido, entonces necesariamente  $L_g h \neq 0$  sobre  $S$ . Caso contrario, para que  $u_{eq}(x)$  exista,  $L_f h$  también debería ser cero. Pero si esto ocurriese, el control equivalente no sería único, dado que (5.5) se satisfaría trivialmente para cualquier control  $u$ . Por el otro lado, si  $L_g h \neq 0$  sobre  $S$ , entonces, de (5.6),  $u_{eq}(x)$  existe.

Supóngase que existen dos funciones  $u_{eq1}(x)$  y  $u_{eq2}(x)$ , que verifican la condición de invariancia:

$$L_{f+g \cdot u_{eq1}} h = L_{f+g \cdot u_{eq2}} h = 0. \quad (5.9)$$

Luego,

$$L_g h \cdot (u_{eq1}(x) - u_{eq2}(x)) = 0. \quad (5.10)$$

Como  $L_g h \neq 0$ , entonces  $u_{eq1}(x) = u_{eq2}(x)$ , es decir que la  $u_{eq}(x)$  es única.  $\square$

Geoméricamente, el Lema 1 establece que el campo vectorial  $g$  no puede ser tangente a la variedad de deslizamiento  $S$ .

### 5.4.2 Condición necesaria para la existencia de un régimen deslizante

**Lema** (Sira-Ramírez, 1988)

Si un régimen deslizante existe sobre  $S$ , entonces (sin pérdida de generalidad, se supone que  $u^+(x) > u^-(x)$ ):

$$\langle dh, g \rangle = L_g h < 0. \quad (5.11)$$

**Demostración**

Restando entre sí las ecuaciones de (5.4), se cumple sobre  $S$  que:

$$L_g h \cdot (u^+ - u^-) < 0. \quad (5.12)$$

Dado que  $u^+(x) - u^-(x) > 0$ , el resultado es inmediato.  $\square$

De los lemas anteriores se desprende que una condición necesaria para la existencia de un régimen deslizante local sobre  $S$ , es que la acción de control equivalente  $u_{eq}(x)$  quede bien definida.

### 5.4.3 Condición necesaria y suficiente para la existencia de un régimen deslizante

**Teorema** (Sira-Ramírez, 1988)

Una condición necesaria y suficiente para la existencia de modo deslizante local sobre  $S$ , es que localmente en  $\mathbf{X}$ , para  $x \in S$ ,

$$u^-(x) < u_{eq}(x) < u^+(x) \quad \text{con} \quad u^+(x) > u^-(x). \quad (5.13)$$

#### *Demostración*

Supóngase que existe un régimen deslizante ideal sobre  $S$ , entonces se cumple localmente (5.4):

$$L_{f+g \cdot u^+} h = L_f h + L_g h \cdot u^+ < 0, \quad (5.14)$$

y dividiendo por  $L_g h < 0$  (del Lema 2), se obtiene:

$$\frac{L_f h}{L_g h} + u^+ = -u_{eq}(x) + u^+ > 0. \quad (5.15)$$

De la misma manera se demuestra que  $-u_{eq}(x) + u^- < 0$ .

Para probar la condición suficiente, supóngase una función  $u_{eq}(x)$  suave que satisface (5.6) y (5.13). Luego, la señal auxiliar  $v_{eq}$ :

$$v_{eq} = \frac{u_{eq}(x) - u^-(x)}{u^+(x) - u^-(x)} \quad (5.16)$$

satisface:

$$L_{f+g \cdot u_{eq}} h = v_{eq} \cdot L_{f+g \cdot u^+} h + (1 - v_{eq}) \cdot L_{f+g \cdot u^-} h = 0. \quad (5.17)$$

De (5.13) y (5.16), se obtiene que

$$\begin{cases} 0 < v_{eq} < 1 \\ 0 < 1 - v_{eq} < 1. \end{cases} \quad (5.18)$$

Luego, necesariamente,

$$\text{sign}(L_{f+g \cdot u^+} h) \neq \text{sign}(L_{f+g \cdot u^-} h). \quad (5.19)$$

Como la orientación de  $S$  es arbitraria ( $S$  puede definirse indistintamente por  $h(x) = 0$  o  $-h(x) = 0$ ), la condición (5.19) puede escribirse:

$$L_{f+g \cdot u^+} h < 0 < L_{f+g \cdot u^-} h, \quad (5.20)$$

verificándose (5.4), por lo que el régimen deslizante sobre  $S$  existe.  $\square$

Esta condición necesaria y suficiente puede generalizarse de la siguiente manera:

$$\min(u^+(x), u^-(x)) < u_{eq}(x) < \max(u^+(x), u^-(x)), \quad (5.21)$$

independizándose de la desigualdad existente entre  $u^+(x)$  y  $u^-(x)$ .

## 5.5 Modo de alcance

El modo de alcance es el modo de operación del sistema de estructura variable durante el cual la trayectoria del estado evoluciona desde una condición inicial hasta un punto sobre la variedad de deslizamiento.

La condición de alcance es

$$\begin{cases} \dot{h}(x) > 0 & \text{si } h(x) < 0 \\ \dot{h}(x) < 0 & \text{si } h(x) > 0, \end{cases} \quad (5.22)$$

y debe ser satisfecha por la ley de control (5.3).

En la literatura pueden encontrarse distintas propuestas para la operación en el modo de alcance (Hung *et al.*, 1993). Una posibilidad consiste en emplear toda la acción de control disponible para forzar (5.22). La ley de control (5.3), bajo la suposición de que  $L_g h < 0$ , consiste en aplicar  $u^+(x) = u_{max}$  y  $u^-(x) = u_{min}$ , donde  $u_{max}$  y  $u_{min}$  son, respectivamente, la máxima y mínima acción de control disponible.

Otro método, llamado ley de alcance, consiste en especificar la dinámica de la función de conmutación. Por ejemplo, puede proponerse una ley de alcance a velocidad constante:

$$\dot{h}(x) = -M \cdot \text{sign}(h(x)). \quad (5.23)$$

A partir de esta ecuación pueden obtenerse las leyes de realimentación  $u^+(x)$  y  $u^-(x)$  que la satisfacen:

$$L_f h + L_g h \cdot u = -M \cdot \text{sign}(h). \quad (5.24)$$

Luego, la ley de control de estructura variable asociada a la ley de alcance (5.23) es

$$u = \begin{cases} u^+(x) = \frac{-1}{L_g h} \cdot (L_f h + M) & \text{si } h(x) \geq 0 \\ u^-(x) = \frac{-1}{L_g h} \cdot (L_f h - M) & \text{si } h(x) < 0. \end{cases} \quad (5.25)$$

Evaluando  $u^+(x)$  y  $u^-(x)$  en el entorno de la variedad de deslizamiento, resulta

$$\begin{cases} \lim_{h \rightarrow +0} u^+(x) = u_{eq}(x) - \frac{M}{L_g h} \\ \lim_{h \rightarrow -0} u^-(x) = u_{eq}(x) + \frac{M}{L_g h}. \end{cases} \quad (5.26)$$

Por lo tanto, la condición necesaria y suficiente para la existencia del modo deslizante (5.21) se satisface sobre toda la variedad de deslizamiento  $S$ .

## 5.6 Invariancia ante perturbaciones

A los fines de analizar el efecto de las incertidumbres paramétricas y perturbaciones externas, la ecuación (5.1) es modificada como sigue:

$$\dot{x} = f(x) + g(x) \cdot u + \xi, \quad (5.27)$$

donde  $\xi \in \mathfrak{R}^n$  es el vector de perturbaciones. A continuación, para simplificar la presentación de las propiedades de invariancia del MD, se consideran sólo incertidumbres paramétricas en el campo vectorial de deriva  $\xi \equiv \delta f(x)$ , y perturbaciones externas  $\xi \equiv d(t)$  (Drazenovic; 1969; El-Ghezawi *et al.*, 1983; Sira-



Ramírez, 1988). Más adelante, en §5.6.3, estos resultados se extienden al caso en que existan incertidumbres paramétricas en el campo vectorial del control  $\xi \equiv \delta g(x) \cdot u$  (Gao y Hung, 1993).

El vector de perturbaciones puede ser descompuesto unívocamente en dos vectores  $g(x) \cdot \zeta$  y  $\mu$ :

$$\xi = g(x) \cdot \zeta + \mu, \quad (5.28)$$

donde  $\zeta$  es una función escalar suave. Uno de estos vectores pertenece al espacio generado por el campo vectorial  $g$  ( $g(x) \cdot \zeta \in \text{span}\{g(x)\}$ ), y el otro es tangente a la variedad  $S$  ( $\mu \in \ker\{dh\}$ ).

A partir de las condiciones de invariancia de  $S$ , se obtiene el control equivalente para el sistema perturbado:

$$u_{eq}(x) = -\frac{L_{f+\xi}h}{L_g h} = -\left(\frac{\partial h}{\partial x} \cdot g\right)^{-1} \cdot \frac{\partial h}{\partial x} \cdot (f + \xi). \quad (5.29)$$

En consecuencia, de (5.27) y (5.29), la dinámica ideal de deslizamiento está dada por:

$$\dot{x} = f + g \cdot u_{eq} + \xi = \left[ I - g \cdot \left(\frac{\partial h}{\partial x} \cdot g\right)^{-1} \cdot \frac{\partial h}{\partial x} \right] \cdot (f + \xi). \quad (5.30)$$

## 5.6.1 Propiedad de invariancia fuerte

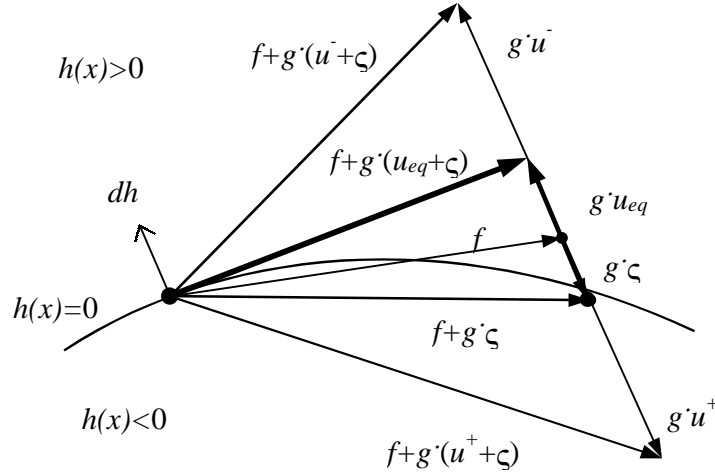
Se dice que el MD exhibe la propiedad de invariancia fuerte a la perturbación  $\xi$  siempre que la dinámica deslizante ideal sea independiente de  $\xi$ .

**Teorema** (Sira-Ramírez, 1988)

Un régimen deslizante sobre la variedad  $S$  del sistema perturbado (5.27) satisface la propiedad de invariancia fuerte respecto de  $\xi$  si y sólo si el vector de perturbación  $\xi$  satisface la condición de acoplamiento:

$$\xi \in \text{span}\{g(x)\}, \quad (5.31)$$

es decir, que (5.28) se reduce a  $\xi = g(x) \cdot \zeta$  (Figura 5.3).



**Figura 5.3:** Propiedad de invariancia fuerte del MD.

### **Demostración**

Si se satisface la propiedad de invariancia fuerte, entonces, de (5.7) y (5.30), resulta que

$$\left[ I - g \left( \frac{\partial h}{\partial x} \cdot g \right)^{-1} \cdot \frac{\partial h}{\partial x} \right] \cdot \xi = 0 \quad (5.32)$$

dado que la dinámica deslizante ideal debe coincidir con la del sistema no perturbado. Luego,

$$\xi = g \cdot \left( \frac{\partial h}{\partial x} \cdot g \right)^{-1} \cdot \frac{\partial h}{\partial x} \cdot \xi. \quad (5.33)$$

Esta ecuación se verifica no trivialmente si y sólo si el vector de perturbaciones es de la forma  $\xi = g(x) \cdot \zeta$ .

Por el otro lado, si la perturbación satisface la condición de acoplamiento, entonces, la dinámica del sistema perturbado (5.30) con  $\xi = g(x) \cdot \zeta$  se reduce a (5.7), que es la dinámica del sistema sin perturbar. □

### **Teorema** (Sira-Ramírez, 1988)

Sea  $\xi \in \text{span}\{g(x)\}$  una perturbación, y  $u_{eq}^*(x)$  el control equivalente correspondiente a un régimen deslizante sobre la variedad  $S$  del sistema sin perturbar (5.1). Sean  $u^+(x) > u^-(x)$  las funciones de control del sistema de estructura variable. Si un régimen deslizante del sistema perturbado (5.27) existe sobre  $S$ , luego, necesariamente, la perturbación  $\xi = g(x) \cdot \zeta$  es tal que  $\zeta$  queda acotada por

$$u_{eq}^*(x) - u^+(x) < \zeta < u_{eq}^*(x) - u^-(x). \quad (5.34)$$

### *Demostración*

Si el régimen deslizante para el sistema perturbado existe, entonces

$$\begin{cases} \lim_{h \rightarrow +0} L_{f+g \cdot u^+ + \xi} h = \lim_{h \rightarrow +0} L_{f+g \cdot (u^+ + \zeta)} h < 0 \\ \lim_{h \rightarrow -0} L_{f+g \cdot u^- + \xi} h = \lim_{h \rightarrow -0} L_{f+g \cdot (u^- + \zeta)} h > 0. \end{cases} \quad (5.35)$$

Esto implica que un régimen deslizante existe para el sistema sin perturbar (5.1) con una ley de control de estructura variable:

$$u = \begin{cases} u^+(x) + \zeta & \text{si } h(x) \geq 0 \\ u^-(x) + \zeta & \text{si } h(x) < 0. \end{cases} \quad (5.36)$$

Luego, por la condición necesaria y suficiente (§5.4.2),  $u^-(x) + \zeta < u_{eq}^*(x) < u^+(x) + \zeta$  de la cual resulta (5.34). □

**Observación:** En el caso en que  $u^+$  y  $u^-$  sean calculadas según (5.25) para satisfacer la ley de alcance (5.23), la cota en la perturbación  $\zeta$  (5.34) se reduce a  $-M < \zeta < M$ . Para la obtención de esta cota se ha considerado que, en el entorno de  $h(x)=0$ ,  $\frac{-L_f h}{L_g h} = u_{eq}^*(x)$ . Naturalmente, la perturbación  $\zeta$  afecta la velocidad con que el estado

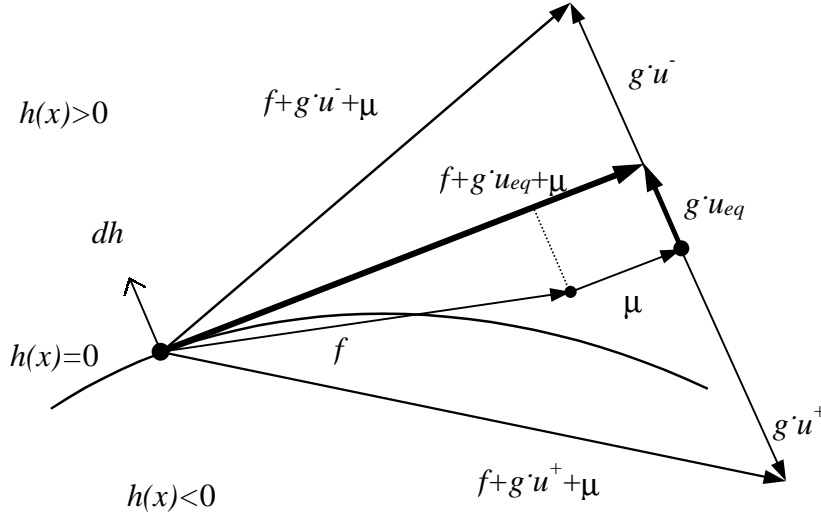
se acerca a la superficie de deslizamiento. Pero una vez que ésta es alcanzada, el comportamiento en modo deslizante es similar al del sistema sin perturbar.

## 5.6.2 Propiedad de invariancia débil

Se dice que un régimen deslizante sobre  $S$  exhibe la condición de invariancia débil cuando la perturbación  $\xi$  no satisface la condición de acoplamiento, es decir, cuando no satisface la condición de invariancia fuerte.

En la sección anterior se analizó el efecto de  $\xi = g(x) \cdot \zeta$  sobre la dinámica ideal de deslizamiento y sobre la condición de existencia. En esta sección se analiza el efecto de la componente tangente a la variedad  $S$ :  $\xi = \mu$  con  $\mu \in \ker\{dh\}$  (Figura 5.4).

La acción de control equivalente (5.29) coincide con la del sistema sin perturbar (5.6):



**Figura 5.4:** Propiedad de invariancia débil del MD.

$$u_{eq}(x) = -\frac{L_{f+\mu}h}{L_g h} = -\frac{L_f h}{L_g h} = u_{eq}^*(x) \quad (5.37)$$

dado que como  $\mu \in \ker\{dh\}$ , resulta  $\langle dh, \mu \rangle = 0$ , o equivalentemente  $L_\mu h = 0$ .

Por otra parte, la dinámica ideal de deslizamiento se verá, obviamente, afectada por la perturbación  $\xi = \mu$ :

$$\dot{x} = f + g \cdot u_{eq}^* + \mu = \left[ I - g \cdot \left( \frac{\partial h}{\partial x} \cdot g \right)^{-1} \cdot \frac{\partial h}{\partial x} \right] \cdot f + \mu. \quad (5.38)$$

### 5.6.3 Incertidumbres en el campo del control

En este caso, la dinámica del sistema está dada por

$$\dot{x} = f(x) + (g(x) + \delta g(x)) \cdot u, \quad (5.39)$$

y se supone que el régimen deslizante se mantiene aún ante la presencia de la perturbación. La acción de control equivalente está dada por

$$u_{eq}(x) = -\frac{L_f h}{L_{g+\delta g} h}, \quad (5.40)$$

mientras que la dinámica ideal de deslizamiento del sistema perturbado está dada por:

$$\dot{x} = \left[ I - (g + \delta g) \cdot \left( \frac{\partial h}{\partial x} \cdot (g + \delta g) \right)^{-1} \cdot \frac{\partial h}{\partial x} \right] \cdot f. \quad (5.41)$$

### Teorema

Un régimen deslizante sobre la variedad  $S$  del sistema perturbado (5.39) satisface la propiedad de invariancia fuerte respecto de  $\delta g(x)$  si y sólo si el vector de incertidumbres  $\delta g(x)$  satisface la condición de acoplamiento:

$$\delta g(x) \in \text{span}\{g(x)\}. \quad (5.42)$$

### Demostración

Si se satisface la propiedad de invariancia fuerte, entonces, de (5.7) y (5.41), resulta que

$$(g + \delta g) \cdot \left( \frac{\partial h}{\partial x} \cdot (g + \delta g) \right)^{-1} \cdot \frac{\partial h}{\partial x} \cdot f = g \cdot \left( \frac{\partial h}{\partial x} \cdot g \right)^{-1} \cdot \frac{\partial h}{\partial x} \cdot f, \quad (5.43)$$

es decir, que

$$(g + \delta g) \cdot \frac{L_f h}{L_{g+\delta g} h} = g \cdot \frac{L_f h}{L_g h}. \quad (5.44)$$

Esto implica que  $(g + \delta g) = g \cdot \zeta(x)$ , con  $\zeta = \frac{L_{g+\delta g} h}{L_g h} \in \mathfrak{R}$ . Luego,  $\delta g(x) \in \text{span}\{g(x)\}$ .

Por el otro lado, si  $\delta g(x) \in \text{span}\{g(x)\}$ , entonces existe  $\beta(x) \in \mathfrak{R}$  tal que  $\delta g(x) = g \cdot \beta(x)$ . La dinámica ideal de deslizamiento (5.41) se reduce a

$$\dot{x} = \left[ I - g \cdot (1 + \beta) \cdot \left( \frac{\partial h}{\partial x} \cdot g(1 + \beta) \right)^{-1} \cdot \frac{\partial h}{\partial x} \right] \cdot f = \left[ I - g \cdot \left( \frac{\partial h}{\partial x} \cdot g \right)^{-1} \cdot \frac{\partial h}{\partial x} \right] \cdot f, \quad (5.45)$$

que es la dinámica ideal de deslizamiento. □

## 5.7 Forma canónica regular

La ecuación que define la superficie de deslizamiento  $h(x) = 0$  establece una dependencia entre las variables de estado del sistema. Si la función  $h(x)$  es suave, empleando el teorema de la función implícita (Boothby, 1975) puede resolverse localmente de manera explícita la ecuación  $h(x) = 0$  para una de las variables ( $x_n$ ):

$$x_n = k(x_r) \quad \text{con} \quad x_r = [x_1, x_2, \dots, x_{n-1}]^T. \quad (5.46)$$

Debido a esta relación algebraica entre las variables de estado, la ecuación (5.7) describe la dinámica del régimen deslizante de una manera redundante. Es de interés, entonces, encontrar una manera no redundante de describir el régimen deslizante.

Se dice que el sistema (5.1) está en su forma canónica regular cuando queda descrito de la siguiente manera (Sira-Ramírez, 1988):

$$\begin{cases} \dot{x}_r = f_r(x_r, x_n) \\ \dot{x}_n = f_n(x_r, x_n) + g_n(x_r, x_n) \cdot u, \end{cases} \quad (5.47)$$

con  $f_r = [f_1, f_2, \dots, f_{n-1}]^T$  y  $g_n(x_r, x_n) \neq 0 \quad \forall x \in \mathbf{X}$ . De acuerdo con (5.46), la superficie de deslizamiento puede describirse por:

$$S = \{(x_r, x_n) \in \mathfrak{R}^n : h = x_n - k(x_r) = 0\}. \quad (5.48)$$

Luego, (5.48) y la primera ecuación de (5.47) describen la dinámica ideal de deslizamiento de orden reducido:

$$\dot{x}_r = f_r(x_r, k(x_r)), \quad (5.49)$$

mientras que (5.48) y la segunda ecuación de (5.47) permiten obtener el control equivalente:

$$u_{eq}(x_r) = g_n^{-1}(x_r, k(x_r)) \cdot \left[ \frac{\partial k}{\partial x_r} \cdot f_r(x_r, k(x_r)) - f_n(x_r, k(x_r)) \right]. \quad (5.50)$$

La dinámica ideal de deslizamiento puede interpretarse como la dinámica de un sistema de orden reducido con control por realimentación, donde el estado  $x_n$  es la variable de control:

$$\dot{x}_r = f_r(x_r, x_n) = f_r(x_r, v) \quad \text{con} \quad v = k(x_r). \quad (5.51)$$

El procedimiento de diseño consiste entonces en encontrar una ley de control por realimentación suave  $v = k(x_r)$  para el sistema de orden reducido  $\dot{x}_r = f_r(x_r, v)$ , y luego definir la superficie de deslizamiento según (5.48).

Si el sistema no está expresado originariamente en su forma canónica regular, debe aplicarse una transformación difeomórfica  $z = T(x)$  que transforme al sistema (5.1) a su forma canónica regular (5.47). La condición necesaria y suficiente para la existencia de esta transformación es que  $g(x) \neq 0 \quad \forall x \in \mathbf{X}$ .

## 5.8 Modo deslizante dinámico

En esta sección, se analiza la posibilidad de que la superficie de deslizamiento quede definida como función no sólo del estado del sistema, sino también de la señal de control, y eventualmente de sus derivadas. Este tipo de superficies puede plantearse en casos en que se pretenda regular una salida dependiente de la entrada, o bien en aplicaciones en las que sea necesario reducir los problemas ocasionados por las conmutaciones de alta frecuencia como, por ejemplo, en actuadores mecánicos.

El desarrollo de estrategias de control con este tipo de superficie da como resultado controladores dinámicos. La acción de control es una salida continua de un sistema dinámico (el del controlador) con entrada discontinua. Así, la discontinuidad no se produce en la acción de control sino en su primera derivada, o eventualmente en una derivada superior.

El problema de diseño de estrategias de control por modo deslizante dinámico puede abordarse de distintas maneras.

Un método se basa sobre la representación del sistema, mediante el empleo de las herramientas del álgebra diferencial, en la forma canónica del controlador generalizada (Fliess, 1990). El sistema queda descrito por una cadena de  $n$  integradores ( $n$ , orden del sistema) excitada por un sistema dinámico que representa la dinámica cero del sistema original. Luego, superficies de deslizamiento expresadas como funciones de las nuevas variables de fase dan lugar, de manera natural, a controladores dinámicos con entrada discontinua y salida (señal de control del sistema) continua (Fliess, 1990; Sira-Ramírez, 1993; Lu y Spurgeon, 1999).

Otro método consiste en extender el sistema agregando estados (que pueden asociarse al comportamiento dinámico del controlador) (Nijmeijer y van der Schaft, 1990). Luego, el diseño del controlador se realiza empleando los conceptos tradicionales del control por modo deslizante aplicados al sistema extendido.

Considérese un sistema cuya salida sea función de la entrada:

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x, u) \\ y = h(x, u). \end{cases} \quad (5.52)$$

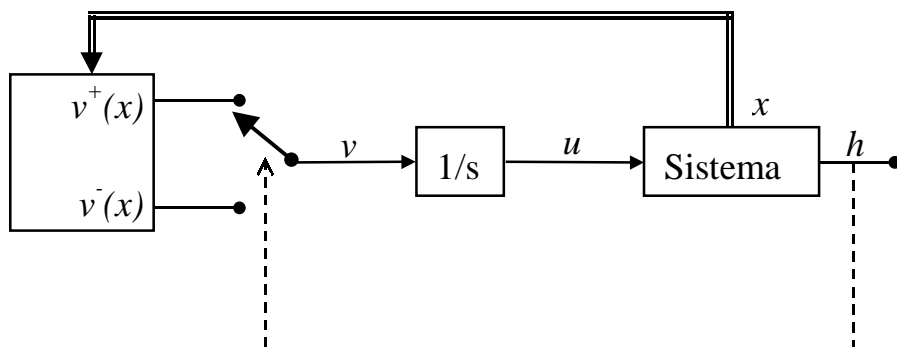
Para la anulación de la salida mediante un control por modo deslizante, puede proponerse una superficie de deslizamiento  $S = \{x : h = 0\}$ . Sin embargo, la dependencia de la función de conmutación  $h$  con la señal de control discontinua  $u$  no está contemplada en la teoría tradicional del control por modo deslizante. Se propone, entonces, un controlador dinámico:

$$\begin{cases} \dot{x}_c = v \\ y_c = x_c, \end{cases} \quad (5.53)$$

donde la salida del controlador es la acción de control del sistema ( $y_c = u$ ) y  $v$  es la nueva señal de entrada (véase la Figura 5.5). Luego, el sistema extendido queda descrito por:

$$\dot{x}_e = \begin{bmatrix} \dot{x} \\ \dot{x}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f(x, x_c) \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix} \cdot v. \quad (5.54)$$

Puede verse que el sistema ha quedado expresado en forma canónica regular. Luego, pueden aplicarse las herramientas ya estudiadas en este capítulo para el diseño del controlador por modo deslizante dinámico.



**Figura 5.5:** Esquema del control por modo deslizante dinámico.

## 5.9 Modo deslizante real

En las aplicaciones prácticas, el estado del sistema no se desliza sobre la variedad de deslizamiento, sino que la trayectoria oscila alrededor de la misma. Este fenómeno es conocido por la palabra inglesa *chattering*. Existen dos posibles mecanismos que provocan *chattering* (Young *et al.*, 1999).

Uno de ellos es la presencia de dinámica parásita en serie con la planta. Esta dinámica parásita incluye la dinámica de los sensores, del actuador y dinámicas rápidas no modeladas de la planta. La interacción entre esta dinámica parásita y el control de



estructura variable da como resultado una componente oscilatoria de amplitud y frecuencia constantes.

La otra causa de *chattering* es el conjunto de no idealidades en los sistemas de conmutación, como retardos de las llaves y tiempos de cómputo.

En la actualidad, se están investigando diversos métodos para reducir los problemas de *chattering*. El método tradicional consiste en reemplazar el dispositivo de conmutación por una alta ganancia con saturación. Esto da lugar a una banda en el entorno de la variedad de deslizamiento, dentro de la cual el controlador se comporta como un control continuo de gran ganancia. Este método elimina el problema de *chattering* y reduce fuertemente los problemas asociados al desgaste mecánico. Sin embargo, el comportamiento del sistema ya no queda especificado por el diseño de la variedad de deslizamiento, y pierde en cierta medida las propiedades de robustez del modo deslizante (Slotine y Sastry, 1983; Esfandiari y Khalil, 1991).

El modo deslizante dinámico descrito en §5.8 permite, también, reducir los problemas asociados a la frecuencia de conmutación. En efecto, los controladores que resultan generan una acción de control continua, disminuyendo las exigencias sobre los actuadores.

Otra línea de investigación que apunta a eliminar el *chattering* es el modo deslizante basado en observador (Bondarev *et al.*, 1985; Korondi *et al.*, 1998). Este método consiste en crear un lazo de control que no incluya la dinámica parásita mediante el empleo de un observador.

Otros propuestas tendientes a eliminar el *chattering* han sido presentadas por Chang *et al.* (1990); Bartolini (1989); Elmali y Olgaç (1992); Zanasi (1993).

## 5.10 Modo deslizante de frecuencia constante

En algunas aplicaciones, especialmente en electrónica de potencia, el desempeño de un sistema se basa sobre el cambio periódico (de alta frecuencia) en su topología. En efecto, mediante el cambio periódico del estado de conducción de las llaves electrónicas se logra transferir potencia con reducidas pérdidas. Estos sistemas son candidatos naturales para el control de estructura variable. Además de las ventajas propias del modo deslizante, en estos casos, el *chattering* causado por la conmutación de las llaves es inherente al modo de operación de los sistemas e independiente de la estrategia de control. Sin embargo, debido a cuestiones prácticas asociadas a los tiempos de conmutación de las llaves, es necesario limitar la frecuencia de conmutación.

Uno de los métodos para limitar la frecuencia consiste en emplear un dispositivo con histéresis. De esta forma, el estado del sistema queda confinado a una banda alrededor de la variedad de deslizamiento de un espesor dado por el ancho de

histéresis. La frecuencia a la cual conmuta la acción de control varía con el estado del sistema (Bühler, 1986).

Otro método consiste en comparar la función de conmutación  $h(x)$  con una señal portadora triangular  $s_A$  de amplitud  $s_{max}$  y frecuencia constante  $f_r$ . La acción de control resultante es una secuencia de pulsos con modulación de ancho (PWM) de frecuencia constante e igual a  $f_r$  (Bühler, 1986).

El modo deslizante de frecuencia finita no satisface la condición de invariancia (5.5) tal como lo hace el modo deslizante ideal. En efecto, la función de conmutación  $h(x)$  tiene una componente de alta frecuencia así como una componente media  $\bar{h}(x)$  diferente de cero. Bajo la suposición de que  $h(x)$  es lineal a tramos en un período de la portadora, lo cual es cierto siempre que  $f_r$  sea suficientemente alta, la siguiente expresión de  $\bar{h}(x)$  puede ser obtenida a partir de propiedades geométricas:

$$\bar{h} = \frac{s_{max}}{u^+ - u^-} \cdot [2 \cdot u_{eq} - (u^+ + u^-)]. \quad (5.55)$$

La deducción de (5.55) para sistemas lineales se encuentra en Bühler (1986). Su generalización para sistemas no lineales afines en el control (5.1) es inmediata.

La operación correcta del método exige que se verifique la condición:

$$s_{max} \geq \frac{L_g h}{4 \cdot f_r} \cdot (u^- - u^+). \quad (5.56)$$

## 5.11 Resumen del capítulo

Se introdujeron los sistemas de estructura variable, cuyas estructuras cambian en función de una ley de conmutación que es función del estado del sistema. Un modo particular de operación es el régimen deslizante, durante el cual, la estructura del sistema permuta a frecuencia infinita. Como resultado, el estado del sistema evoluciona sobre una superficie en el espacio de estados definida por la ley de conmutación. El otro modo de operación es el de alcance de la superficie de deslizamiento desde una condición inicial.

Se describió el método del control equivalente. Este método emplea una señal de control continua ficticia que fuerza al estado del sistema a evolucionar sobre la misma superficie de deslizamiento. Se estableció una condición necesaria y suficiente para la existencia del modo deslizante. Esta condición impone cotas en la amplitud del control equivalente.

Se analizaron las propiedades de invariancia del modo deslizante ante perturbaciones. Si la perturbación cumple con la condición de acoplamiento, la

dinámica del sistema en régimen deslizante es insensible a la perturbación (en la medida que se satisfaga la condición de existencia, que sí depende de la magnitud de la perturbación). Por otro lado, la existencia del modo deslizante es insensible a cualquier perturbación tangente a la superficie de deslizamiento.

Se introdujo el modo deslizante dinámico. En este caso, la acción de control es una salida continua de un sistema dinámico (el del controlador) con entrada discontinua. En consecuencia, la discontinuidad no se produce en la acción de control sino en una de sus derivadas. El modo deslizante dinámico permite la regulación de la salida de sistemas con grado relativo cero. Además, permite reducir fuertemente los problemas asociados a la implementación práctica de los controladores por modo deslizante conocidos como *chattering*. Estos problemas son debidos a las dinámicas parásitas y a la imposibilidad práctica de conmutar con frecuencia infinita. Como consecuencia, la trayectoria del estado del sistema no se desliza, sino que oscila alrededor de la superficie de deslizamiento.

Se describió un método para limitar la frecuencia de conmutación. La acción de control resultante es una secuencia de pulsos con modulación de ancho (PWM) de frecuencia constante. Este modo deslizante real de frecuencia constante presenta numerosas ventajas para su aplicación en electrónica de potencia. En esta aplicación, el *chattering* causado por la conmutación de las llaves es inherente al modo de operación de los sistemas electrónicos e independiente de la estrategia de control.

# 6

## Generación óptima y amortiguamiento de las cargas aerodinámicas

Se introducen los objetivos de control de los sistemas de generación eólicos. Se propone una estrategia de control por modo deslizante dinámico para satisfacer simultáneamente los objetivos de control planteados. Se estudia la robustez ante incertidumbres en el modelo. Se realiza un análisis de la capacidad de seguimiento del punto óptimo de operación y de rechazo a las fluctuaciones del viento. Se propone una superficie de deslizamiento combinada que tiene en cuenta los efectos de saturación ocasionados por limitaciones prácticas del sistema de generación. Se presentan resultados obtenidos por simulación.

### 6.1 Introducción

Usualmente, el principal objetivo de control de los SCEE de velocidad variable es capturar la mayor cantidad de energía posible. Sin embargo, otra cuestión que debe ser considerada en el diseño del sistema de control es el problema de las fluctuaciones de par y potencia debidas a los modos de oscilación de baja frecuencia poco amortiguados de los SCEE. Como se ha mencionado en §4.4.3, estos modos de oscilación son consecuencia de la elevada inercia y baja rigidez de la turbina, y pueden ser excitados por las diferentes cargas aerodinámicas descritas en §3.2.6: variaciones aleatorias del viento, sombra de la torre, perfil del viento, etc.

En efecto, estas perturbaciones producen una fluctuación cuasi-periódica en el par aerodinámico cuya frecuencia predominante queda determinada por el producto

entre la velocidad de rotación  $\Omega_T$  y el número de palas de la turbina. Cuando el rango de frecuencias de estas cargas aerodinámicas incluye a la frecuencia natural del SCEE, las fluctuaciones del par aerodinámico pueden transmitirse fuertemente amplificadas a lo largo del sistema mecánico. Además, en los casos en que el SCEE es conectado a una red eléctrica débil, las fluctuaciones en la potencia eléctrica generada pueden producir parpadeo en la red.

Los sistemas de velocidad variable son más propensos a que se produzcan fenómenos de resonancia para algunas velocidades de rotación debido a que la frecuencia predominante de las fluctuaciones varía con el punto de operación.

Una solución propuesta para reducir las fluctuaciones de par es inyectar amortiguamiento externo a la frecuencia natural (Novak *et al.*, 1995). Sobre la base de esta idea, se desarrolla en este capítulo un control por modo deslizante de un SCEE con GIDS y recuperación de la potencia de resbalamiento mediante un convertidor Kramer Drive estático. La estrategia de control es diseñada para satisfacer simultáneamente los objetivos de máxima eficiencia y atenuación de las fluctuaciones de par. Debido a las propiedades del control por MD, la dinámica de lazo cerrado resulta invariante a incertidumbres en los parámetros eléctricos del generador y a perturbaciones en la red eléctrica (De Battista y Mantz, 1998; De Battista *et al.*, a).

## 6.2 Punto óptimo de generación

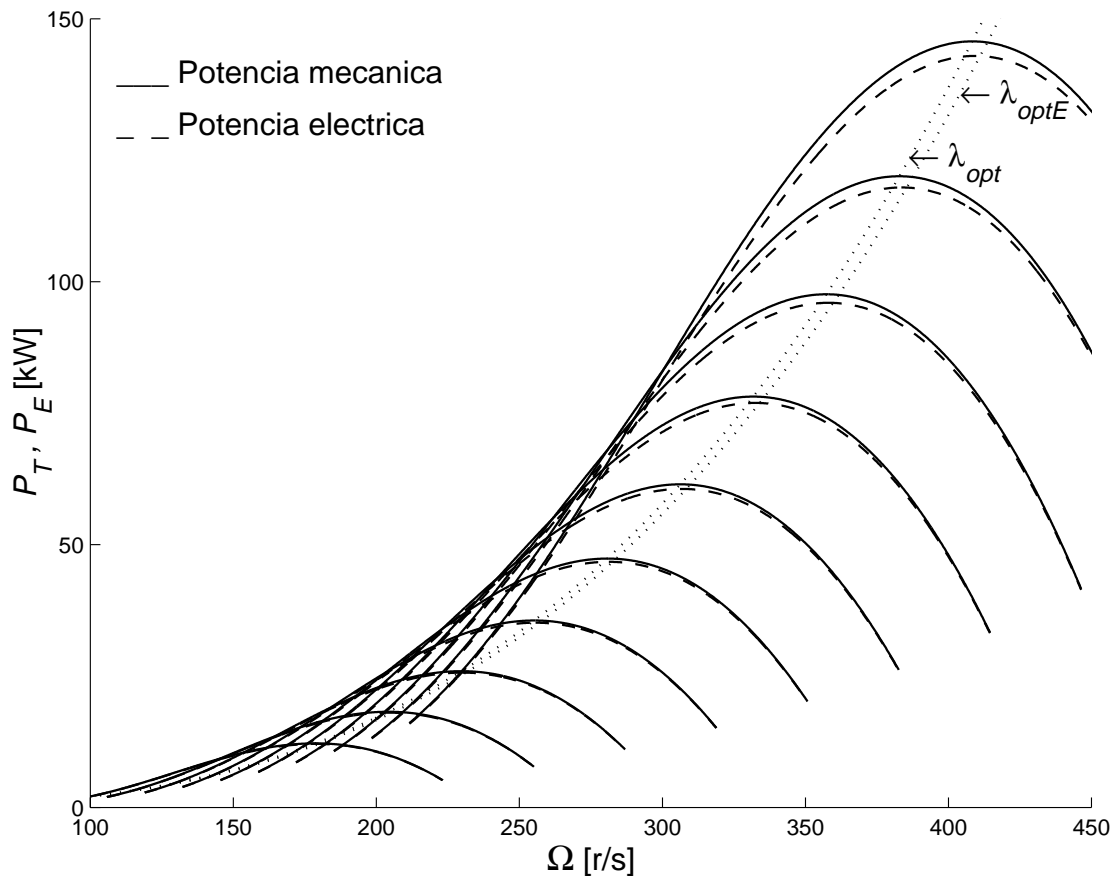
Para una dada velocidad del viento, el punto óptimo de operación en el plano par — velocidad es aquel que corresponde a un máximo en la potencia eléctrica generada. Esta potencia es la potencia disponible  $P_W$  en el viento afectada por el rendimiento de las distintas etapas del SCEE.

La potencia extraída por la turbina  $P_T$  está relacionada con la del viento  $P_W$  a través del coeficiente  $C_P(\lambda)$ , y es máxima para una relación de velocidades  $\lambda_{opt}$ , es decir, para una velocidad de operación  $\Omega_{opt} = \lambda_{opt} \cdot W / R$ . Además, la potencia mecánica en el eje del generador se ve reducida por el rendimiento de la caja de engranajes  $\eta_{GB}$ . En la práctica, este rendimiento es elevado y, como se mencionó en el §4.4.3, será considerado unitario en esta tesis. Por último, la potencia eléctrica generada es menor a la potencia mecánica debido al rendimiento de conversión del generador  $\eta_E$ .

A los efectos de maximizar la potencia generada, el SCEE en su conjunto (y no la turbina individualmente) debe operar con máxima eficiencia. El valor de  $\lambda$  para el cual dicha eficiencia es máxima,  $\lambda_{optE}$ , no es constante como  $\lambda_{opt}$ , sino que varía con el punto de operación. Sin embargo, es una buena aproximación operar con el  $\lambda_{opt}$  de la turbina, como se observa en la Figura 6.1. En esta figura, se representan la potencia capturada por la turbina y la potencia eléctrica del generador en función de la velocidad de rotación referida al lado de alta velocidad del SCEE, para varias velocidades de viento. La potencia mecánica máxima es mayor que la potencia eléctrica máxima para

cada velocidad de viento. Esto, naturalmente, es debido a las pérdidas de conversión del generador. Sin embargo, las velocidades para las cuales se obtienen dichos valores máximos de potencia difieren muy poco. Más aún, puede advertirse que la cantidad de potencia que se pierde por operar con una relación de velocidades  $\lambda_{opt}$  en lugar de  $\lambda_{optE}$  es despreciable.

Como conclusión, el punto óptimo de operación del SCEE queda determinado, con muy buena aproximación, por la velocidad de rotación óptima de la turbina.



**Figura 6.1:** Potencia mecánica y eléctrica del SCEE en función de la velocidad de rotación, con la velocidad del viento como parámetro.

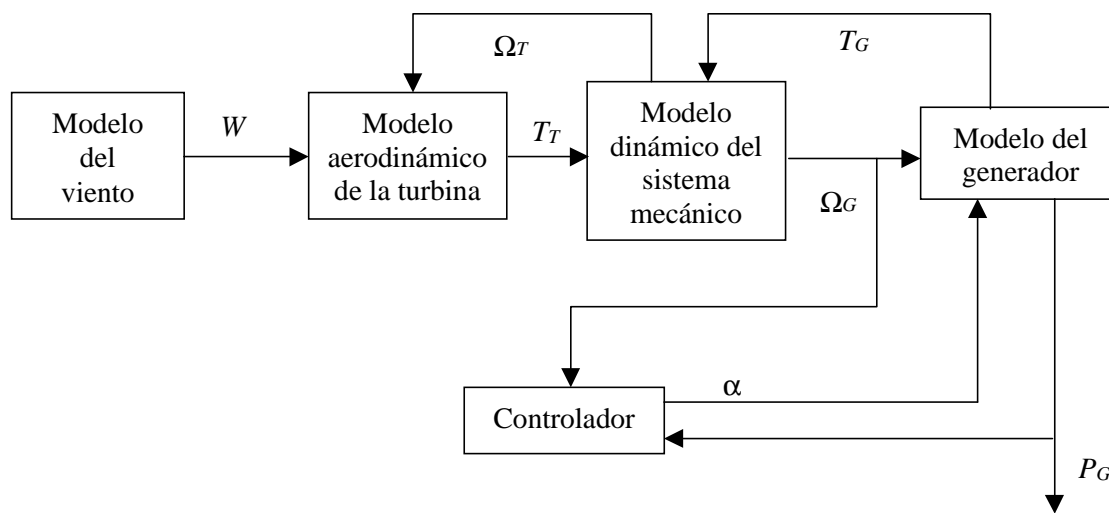
### 6.3 Modelo dinámico del SCEE

La Figura 6.2 muestra un diagrama en bloques del SCEE bajo análisis. El diagrama está compuesto por cinco bloques asociados a los modelos del viento, de la turbina, del sistema mecánico, del generador y del controlador.

El viento al cual es sometida la turbina es modelado como una velocidad escalar  $W$  que, de acuerdo con §2.3, puede descomponerse en una velocidad del viento cuasi-estacionaria  $\bar{W}$  y en una variación en torno a este valor  $w$ . Ésta, a su vez, es separada en una componente de referencia  $w_r$  y una de perturbación  $w_d$ :

$$W = \bar{W} + w = \bar{W} + w_r + w_d. \quad (6.1)$$

La componente  $w_r$  está asociada a las variaciones de viento en el rango de frecuencias de interés para el seguimiento (a fin de trabajar en el punto óptimo de operación de la turbina,  $\lambda_{opt}$ ). Por otro lado, la perturbación  $w_d$  incluye las variaciones de alta frecuencia del viento más los efectos producidos por la sombra de la torre, la variación espacial de viento, etc..



**Figura 6.2:** Diagrama en bloques del sistema dinámico.

El par desarrollado por la turbina sometida a la velocidad del viento  $W$  está dada, de acuerdo con §3.2.4, por

$$T_T(\Omega_T, W) = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A \cdot R \cdot C_T(\lambda) \cdot W^2, \quad \lambda = \frac{R \cdot \Omega_T}{W}. \quad (6.2)$$

Usualmente, el principal objetivo de control es extraer la máxima potencia posible del viento. Para ello, el sistema de control debe ajustar la velocidad de la turbina a fin de mantener  $\lambda = \lambda_{opt}$  a pesar de las fluctuaciones de viento.

Por otra parte, el comportamiento del generador se describe mediante la ecuación que relaciona el par del generador con su velocidad de rotación y las constantes de la red, y fue deducida en §4.4.2:

$$T_G(\Omega, \cos \alpha) = \frac{-3 \cdot \left( \frac{V_s}{\Omega_s} \right)^2 \cdot s \cdot \Omega_s \cdot R_{EQ}(\cos \alpha)}{\left( s \cdot R_s + R_{EQ}(\cos \alpha) \right)^2 + \left[ s \cdot \omega_s \cdot (L_s + L_R) \right]^2},$$

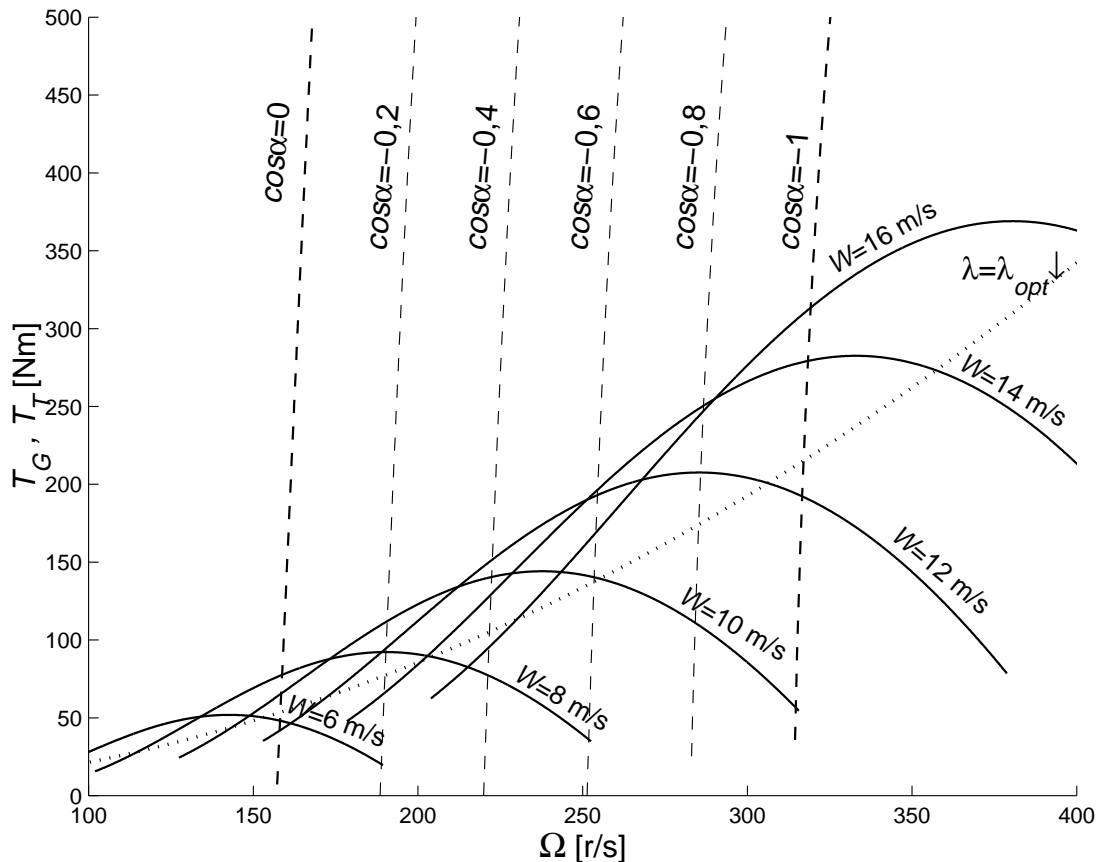
$$R_{EQ} = s \cdot \frac{s \cdot (R_R + R_{DR}) + \cos^2 \alpha \cdot R_s + \cos \alpha \cdot \sqrt{\Gamma}}{s^2 - \cos^2 \alpha}, \quad (6.3)$$

$$\Gamma = (R_R + R_{DR} + s \cdot R_s)^2 + \left[ s \cdot \omega_s \cdot (L_s + L_R) \right]^2 - \left[ \cos \alpha \cdot \omega_s \cdot (L_s + L_R) \right]^2,$$

$$s = 1 - \Omega_G / \Omega_s.$$

El ángulo de disparo  $\alpha$  (o más precisamente  $\cos \alpha$ ) es la acción de comando que gobierna al par del generador mediante la función no lineal (6.3).

La Figura 6.3 muestra en trazo continuo la característica de par versus velocidad ( $T_T - \Omega_T$ ) de la turbina referida al lado de alta velocidad del SCEE, con la velocidad del viento como parámetro. La parábola punteada es el lugar geométrico de los puntos de operación con máximo rendimiento aerodinámico ( $\lambda = \lambda_{opt}$ ). Finalmente, en trazo discontinuo se representa la característica de par versus velocidad ( $T_G - \Omega_G$ ) del generador, con el ángulo de disparo del convertidor como parámetro.



**Figura 6.3:** Característica de par vs. velocidad de la turbina (línea continua) y del generador (línea discontinua).



El comportamiento dinámico del sistema mecánico es descrito mediante el modelo de tercer orden presentado en el §4.4.3 y que se repite a continuación:

$$\begin{cases} J_T \cdot \dot{\Omega}_T = T_T(\Omega_T, W) - T_S \\ J_G \cdot \dot{\Omega}_G = T_S - T_G(\Omega_G, \cos \alpha) \\ \dot{\theta} = \Omega_T - \Omega_G \end{cases} \quad (6.4)$$

$$T_S = k_S \cdot \theta + b_S \cdot (\Omega_T - \Omega_G).$$

Este modelo permite analizar la interacción entre las cargas aerodinámicas y el modo de oscilación de baja frecuencia del SCEE, como así también el efecto de esta interacción sobre la transmisión del par y la calidad de potencia generada.

En los casos en que la conexión a red es rígida, como cuando se emplean generadores de inducción jaula de ardilla o sincrónicos directamente conectados a red, la inercia de la turbina y la baja rigidez del sistema mecánico caen en resonancia a la frecuencia

$$f_{n1} = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{k_S}{J_T}}. \quad (6.5)$$

Problemas similares de resonancia pueden ocurrir en SCEE con generadores conectados a red mediante convertidores estáticos de potencia. En efecto, una acción de control que imponga al generador un seguimiento rígido de una velocidad de referencia ( $\Omega_G = \Omega_r$ ) en todo momento puede causar un modo de oscilación escasamente amortiguado a la frecuencia angular  $f_{n1}$ . Por otro lado, una acción de control que fuerce al generador a seguir una referencia de par ( $T_G = T_r$ ) también puede provocar serios problemas de resonancia, pero a la frecuencia

$$f_{n2} = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{k_S \cdot \left( \frac{1}{J_T} + \frac{1}{J_G} \right)}. \quad (6.6)$$

Estos modos de oscilación pueden, naturalmente, ser excitados por las fluctuaciones de viento comprendidas en  $w_r$  y  $w_d$ .

## 6.4 Estrategia de control por MD

Los objetivos de control son capturar toda la energía del viento posible y, simultáneamente, atenuar las oscilaciones de par que causan las fluctuaciones en la potencia generada. El primero de estos objetivos se satisface ajustando la velocidad de

rotación, en función de los cambios del viento, a fin de mantener al sistema operando con relación de velocidades óptima ( $\lambda_{opt}$ ). Por otro lado, para reducir los picos de resonancia, se inyecta amortiguamiento externo mediante la realimentación del par del generador en la ley de control.

Se desarrolla una estrategia de control de estructura variable con una función de conmutación que fuerza una relación lineal entre el par y la velocidad del generador alrededor del punto óptimo de operación de la turbina. La pendiente de la superficie de deslizamiento resultante, en el plano  $T_G$ - $\Omega_G$ , queda gobernada por un único parámetro. Una apropiada elección de este parámetro proporciona un compromiso adecuado entre seguimiento de la velocidad óptima de operación y atenuación de las fluctuaciones de par. Además, la dinámica de deslizamiento resulta invariante a incertidumbres en los parámetros eléctricos del generador y a perturbaciones en la tensión y frecuencia de la red eléctrica.

Por último, se propone una ley de conmutación combinada que contempla las limitaciones prácticas del SCEE. De esta manera, se logran evitar los transitorios que se originan cuando el SCEE abandona el régimen deslizante al alcanzar el límite de su región de operación.

## 6.4.1 Región de seguimiento del punto óptimo de operación

### A Superficie de deslizamiento

La superficie de deslizamiento propuesta para el sistema (6.4) es:

$$h^*(\Omega_G, u) = -(T_G(\Omega_G, u) - T_r) + \beta \cdot (\Omega_G - \Omega_r) = 0 \quad \beta > 0, \quad (6.7)$$

donde  $u = \cos \alpha$  es la acción de comando,  $T_r = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A \cdot R \cdot C_T(\lambda_{opt}) \cdot W_r^2$  y  $\Omega_r = \lambda_{opt} \cdot \frac{W_r}{R}$ . La velocidad y el par de referencia,  $\Omega_r$  y  $T_r$ , se corresponden con el punto óptimo de generación ( $\lambda_{opt}$ ) para la velocidad de viento a seguir  $W_r = \bar{W} + w_r$ .

La superficie de deslizamiento planteada es función de la señal de comando  $\cos \alpha$ . Luego, la discontinuidad no puede producirse en  $u = \cos \alpha$  sino en su primera derivada (véase §5.8). Se propone, entonces, un controlador con un modelo dinámico de primer orden:

$$\begin{cases} \dot{x}_c = v \\ y_c = x_c = u, \end{cases} \quad (6.8)$$

donde  $v$  es la señal de control discontinua. y la salida  $y_c$  es la acción de comando. Efectivamente, la discontinuidad se produce en la derivada de la acción de control  $\cos\alpha$ .

Además de permitir un régimen deslizante sobre la superficie propuesta, este controlador tiene una importante ventaja frente a un controlador estático. En efecto, si el ángulo de disparo fuese directamente empleado como señal de control discontinua, se producirían oscilaciones de alta frecuencia en el par que podrían excitar algún modo de oscilación del SCEE. Es por ello que, con el único fin de reducir estas oscilaciones, se ha propuesto en algunos trabajos este tipo de compensación integral (Ho y Sen, 1991).

El estado expandido del sistema SCEE-controlador queda representado por  $x = [\Omega_T \quad \Omega_G \quad \theta \quad x_c]^T$ :

$$\begin{cases} \dot{\Omega}_T = 1/J_T \cdot [T_T(\Omega_T, W) - T_S(\Omega_T, \Omega_G, \theta)] \\ \dot{\Omega}_G = 1/J_G \cdot [T_S(\Omega_T, \Omega_G, \theta) - T_G(\Omega_G, x_c)] \\ \dot{\theta} = \Omega_T - \Omega_G \\ \dot{x}_c = v \end{cases} \quad (6.9)$$

$$T_S = k_S \cdot \theta + b_S \cdot (\Omega_T - \Omega_G).$$

A los efectos de reconocer con mayor claridad las ventajas de la estrategia de control, es conveniente realizar la siguiente transformación del estado del sistema:

$$z = \Phi(x) = [x_1 \quad k_S \cdot x_3 + b_S \cdot (x_1 - x_2) \quad x_2 \quad T_G(x_2, x_4)]^T. \quad (6.10)$$

Luego, la dinámica del sistema queda descrita en función de las nuevas variables de estado  $z = [\Omega_T \quad T_S \quad \Omega_G \quad T_G]^T$  por:

$$\begin{bmatrix} \dot{z}_1 \\ \dot{z}_2 \\ \dot{z}_3 \\ \dot{z}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{J_T} \cdot (T_T(z_1, W) - z_2) \\ k_S \cdot (z_1 - z_3) + \frac{b_S}{J_T} \cdot (T_T(z_1, W) - z_2) + \frac{b_S}{J_G} \cdot (z_4 - z_2) \\ -\frac{1}{J_G} \cdot (z_4 - z_2) \\ -\frac{1}{J_G} \cdot (z_4 - z_2) \cdot \left. \frac{\partial T_G}{\partial x_3} \right|_{\Phi^{-1}(z)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \left. \frac{\partial T_G}{\partial x_4} \right|_{\Phi^{-1}(z)} \end{bmatrix} \cdot v. \quad (6.11)$$

La superficie de deslizamiento en el nuevo espacio de estados está definida por:

$$h(z) = -(z_4 - T_r) + \beta \cdot (z_3 - \Omega_r) = -(T_G - T_r) + \beta \cdot (\Omega_G - \Omega_r) = 0, \quad \beta > 0. \quad (6.12)$$

## B Ley de alcance de la superficie

Se propone una ley de alcance con velocidad de aproximación constante en la coordenada  $h$ :  $\dot{h} = -M \cdot \text{sign}(h)$ . El controlador que permite imponer esta ley de alcance debe satisfacer:

$$\frac{\partial T_G}{\partial \Omega_G} \cdot \dot{\Omega}_G + \frac{\partial T_G}{\partial u} \cdot v - \beta \cdot \dot{\Omega}_G - (\dot{T}_r - \beta \cdot \dot{\Omega}_r) = -M \cdot \text{sign}(h). \quad (6.13)$$

Luego, la acción de control  $u = \cos \alpha$  resulta de despejar  $v$  de la ecuación (6.13) e integrarla.

Por cuestiones prácticas en la implementación del controlador es conveniente utilizar expresiones simplificadas de  $\frac{\partial T_G}{\partial \Omega_G}$  y  $\frac{\partial T_G}{\partial u}$ . Aproximando linealmente la característica de par versus velocidad del generador, resulta (§4.4.2):

$$T_G \cong k_T \cdot [\Omega_G - \Omega_S (1 - \cos \alpha)],$$

$$k_T = \frac{3}{(R_R + R_{DR})} \cdot \left( \frac{V_S}{\Omega_S} \right)^2. \quad (6.14)$$

Luego, la expresión de la acción de control  $u$  resulta:

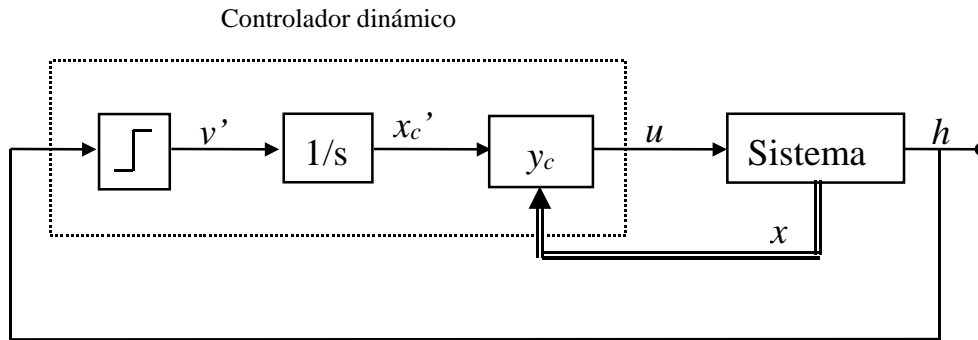
$$u = \frac{-1}{k_T \cdot \Omega_S} \cdot [(k_T - \beta) \cdot \Omega_G - (T_r - \beta \cdot \Omega_r) + \int M \cdot \text{sign}(h) \cdot dt]. \quad (6.15)$$

De acuerdo con (6.15), el controlador puede definirse nuevamente como sigue:

$$\begin{cases} \dot{x}'_c = v', & v' = M \cdot \text{sign}(h) \\ y_c = u = \frac{-1}{k_T \cdot \Omega_S} \cdot [(k_T - \beta) \cdot \Omega_G - (T_r - \beta \cdot \Omega_r) + x'_c]. \end{cases} \quad (6.16)$$

La Figura 6.4 muestra un diagrama en bloques del SCEE con control por modo deslizante dinámico.

Los errores en la implementación del control que surgen de la aproximación (6.14) son absorbidos por la componente discontinua  $M$  y no afectan la dinámica del sistema en régimen deslizante.



**Figura 6.4:** SCEE con control por MD dinámico.

## C Dinámica de deslizamiento

Puede apreciarse que (6.11) es una representación del sistema dinámico en la forma canónica regular introducida en el §5.7. Luego, el par del generador puede ser considerado como la señal de entrada del sistema dinámico reducido con una ley de control por realimentación  $(T_G - T_r) = \beta \cdot (\Omega_G - \Omega_r)$ , en la que  $\Omega_G$  es la única variable realimentada.

La dinámica de deslizamiento del sistema es, entonces, la dinámica de lazo cerrado del sistema reducido:

$$\begin{bmatrix} \dot{z}_1 \\ \dot{z}_2 \\ \dot{z}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{J_T} (T_T(z_1, W) - z_2) \\ k_S \cdot (z_1 - z_3) + \frac{b_S}{J_T} (T_T(z_1, W) - z_2) + \frac{b_S}{J_G} (\beta \cdot z_3 - z_2) \\ -\frac{1}{J_G} (\beta \cdot z_3 - z_2) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{-b_S}{J_G} \\ \frac{1}{J_G} \end{bmatrix} \cdot (\beta \cdot \Omega_r - T_r). \quad (6.17)$$

Es importante remarcar que las perturbaciones en  $\left. \frac{\partial T_G}{\partial x_3} \right|_{\Phi^{-1}(z)}$  y  $\left. \frac{\partial T_G}{\partial x_4} \right|_{\Phi^{-1}(z)}$

cumplen con la condición de acoplamiento. Luego, el régimen deslizante exhibe la propiedad de invariancia fuerte a incertidumbres en los parámetros eléctricos del generador y del convertidor, como así también a perturbaciones en la tensión y frecuencia de la red (§5.6). En efecto, estas incertidumbres son absorbidas por la acción discontinua  $M$ .

## D Desempeño del control por MD

El sistema en régimen deslizante tiene un comportamiento no lineal debido a que existe una realimentación no lineal de la velocidad de la turbina a través del par aerodinámico dada por (6.2). Para una interpretación más sencilla del efecto de la

ganancia de realimentación  $\beta$  sobre la dinámica de lazo cerrado, es conveniente aproximar linealmente el comportamiento del par aerodinámico, y en consecuencia la dinámica de deslizamiento.

La aproximación lineal de (6.2) alrededor del punto óptimo de operación ( $\lambda_{opt}$ ) para la velocidad del viento cuasi-estacionaria  $\bar{W}$  está dada por:

$$T_T = \bar{T} + \frac{\bar{T}}{\bar{\Omega}} \cdot \left[ 3 \cdot \frac{\lambda_{opt}}{R} \cdot (W - \bar{W}) - (\Omega_T - \bar{\Omega}) \right], \quad (6.18)$$

donde  $\bar{\Omega}$  y  $\bar{T}$  son la velocidad y el par en el punto óptimo de operación para la velocidad del viento cuasi-estacionaria  $\bar{W}$ :

$$\bar{\Omega} = \frac{\lambda_{opt} \cdot \bar{W}}{R} \quad (6.19)$$

y

$$\bar{T} = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A \cdot R \cdot C_T(\lambda_{opt}) \cdot \bar{W}^2. \quad (6.20)$$

Introduciendo el coeficiente  $\bar{\gamma} = \bar{T} / \bar{\Omega}$ , y el par de perturbación aerodinámico  $T_d = 3 \cdot \bar{\gamma} \cdot \lambda_{opt} / R \cdot w_d$  ocasionado por la componente de perturbación de la turbulencia  $w_d$ , (6.18) puede escribirse como

$$T_T = \bar{T} + 3 \cdot \bar{\gamma} \cdot (\Omega_r - \bar{\Omega}) - \bar{\gamma} \cdot (\Omega_T - \bar{\Omega}) + T_d. \quad (6.21)$$

La aproximación lineal del par de referencia  $T_r$  alrededor del mismo punto óptimo de operación puede obtenerse de (6.21) con  $\Omega_T = \Omega_r$  y  $w_d = 0$ :

$$T_r = \bar{T} + 2 \cdot \bar{\gamma} \cdot (\Omega_r - \bar{\Omega}). \quad (6.22)$$

Reemplazando las aproximaciones lineales de  $T_r$  y  $T_T$  en (6.17), y normalizando las variables de estado de manera tal que:

$$\zeta = [\varpi_T \quad \tau_s \quad \varpi_G]^T = \left[ \frac{\Omega_T - \bar{\Omega}}{\bar{\Omega}} \quad \frac{T_S - \bar{T}}{\bar{T}} \quad \frac{\Omega_G - \bar{\Omega}}{\bar{\Omega}} \right]^T, \quad (6.23)$$

el modelo dinámico lineal normalizado resulta

$$\frac{d\zeta}{dt} = A \cdot \zeta + B_r \cdot \rho + B_d \cdot \delta, \quad (6.24)$$

con

$$A = \begin{bmatrix} \frac{-\bar{\gamma}}{J_T} & \frac{-\bar{\gamma}}{J_T} & 0 \\ \frac{k_S}{\bar{\gamma}} - \frac{b_S}{J_T} & -b_S \cdot \left( \frac{1}{J_T} + \frac{1}{J_G} \right) & \frac{-1}{\bar{\gamma}} \cdot \left( k_S - \frac{b_S \cdot \beta}{J_G} \right) \\ 0 & \frac{\bar{\gamma}}{J_G} & \frac{-\beta}{J_G} \end{bmatrix},$$

$$B_r = \begin{bmatrix} 3 \cdot \frac{\bar{\gamma}}{J_T} & 3 \cdot \frac{b_S}{J_T} + \frac{b_S \cdot (2 \cdot \bar{\gamma} - \beta)}{\beta \cdot J_G} & \frac{-(2 \cdot \bar{\gamma} - \beta)}{J_G} \end{bmatrix}^T, \quad (6.25)$$

$$B_d = \begin{bmatrix} 3 \cdot \frac{\bar{\gamma}}{J_T} & 3 \cdot \frac{b_S}{J_T} & 0 \end{bmatrix}^T,$$

$$\rho = \frac{\Omega_r - \bar{\Omega}}{\bar{\Omega}} = \frac{w_r}{\bar{W}} \quad (6.26)$$

y

$$\delta = \frac{1}{3} \cdot \frac{T_d}{T} = \frac{w_d}{\bar{W}}. \quad (6.27)$$

Luego, los polos del sistema lineal (6.24) son las raíces del polinomio característico de la matriz  $A$  (6.25):

$$P(s) = s^3 \cdot a_3 + s^2 \cdot a_2 + s \cdot a_1 + 1, \quad (6.28)$$

siendo  $s$  la frecuencia compleja, y

$$a_3 = \frac{J_T \cdot J_G}{k_S \cdot (\beta + \bar{\gamma})},$$

$$a_2 = \frac{J_T \cdot (\beta + b_S) + J_G \cdot (b_S + \bar{\gamma})}{k_S \cdot (\beta + \bar{\gamma})}, \quad (6.29)$$

$$a_1 = \frac{k_S \cdot (J_T + J_G) + (b_S \cdot \beta + b_S \cdot \bar{\gamma} + \bar{\gamma} \cdot \beta)}{k_S \cdot (\beta + \bar{\gamma})}.$$

A partir de las ecuaciones anteriores, pueden obtenerse las siguientes funciones de transferencia que resultan útiles para evaluar el desempeño del SCEE operando en lazo cerrado:

$$\begin{aligned}
 \tau_S/\delta(s) &= 3 \cdot \frac{\beta}{\beta + \bar{\gamma}} \cdot \frac{\left(1 + \frac{s}{z_s}\right) \cdot \left(1 + \frac{s}{z_d}\right)}{P(s)}, \\
 \tau_G/\delta(s) &= 3 \cdot \frac{\beta}{\beta + \bar{\gamma}} \cdot \frac{\left(1 + \frac{s}{z_s}\right)}{P(s)}, \\
 \varpi_G/\rho(s) &= \frac{\left(1 + b_{\varpi 1} \cdot s + b_{\varpi 2} \cdot s^2\right)}{P(s)}, \\
 \tau_G/\rho(s) &= 2 \cdot \frac{\left(1 + b_{\tau 1} \cdot s + b_{\tau 2} \cdot s^2 + b_{\tau 3} \cdot s^3\right)}{P(s)},
 \end{aligned} \tag{6.30}$$

donde  $\tau_G = (T_G - \bar{T})/\bar{T}$  representa las variaciones del par normalizado del generador, y

$$\begin{aligned}
 z_s &= k_S/b_S, \\
 z_d &= \beta/J_G, \\
 b_{\varpi 1} &= \frac{\bar{\gamma} \cdot (\beta - 2 \cdot \bar{\gamma})}{k_S \cdot (\beta + \bar{\gamma})} + \frac{1}{z_s}, \\
 b_{\varpi 2} &= \frac{J_T \cdot (\beta - 2 \cdot \bar{\gamma})}{k_S \cdot (\beta + \bar{\gamma})}, \\
 b_{\tau 1} &= -\frac{(J_T + J_G) \cdot (\beta - 2 \cdot \bar{\gamma})}{2 \cdot \bar{\gamma} \cdot (\beta + \bar{\gamma})} + \frac{1}{z_s}, \\
 b_{\tau 2} &= -\frac{[(j_T + j_G) \cdot b_S + j_G \cdot \bar{\gamma}] \cdot (\beta - 2 \cdot \bar{\gamma})}{2 \cdot \bar{\gamma} \cdot k_S \cdot (\beta + \bar{\gamma})}, \\
 b_{\tau 3} &= -\frac{J_G \cdot J_T \cdot (\beta - 2 \cdot \bar{\gamma})}{2 \cdot \bar{\gamma} \cdot k_S \cdot (\beta + \bar{\gamma})}.
 \end{aligned} \tag{6.31}$$

Cuando el sistema opera con máximo rendimiento, la ganancia de realimentación intrínseca de la velocidad de la turbina  $\gamma$  es, de (6.19) y (6.20), proporcional a la velocidad de viento medio. Sin embargo, para el rango de velocidades de viento en que las turbinas trabajan con máximo rendimiento, esta realimentación suele ser débil. Luego, su influencia sobre la ubicación de los polos en el lugar de raíces puede ser despreciada para todo el rango de operación.

Despreciando el efecto de  $\bar{\gamma}$  frente a  $b_S$  y  $\beta$ , (6.30) y (6.31) se reducen a:



$$\tau_S/\delta(s) = 3 \cdot \frac{\left(1 + \frac{s}{z_s}\right) \cdot \left(1 + \frac{s}{z_d}\right)}{P(s)},$$

$$\tau_G/\delta(s) = 3 \cdot \frac{\left(1 + \frac{s}{z_s}\right)}{P(s)},$$

(6.32)

$$\bar{\omega}_G/\rho(s) = \frac{1 + 2 \cdot \zeta_{\bar{\omega}} \cdot s/z_{\bar{\omega}n} + \left(s/z_{\bar{\omega}n}\right)^2}{P(s)},$$

$$\tau_G/\rho(s) = 2 \cdot \frac{\left(1 - s/z_g\right) \cdot \left(1 + 2 \cdot \zeta_{\tau} \cdot s/z_{\tau n} + \left(s/z_{\tau n}\right)^2\right)}{P(s)},$$

donde

$$z_g = -\frac{\bar{\gamma}}{J_T + J_G},$$

$$z_{\bar{\omega}n} = \sqrt{\frac{k_S}{J_T}}, \quad \zeta_{\bar{\omega}} = \frac{b_S}{2 \cdot \sqrt{k_S \cdot J_T}},$$

(6.33)

$$z_{\tau n} = \sqrt{\frac{k_S}{J_P}}, \quad \zeta_{\tau} = \frac{b_S}{2 \cdot \sqrt{k_S \cdot J_P}},$$

con  $J_P = \left(\frac{1}{J_T} + \frac{1}{J_G}\right)^{-1}$ . Además, los coeficientes (6.29) del polinomio característico  $P(s)$  se reducen a

$$a_3 = \frac{J_T \cdot J_G}{k_S \cdot \beta},$$

$$a_2 = \frac{J_T \cdot (\beta + b_S) + J_G \cdot b_S}{k_S \cdot \beta},$$

(6.34)

$$a_1 = \frac{k_S \cdot (J_T + J_G) + b_S \cdot \beta}{k_S \cdot \beta}.$$

El polinomio (6.28) puede expresarse de la siguiente manera:

$$P(s) = \left(1 + \frac{s}{p}\right) \cdot \left(1 + 2 \cdot \zeta \cdot \frac{s}{\omega_n} + \left(\frac{s}{\omega_n}\right)^2\right). \quad (6.35)$$

Para el caso de una conexión rígida del generador a la red (ganancia  $\beta=\beta_1$  elevada), resulta  $p \gg \omega_n$ . Luego, es inmediato que

$$\omega_n = \omega_{n1} \cong \sqrt{1/a_2} \cong \sqrt{k_S/J_T},$$

$$\zeta = \zeta_1 \cong \left( a_1 - \frac{a_3}{a_2} \right) \cdot \frac{1}{2 \cdot \sqrt{a_2}} \cong \frac{1}{2 \cdot \omega_{n1}} \cdot \left( \frac{k_S}{\beta} + \frac{b_S}{J_T} \right) \xrightarrow{\beta \rightarrow \infty} \frac{b_S}{2 \cdot \sqrt{k_S \cdot J_T}}, \quad (6.36)$$

$$p = p_1 \cong \frac{a_2}{a_3} \cong \frac{\beta}{J_T}.$$

Por otro lado, para el caso de una conexión flexible del generador a la red ( $\beta=\beta_2$  pequeña), el polo  $p=p_2$  resulta dominante ( $p_2 \ll \omega_n = \omega_{n2}$ ). Luego,

$$\omega_n = \omega_{n2} \cong \frac{a_1}{a_3} \cong \sqrt{k_S/J_P},$$

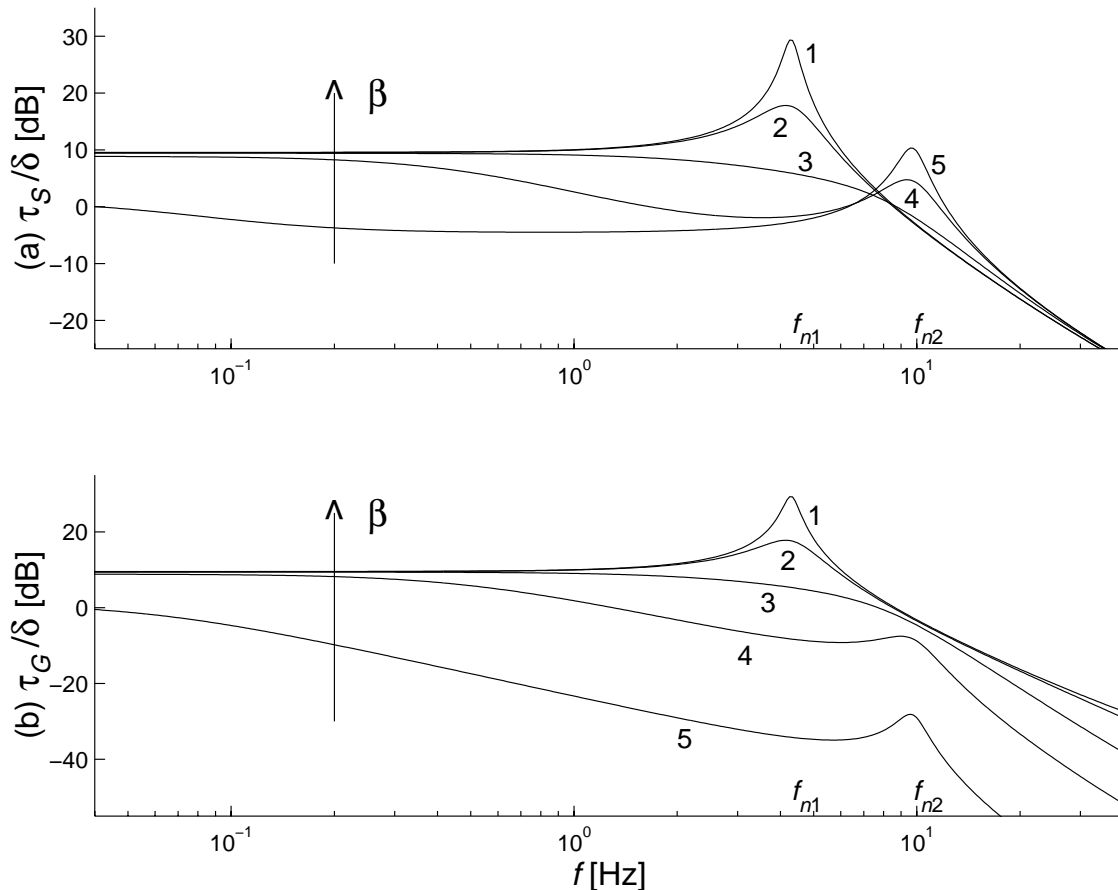
$$\zeta = \zeta_2 \cong \left( \frac{a_2}{a_3} - \frac{1}{a_1} \right) \cdot \frac{\sqrt{a_3/a_1}}{2} \cong \frac{1}{2 \cdot \omega_{n2}} \cdot \left( \frac{\beta \cdot J_P}{J_G^2} + \frac{b_S}{J_P} \right) \xrightarrow{\beta \rightarrow 0} \frac{b_S}{2 \cdot \sqrt{k_S \cdot J_P}}, \quad (6.37)$$

$$p = p_2 \cong \frac{1}{a_1} \cong \frac{\beta}{J_T + J_G}.$$

Para los valores de los parámetros del SCEE considerados en esta tesis, las frecuencias naturales para los valores extremos de  $\beta$  resultan  $f_{n1} = \frac{1}{2\pi} \cdot \omega_{n1} = 4,31Hz$ ,  $f_{n2} = \frac{1}{2\pi} \cdot \omega_{n2} = 9,74Hz$ , y los coeficientes de amortiguamiento,  $\zeta_1 \xrightarrow{\beta \rightarrow \infty} 0,038$  y  $\zeta_2 \xrightarrow{\beta \rightarrow 0} 0,086$ . Además, el cero ubicado en  $f_{z_s} = \frac{1}{2\pi} \cdot z_s = 56,66Hz$  está muy por encima de  $f_{n1}$  y  $f_{n2}$  por lo que su efecto es despreciable. Debe tenerse en cuenta también que  $\omega_{n1} \cong z_{\omega n}$  y  $\zeta_1 \xrightarrow{\beta \rightarrow \infty} \zeta_{\omega}$ , y de la misma manera  $\omega_{n2} \cong z_{\omega n}$  y  $\zeta_2 \xrightarrow{\beta \rightarrow 0} \zeta_{\tau}$ .

En la Figura 6.5 y la Figura 6.6 se grafican las funciones de transferencia (6.30) obtenidas a partir del modelo dinámico (6.24) - (6.27). Las curvas representadas se corresponden con los siguientes valores de  $\beta$ : 10000Nms, 500Nms, 100Nms, 20Nms y 1Nms.

La Figura 6.5 permite evaluar el efecto de la ganancia  $\beta$  sobre el rechazo a perturbaciones en la velocidad del viento. La Figura 6.5.a reproduce la respuesta en frecuencia de la función de transferencia  $\tau_S/\delta$  mientras que la Figura 6.5.b muestra la respuesta en frecuencia de la función de transferencia  $\tau_G/\delta$ .



**Figura 6.5:** Rechazo a perturbaciones del viento para distintos valores de la ganancia de realimentación  $\beta$ . (a)  $\tau_S/\delta$ , (b)  $\tau_G/\delta$ .

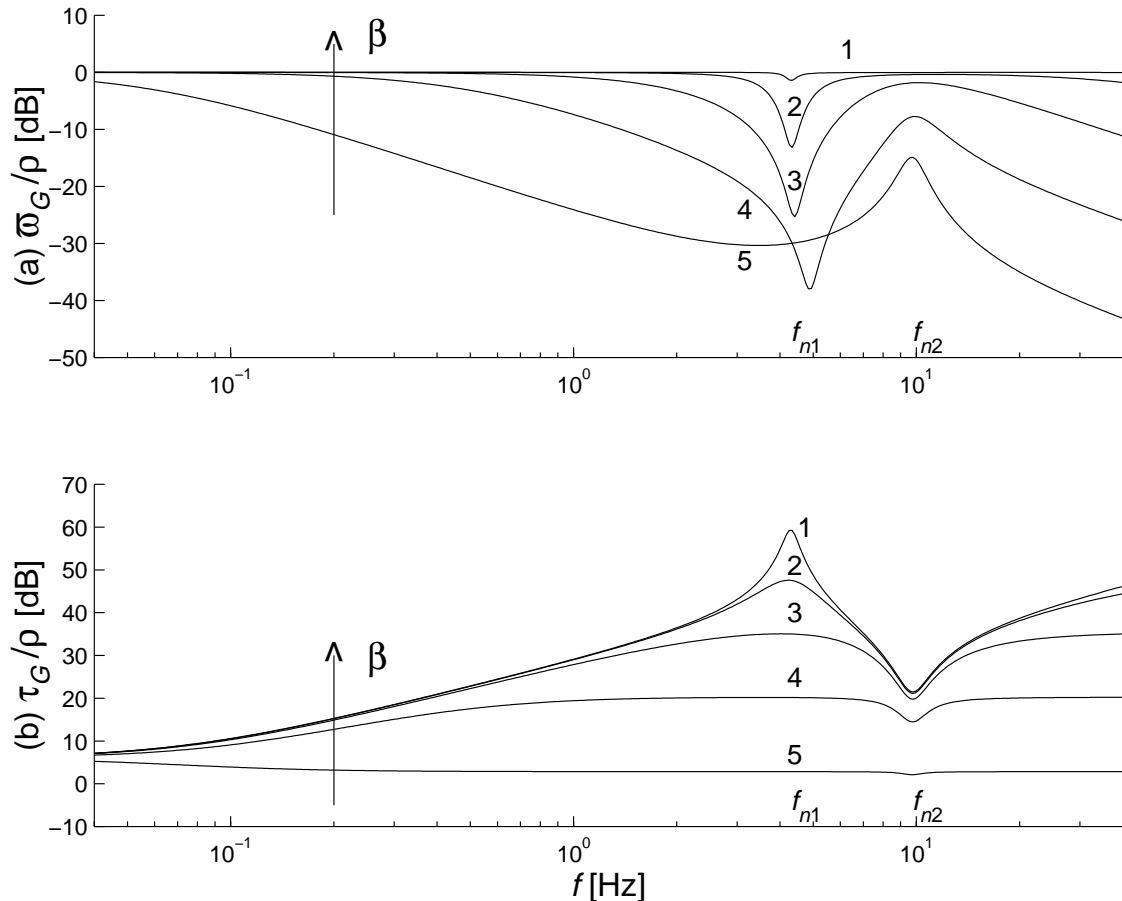
Puede observarse en la transferencia  $\tau_S/\delta$  que para valores de la ganancia de realimentación muy elevados ( $\beta \rightarrow \infty$ ) (curvas 1 y 2) o próximos a cero ( $\beta \rightarrow 0$ ) (curvas 4 y 5), aparecen picos de resonancia escasamente amortiguados a las frecuencias naturales  $f_{n1}$  y  $f_{n2}$  dadas en (6.36) y (6.37), respectivamente. A medida que  $\beta$  decrece, el pico de resonancia se desplaza desde  $f_{n1}$  hacia  $f_{n2}$  mientras que la amplitud del pico de resonancia disminuye en primera instancia y luego crece. Existe, por lo tanto, un rango de valores de  $\beta$  para los cuales se produce una adecuada atenuación de este modo de oscilación torsional (curva 3).

El mismo análisis puede realizarse para la transferencia  $\tau_G/\delta$ . Para valores elevados de  $\beta$ , esta transferencia es similar a la de  $\tau_S/\delta$ . En cambio, para  $\beta \rightarrow 0$ , el polo dominante  $p_2$  reduce apreciablemente la ganancia a la frecuencia de resonancia  $f_{n2}$ .

En muchas ocasiones, la densidad de potencia de las perturbaciones de viento (particularmente la sombra de la torre y el perfil de viento) a estas frecuencias naturales es importante. Luego, si  $\beta$  no es elegido de manera de atenuar suficientemente el modo de oscilación, pueden producirse oscilaciones de par de gran magnitud. Es necesario notar que, aún cuando no existan riesgos de fluctuaciones apreciables de potencia generada a la frecuencia de resonancia  $f_{n2}$ , una ganancia  $\beta$  próxima a cero es inadecuada

pues las probables oscilaciones de par en el sistema mecánico pueden ocasionar severos problemas mecánicos.

La propiedad de seguimiento de la velocidad de referencia, para los mismos valores de la ganancia de realimentación  $\beta$ , puede apreciarse en la Figura 6.6, que muestra la respuesta en frecuencia de las funciones de transferencia  $\tau_G/\rho$  y  $\varpi_G/\rho$ .



**Figura 6.6:** Seguimiento del punto óptimo de generación para distintos valores de la ganancia de realimentación  $\beta$ . (a)  $\tau_G/\rho$ , (b)  $\varpi_G/\rho$ .

Puede observarse que, para  $\beta \rightarrow \infty$ , los polos y ceros complejos conjugados de la transferencia  $\varpi_G/\rho$  se cancelan, dando lugar a un excelente seguimiento de la velocidad. Por el contrario, para  $\beta \rightarrow 0$ , esta capacidad de seguimiento resulta deteriorada, principalmente por el polo  $p_2$  de baja frecuencia.

Por otro lado, se observa que la función de transferencia  $\tau_G/\rho$  presenta, para  $\beta \rightarrow \infty$ , un cero de baja frecuencia (asociado a la realimentación de la velocidad a través de la turbina  $\gamma$ ) y un pico de resonancia a la frecuencia  $f_{n1}$ . Para valores de  $\beta \rightarrow 0$ , el polo  $p_2$  de baja frecuencia tiende a cancelar al cero, y el pico de resonancia se mueve hacia  $f_{n2}$  y se cancela con el par de ceros conjugados. Se obtiene como resultado un excelente seguimiento del par.

De estos diagramas se infiere que un mejor seguimiento de velocidad se contrapone con fuertes oscilaciones de par del generador. Luego, existe un compromiso en el diseño de  $\beta$  entre seguimiento de la velocidad del viento y atenuación de las fluctuaciones de par.

Puede observarse que las respuestas en frecuencia graficadas en la Figura 6.5 y la Figura 6.6 se condicen con las funciones de transferencia simplificadas (6.32), convalidando las aproximaciones realizadas. Las diferencias más notorias se producen para las funciones de transferencia  $\varpi_G/\rho$  y  $\tau_G/\rho$  con  $\beta=1\text{Nms}$  (curva 5). Éstas se deben a que para este valor de  $\beta$ , que da lugar a una conexión extremadamente flexible del generador a la red, la realimentación de la velocidad de la turbina  $\gamma$  no es despreciable frente a  $\beta$ .

Para concluir, se puede establecer que una apropiada selección de la ganancia de realimentación  $\beta$  permite satisfacer el mencionado compromiso en el seguimiento del viento, como así también eliminar las fluctuaciones de par ocasionadas por la sombra de la torre y otras perturbaciones en la velocidad del viento.

## 6.4.2 Región de saturación

En esta sección, y a fin de completar la estrategia de control desarrollada en §6.4.1 se consideran los efectos de saturación ocasionados por limitaciones prácticas del SCEE. Efectivamente, el par de la máquina actuando como generador es siempre positivo, y el ángulo de disparo  $\alpha$  del convertidor está acotado, idealmente, por  $\alpha = 90^\circ$  y  $\alpha = 180^\circ$ . Luego, la región de no-saturación, o región de operación óptima, está confinada en la Figura 6.3 dentro de los límites determinados por  $T_G = 0$ ,  $T_G(\Omega, \cos \alpha = 0)$  y  $T_G(\Omega, \cos \alpha = -1)$ . Debe notarse que, además, el par del generador está acotado superiormente por la hipérbola de potencia límite del SCEE. Sin embargo, la regulación de la potencia del SCEE en su valor límite es un caso particular de la estrategia de control de potencia desarrollada en el capítulo próximo. Por lo tanto, la saturación del par del generador debida a esta restricción no es tenida en cuenta en este capítulo.

Más allá de las fronteras de la región de operación óptima, el par del generador satura y, consecuentemente, el desempeño del sistema puede diferir notoriamente del previsto.

Es bien conocido que los efectos de saturación combinados con acción integral dan lugar a problemas conocidos por la palabra inglesa *wind-up*. Cuando el par del generador  $T_G$  satura, el régimen deslizante es abandonado y el integrador comienza a sobrecargarse tratando de forzar a  $T_G$  a sobrepasar el límite de saturación. Esto puede dar lugar a un transitorio no deseado hasta que la condición de existencia del MD se verifique en el entorno de la superficie de deslizamiento. Este problema es tanto más crítico en la medida que la saturación del par ocurra durante un tiempo más prolongado.

El par del generador puede saturar, y en consecuencia producirse *wind-up*, en los siguientes casos:

### Caso 1

Cuando se intenta seguir variaciones abruptas de la velocidad del viento. Por ejemplo, cuando sucede un aumento brusco del viento, la acción de control tiende a reducir el par del generador para acelerar al sistema. Luego, uno de los límites  $T_G = 0$  o  $T_G(\Omega, \cos \alpha = -1)$  es probablemente alcanzado. En este caso, se produce una respuesta transitoria hasta que el régimen deslizante es restablecido, para luego evolucionar hacia el punto óptimo de operación con la dinámica de deslizamiento.

### Caso 2

Cuando las variaciones del viento son tan amplias que los puntos de operación óptima escapan a los límites de la región. Los puntos de operación de potencia óptima para vientos de  $W=14\text{m/s}$  y  $W=16\text{m/s}$  de la Figura 6.3 ejemplifican esta situación. Cuando esto ocurre, el punto de operación resultante no pertenece, obviamente, a la curva de rendimiento máximo. En efecto, este punto queda dado por la intersección entre la curva límite  $T_G(\Omega, \cos \alpha = 0)$  o  $T_G(\Omega, \cos \alpha = -1)$ , y la curva  $(T_T - \Omega_T)$  de la turbina para la velocidad de viento correspondiente. El integrador se sobrecarga tratando de alcanzar el punto de operación óptima ubicado fuera de las fronteras de la región de trabajo. Esto puede dar lugar a respuestas no deseadas cuando, ante un nuevo cambio en la velocidad del viento, el punto de trabajo se sitúe nuevamente en el interior de la región de operación óptima.

En esta sección se plantea una solución al problema de *wind-up* en el marco del control por régimen deslizante. Esta solución consiste en proponer una superficie de deslizamiento combinada. Las funciones de conmutación que definen las superficies de deslizamiento adicionales están impuestas por las restricciones prácticas en el par del generador. Así, los límites de saturación son incorporados a la superficie de deslizamiento de manera natural. Es decir, el régimen deslizante se mantiene aún durante la saturación, evitando de esta manera sobrecargas excesivas del integrador.

La función de conmutación combinada, que se propone es:

$$h_c^* : \begin{cases} h_{c1}^* = -T_G(\Omega_G, \cos \alpha) & \text{si } T_G \leq 0, \\ h_{c2}^* = -\cos \alpha & \text{si } T_G > 0 \wedge y_c \geq 0, \\ h_{c3}^* = -(\cos \alpha + 1) & \text{si } T_G > 0 \wedge y_c \leq -1, \\ h^* = -(T_G - T_r) + \beta \cdot (\Omega_G - \Omega_r) & \text{caso contrario.} \end{cases} \quad (6.38)$$

Esta función de conmutación, expresada en función de las variables de estado  $z$  resulta

$$h_c : \begin{cases} h_{c1} = -z_4 & \text{si } z_4 \leq 0, \\ h_{c2} = -z_4 + T_G(z_3, 0) & \text{si } z_4 > 0 \wedge z_4 \geq T_G(z_3, 0), \\ h_{c3} = -z_4 + T_G(z_3, -1) & \text{si } z_4 > 0 \wedge z_4 \leq T_G(z_3, -1), \\ h = -(z_4 - T_r) + \beta \cdot (z_3 - \Omega_r) & \text{caso contrario.} \end{cases} \quad (6.39)$$

Mientras el SCEE opere dentro de los límites, el régimen deslizando se produce sobre  $h(z) = 0$ , y el desempeño del sistema es el estudiado en la sección §6.4.1. Por otro lado, si  $T_G$  satura, la función de conmutación combinada fuerza un régimen deslizando sobre la correspondiente superficie de deslizamiento adicional, evitando sobrecargas del integrador.

La dinámica del sistema en régimen deslizando sobre una de las superficies adicionales puede determinarse siguiendo los pasos dados en §6.4.1C. En el caso de que un régimen deslizando se establezca transitoriamente sobre la superficie  $h_{c1} = -T_G = 0$ , el par del generador es nulo y, consecuentemente, no se transfiere potencia eléctrica a la red. En los otros casos, cuando se establece un régimen deslizando sobre la superficie adicional  $h_{c2} = -T_G + T_G(z_3, 0) = 0$  o  $h_{c3} = -T_G + T_G(z_3, -1) = 0$ , el comportamiento dinámico de lazo cerrado no queda ya determinado por la ganancia  $\beta$  sino por la característica  $(T_G - \Omega_G)$  del generador a lazo abierto.

Se ha mencionado en §6.3 que una conexión rígida del generador a la red, como es el caso de los generadores jaula de ardilla directamente conectados a red, da lugar a modos de oscilación escasamente amortiguados a la frecuencia  $f_{n1}$  (6.5). Afortunadamente, los generadores de inducción de doble salida con convertidor Kramer Drive estático tienen una característica  $(T_G - \Omega_G)$  con menor pendiente que los generadores jaula de ardilla. Esto es debido a una mayor resistencia rotórica y a la resistencia de la bobina de enlace de corriente continua. Por esta razón, la conexión a la frecuencia de red es más flexible, y los picos de resonancia son más reducidos. Por lo tanto, las fluctuaciones de par y de potencia eléctrica pueden no ser significativas cuando el SCEE opera en estas condiciones.

De todas maneras, es conveniente remarcar que en aquellos casos en que la conexión a red no fuera suficientemente flexible como para atenuar las oscilaciones, deberían tomarse recaudos adicionales. En efecto, si los puntos de operación deseados cayesen fuera de los límites de saturación, el sistema, en estado estacionario, operaría en régimen deslizando sobre las superficies  $h_{c2} = 0$  o  $h_{c3} = 0$ , dando lugar a fluctuaciones de par y potencia de larga duración. Este problema puede ser solucionado corrigiendo las señales de referencia  $\Omega_r$  y  $T_r$  de manera tal que el lugar geométrico de los puntos de operación nunca cruce los límites de la región de operación óptima  $T_G(\Omega, \cos \alpha = 0)$  y  $T_G(\Omega, \cos \alpha = -1)$ . Naturalmente, el costo a pagar es un menor rendimiento aerodinámico.

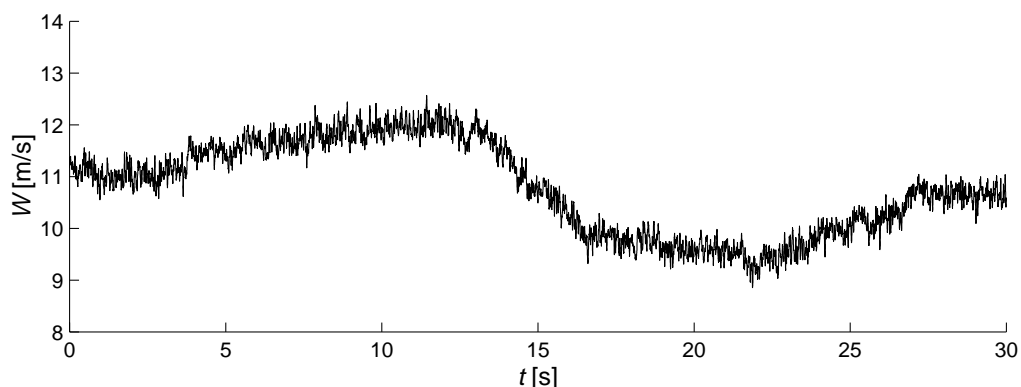
## 6.5 Resultados de simulación

### 6.5.1 Operación en la región de seguimiento

Los resultados de simulación presentados en esta sección permiten apreciar las propiedades de la estrategia de control propuesta en lo referente a seguimiento de la velocidad óptima y rechazo a fluctuaciones de par durante la operación en la región óptima. Se verifican las propiedades de robustez ante perturbaciones y se evalúa el efecto de dinámicas no modeladas. Los resultados presentados corresponden siempre a la operación en régimen deslizante.

El controlador ha sido diseñado según (6.16), empleando los valores nominales del SCEE y de la red. La amplitud  $M$  de la señal discontinua ha sido elegida  $M=100\text{Nm/s}$ . La amplitud  $M$  determina la velocidad con que el sistema se aproxima a la superficie de deslizamiento en la coordenada  $h$  (en condiciones nominales) durante el modo de alcance. En régimen deslizante,  $M$  es el rango de ganancia del controlador para rechazar perturbaciones e incertidumbre en los parámetros (como el error introducido al aproximar la pendiente de las curvas del generador por  $k_T$  en (6.14)).

La Figura 6.7 muestra la señal de velocidad del viento empleada en las simulaciones, a los efectos de poner en evidencia los problemas discutidos y los resultados obtenidos. La velocidad media del viento  $\bar{W}$  ha sido elegida de manera tal que la frecuencia fundamental de las perturbaciones aerodinámicas ocasionadas por la turbulencia, la sombra de la torre, la variación del viento con la altura, etc., coincida con la frecuencia de resonancia  $f_{n1}$  del SCEE.



**Figura 6.7:** Evolución de la velocidad del viento  $W$  empleada en las simulaciones para seguimiento del punto óptimo de operación.



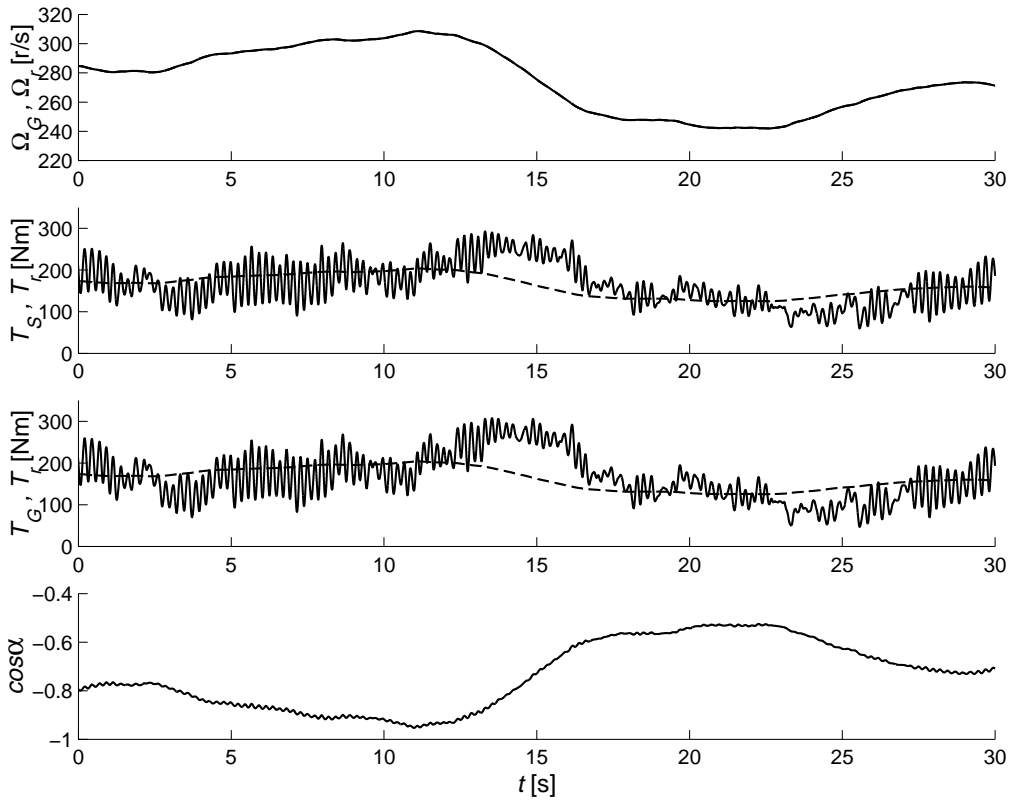
## A Desempeño del sistema sin incertidumbres

La Figura 6.8, la Figura 6.9 y la Figura 6.10 muestran la evolución temporal de las variables del sistema operando en régimen deslizante sobre la superficie para diferentes valores de la ganancia de realimentación  $\beta$ .

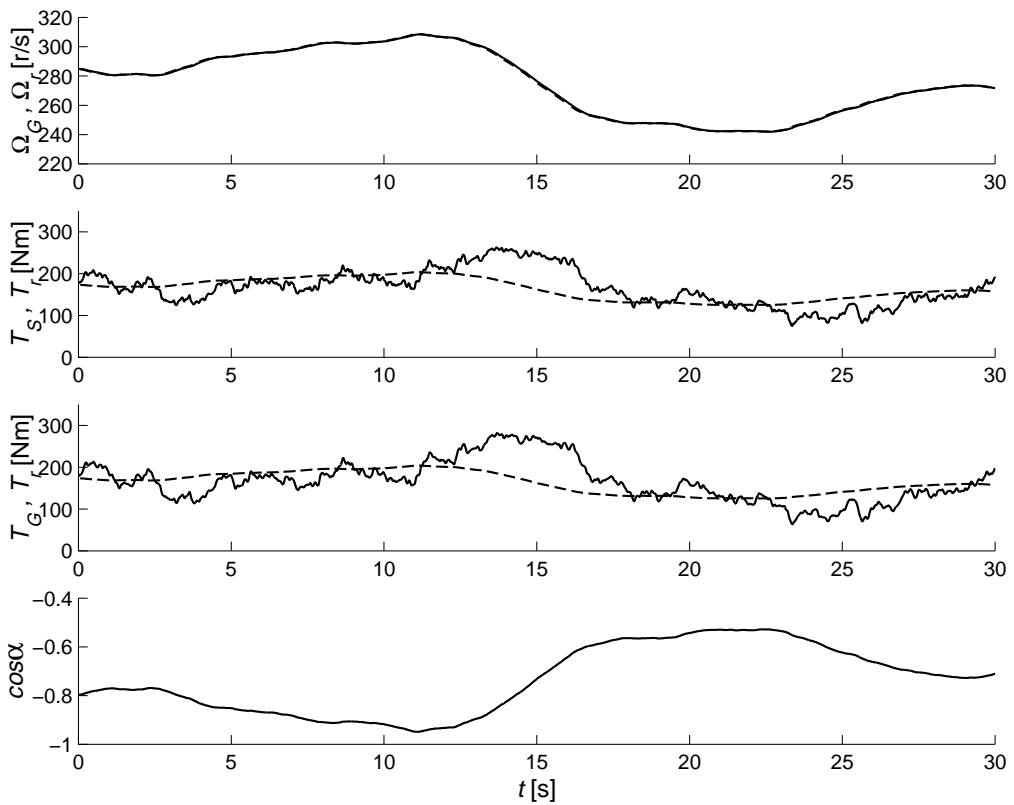
La Figura 6.8 exhibe las respuestas temporales para  $\beta=10000\text{Nms}$ . En la Figura 6.8.a se observa la gráfica de la velocidad del generador y de referencia. La velocidad del generador se sobrepone a la referencia revelando un excelente seguimiento (de acuerdo con la función de transferencia  $\omega_G/\rho$ , curva 1 en la Figura 6.6). Este comportamiento puede ser interpretado observando la expresión que define la superficie de conmutación (6.12) y notando que para  $\beta$  elevados, la superficie de deslizamiento colapsa a  $h(z) = z_3 - \Omega_r = 0$ . Sin embargo, valores elevados de  $\beta$  dan lugar también a un pico de resonancia a la frecuencia  $f_{n1}$  (véanse la Figura 6.5 y la Figura 6.6). Para este particular rango de velocidades de operación, las componentes en frecuencia de la perturbación  $\delta$  debidas a la sombra de la torre y al perfil de viento, están ubicadas en la vecindad de  $f_{n1}$ . Luego, como puede observarse en la Figura 6.8.b y la Figura 6.8.c, resultan pares del generador y del eje altamente oscilatorios. Estas fluctuaciones de par pueden dar lugar a daños en el sistema mecánico y causar parpadeo en redes eléctricas débiles. Finalmente, la Figura 6.8.d muestra el ángulo de disparo del convertidor que resulta también oscilatorio.

La Figura 6.9 demuestra la capacidad de la estrategia de control propuesta para proporcionar un buen compromiso entre seguimiento de la velocidad óptima de operación y amortiguamiento de las fluctuaciones de par. Para este caso se ha elegido una ganancia  $\beta=100\text{Nms}$  (véanse las curvas 3 en la Figura 6.5 y la Figura 6.6). Este valor de  $\beta$  elimina el pico de resonancia y mantiene  $|\omega_G/\rho| \cong 1$  sobre el rango de frecuencias de interés. El error en el seguimiento de la velocidad de referencia es despreciable (Figura 6.9.a). Luego, la generación de potencia es muy próxima a la óptima. Además, las fluctuaciones en  $T_S$  y  $T_G$  son drásticamente reducidas (Figura 6.9.b y Figura 6.9.c). Por último, la Figura 6.9.d muestra la evolución del ángulo de disparo del convertidor. Debido a que todas las variables del generador ( $\Omega_G$ ,  $T_G$  y  $\alpha$ ) varían mucho más suavemente, las causas de parpadeo en la red son fuertemente reducidas.

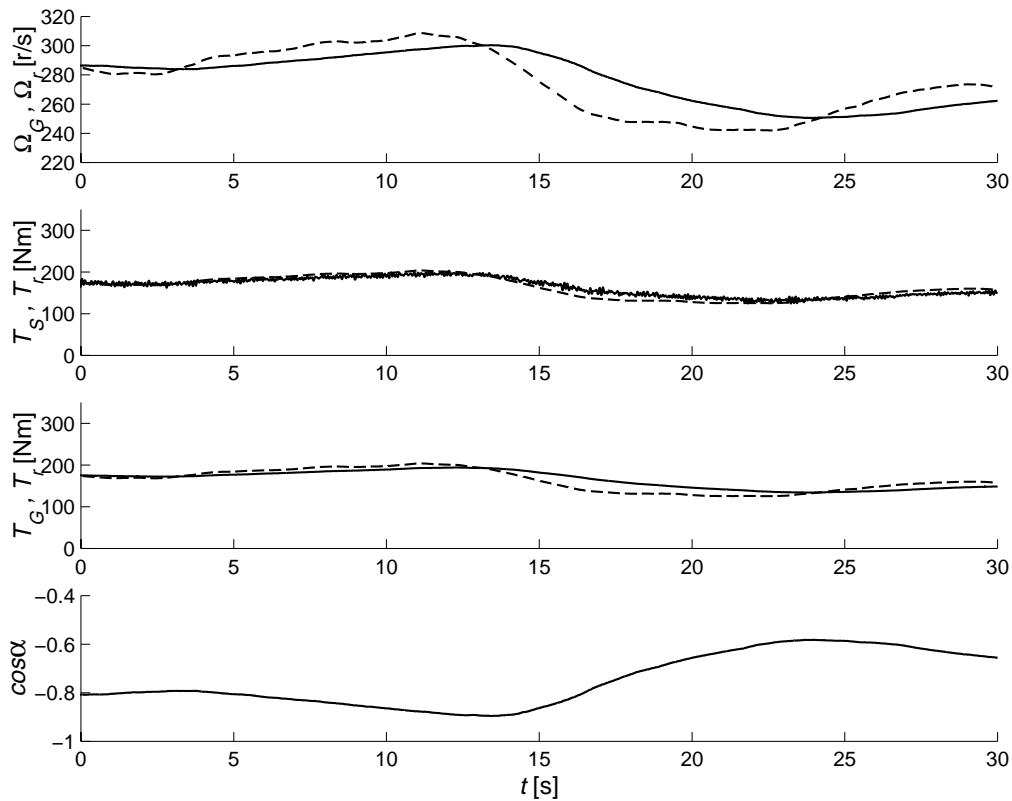
La Figura 6.10 muestra la respuesta del sistema para una ganancia de realimentación  $\beta=1\text{Nms}$ . Puede observarse que un valor bajo de  $\beta$  deteriora la capacidad de seguimiento del controlador (Figura 6.10.a). Sumado a ello, un pico de resonancia ocurre a la frecuencia natural  $f_{n2}$  (véanse las curvas 5 en la Figura 6.5 y la Figura 6.6). A pesar del pico de resonancia, las fluctuaciones de par parecen ser despreciables en este caso (Figura 6.10.b y Figura 6.10.c). La razón es que para el rango de operación de  $\Omega_T$ , la frecuencia de resonancia  $f_{n2}$  es mayor que la frecuencia fundamental de la sombra de la torre y demás perturbaciones periódicas del viento. Es importante subrayar que para velocidades de viento mayores corresponden velocidades de rotación mayores y, en consecuencia, la frecuencia fundamental de las perturbaciones del viento aumenta. Luego, fluctuaciones de par, particularmente de  $T_S$ , pueden existir también debido a la resonancia a la frecuencia  $f_{n2}$ .



**Figura 6.8:** Resultados de simulación,  $\beta=10^4$  Nms/rad. (a)  $\Omega_G$ , (b)  $T_G$ , (c)  $T_S$ , (d)  $\cos\alpha$ .



**Figura 6.9:** Resultados de simulación,  $\beta=100$  Nms/rad. (a)  $\Omega_G$ , (b)  $T_G$ , (c)  $T_S$ , (d)  $\cos\alpha$ .



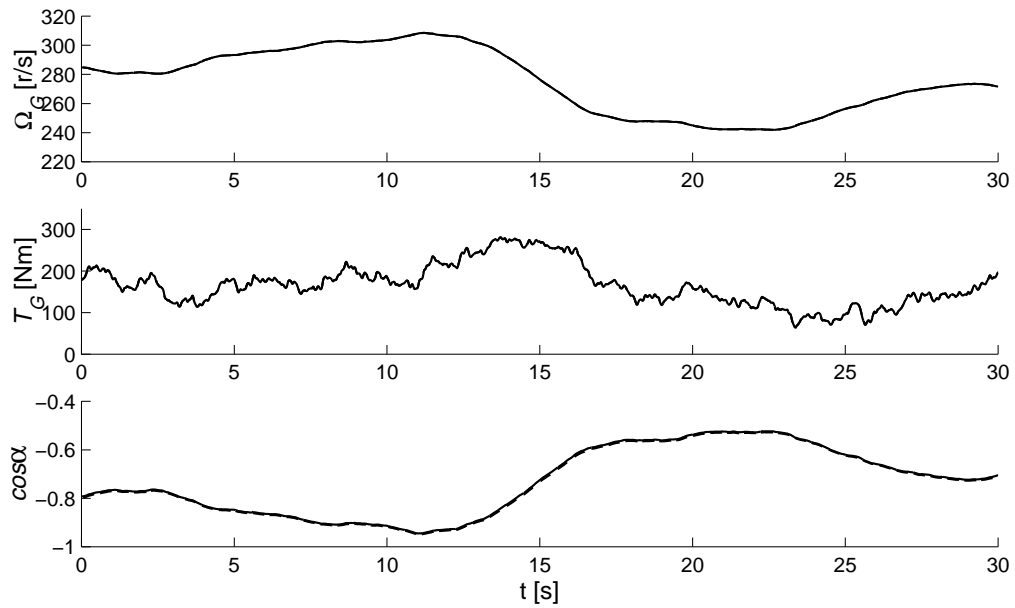
**Figura 6.10:** Resultados de simulación,  $\beta=1\text{Nms/rad}$ . (a)  $\Omega_G$ , (b)  $T_G$ , (c)  $T_S$ , (d)  $\cos\alpha$ .

## B Rechazo a perturbaciones

En la sección §6.4.1.C se concluyó que la dinámica del sistema operando en régimen deslizante era insensible a perturbaciones en la red y a incertidumbre en los parámetros eléctricos del generador. Estas propiedades de robustez se corroboran, en esta sección, mediante ejemplos por simulación.

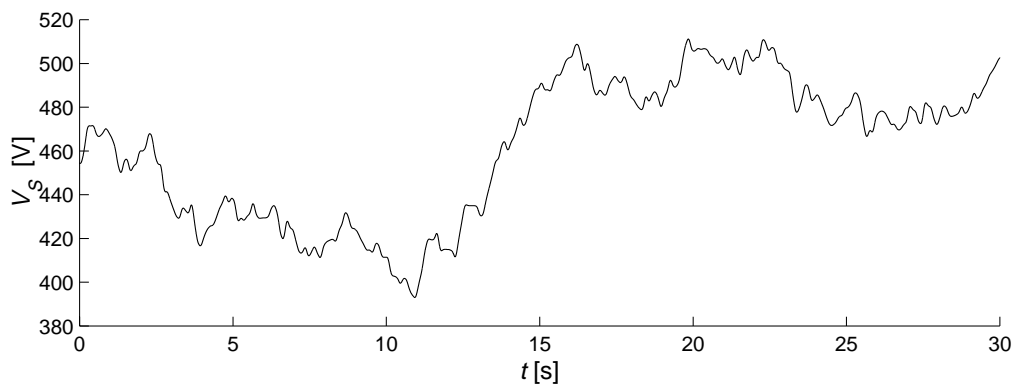
El objetivo de esta sección es permitir la comparación del desempeño del SCEE ante diferentes perturbaciones con respecto al desempeño en condiciones nominales. A tal efecto, en las simulaciones se ha empleado, nuevamente, la secuencia de viento mostrada en la Figura 6.7. Se ha elegido el valor de  $\beta=100\text{Nms}$ , que proporciona un compromiso apropiado entre eficiencia y fluctuaciones de par. Como ejemplo, se contemplan apartamientos, respecto a sus valores nominales, en las resistencias del sistema de generación y en la tensión de red.

En primera instancia, se considera que las resistencias reales de la máquina exceden en un 40% sus valores nominales. Este aumento tiene en cuenta el incremento de la resistividad con la temperatura, debido tanto al calentamiento de la máquina por disipación como a la variación térmica ambiental (que suele ser importante en muchas zonas aptas para el aprovechamiento eólico). La Figura 6.11 muestra los resultados de simulación correspondientes superpuestos a los resultados obtenidos para el sistema sin perturbar (mostrados previamente en la Figura 6.9). Puede verse que tanto la velocidad de rotación  $\Omega_G$  como el par del generador  $T_G$  del sistema perturbado coinciden con los correspondientes al sistema sin perturbar.

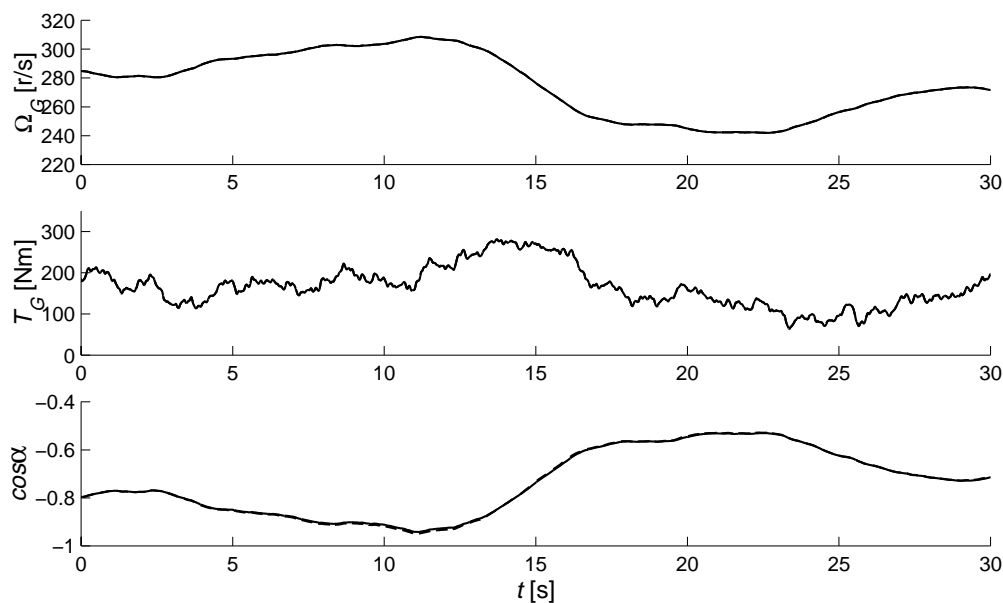


**Figura 6.11:** Resultados de simulación con perturbación en la resistencia rotórica.  
(a)  $\Omega_G$ , (b)  $T_G$ , (c)  $\cos \alpha$ .

En un segundo caso, la máquina es sometida a una tensión de red que no es constante sino fluctúa en torno a su valor nominal, según se muestra en la Figura 6.12. Esta forma de onda presenta un fuerte contenido en el rango de frecuencias correspondientes al parpadeo. La Figura 6.13 muestra los resultados de simulación. Puede verse que, al igual que en el ejemplo anterior, tanto la velocidad de rotación  $\Omega_G$  como el par del generador  $T_G$  se superponen a la velocidad  $\Omega_G$  y al par  $T_G$  del sistema sin perturbar (mostrados previamente en la Figura 6.9).



**Figura 6.12:** Variación de la tensión de red.



**Figura 6.13:** Resultados de simulación con perturbación en la tensión de red. (a)  $\Omega_G$ , (b)  $T_G$ , (c)  $\cos\alpha$ .

En ambos ejemplos, la amplitud de la señal discontinua permite cumplir la condición necesaria y suficiente para la existencia del modo deslizante, aún ante la presencia de las perturbaciones. Como consecuencia, el controlador puede, ajustando el ángulo de disparo del convertidor, rechazar completamente las perturbaciones introducidas. Tanto en la Figura 6.11.c como en la Figura 6.13.c se aprecia que, para poder rechazar las perturbaciones, la acción de control  $\cos\alpha$  difiere levemente de la correspondiente al sistema sin perturbar (en trazo discontinuo).

## C Efecto de dinámicas parásitas

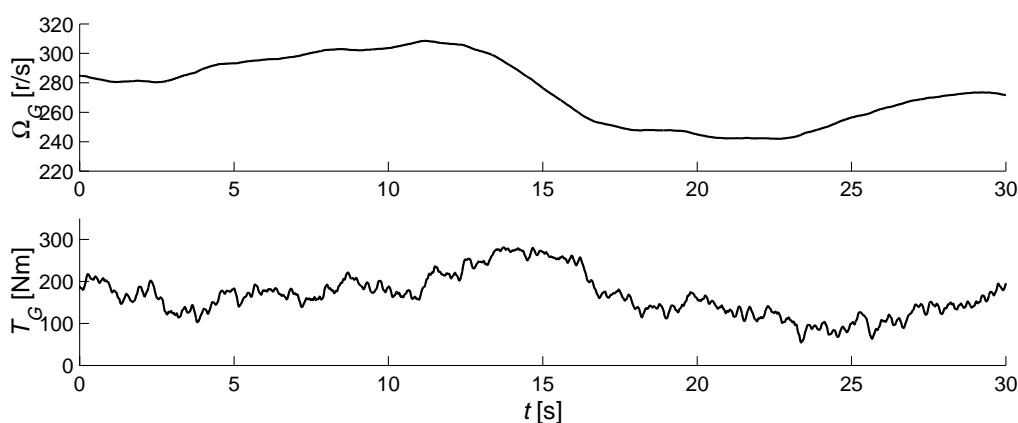
En el modelo del sistema dinámico y el posterior desarrollo de la estrategia de control se ha considerado que el par del generador  $T_G$  está relacionado con la acción de control  $\cos\alpha$  a través de (6.3). La dinámica del subsistema eléctrico del generador ha sido omitida hasta aquí debido a que es mucho más rápida que la del sistema mecánico.

Como se ha expuesto en el §5.9, dinámicas no modeladas pueden dar lugar a oscilaciones de alta frecuencia conocidas como *chattering*. El objetivo de esta sección es evaluar, mediante simulaciones, la medida en que el desempeño del sistema se deteriora a causa del *chattering* provocado por la dinámica parásita del generador. En las simulaciones se considera un modelo de 4<sup>to</sup> orden de la dinámica eléctrica del generador. Este modelo está detalladamente analizado en Puleston (1997).

En las simulaciones se ha empleado, nuevamente, la secuencia de viento mostrada en la Figura 6.7 y se ha elegido el valor de  $\beta=100\text{Nms}$ . Se revela aquí un compromiso en la elección de la amplitud de la señal discontinua  $M$ . En efecto, como se mencionó anteriormente,  $M$  determina la velocidad de alcance de la superficie y cotas para la magnitud de las perturbaciones que pueden ser rechazadas. Por ello, es

conveniente elegir  $M$  tan grande como sea posible. Sin embargo, el *chattering* introducido por las dinámicas parásitas crece en la medida que la acción discontinua crece. En esta sección se ha elegido el mismo valor de  $M$  que el empleado en las simulaciones anteriores y que ha sido suficiente para rechazar las perturbaciones introducidas.

Los resultados de la simulación se presentan en la Figura 6.14. Observando detenidamente la Figura 6.9 y la Figura 6.14, puede verse que se ha sumado al par del generador una componente oscilatoria. Sin embargo, debido a la magnitud de esta oscilación, el efecto del *chattering* puede considerarse despreciable.



**Figura 6.14:** Resultados de simulación considerando la dinámica eléctrica del generador. (a)  $\Omega_G$ , (b)  $T_G$ .

## 6.5.2 Operación en saturación

En esta sección se hace hincapié en la conveniencia de desarrollar una estrategia de control que contrarreste los problemas de *wind-up* asociados a la saturación del par del generador. Para poner en evidencia la incidencia del estado integral sobre el problema de *wind-up*, se considera que el controlador está compuesto por un estado integral con salida  $u = \cos\alpha$  y cuya entrada toma valores en  $\{-1,5;1,5\}$ .

Los resultados de simulación que se presentan corresponden a un valor de ganancia  $\beta = 100 \text{ Nm/s}$  que, de acuerdo con §6.4.1, proporciona un compromiso satisfactorio entre seguimiento de la referencia y atenuación de las fluctuaciones de par. La velocidad del viento empleada en las simulaciones es mostrada en la Figura 6.15. Esta serie de escalones ha sido elegida debido a que es una señal de prueba convencional que brinda una interpretación clara de los efectos de la saturación sobre el desempeño del sistema.

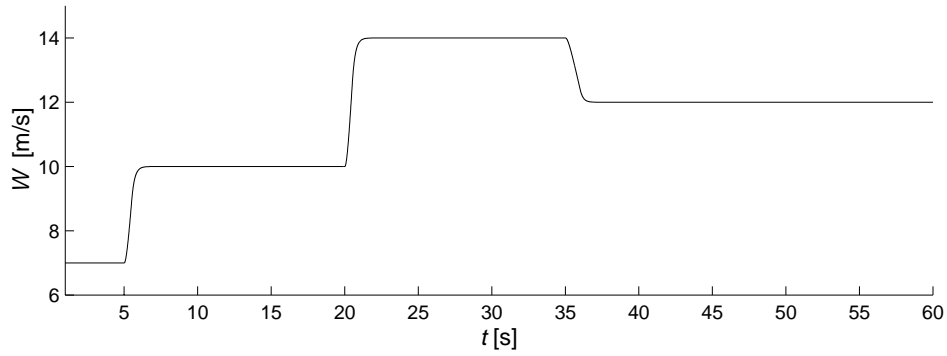
El primer escalón de viento tiene como propósito mostrar el caso 1 de *wind-up* descrito en §6.4.2. Los puntos de operación para  $W = 7 \text{ m/s}$  y  $W = 10 \text{ m/s}$  están ubicados dentro de la región de operación óptima. Sin embargo, el brusco incremento de la

velocidad del viento obliga al par del generador a alcanzar uno de los límites de saturación. En el instante en que ello ocurre, el sistema abandona la superficie de deslizamiento (6.12) y se produce una respuesta transitoria hasta que el régimen deslizante es restablecido, para luego evolucionar hacia el punto óptimo de operación con la dinámica de deslizamiento.

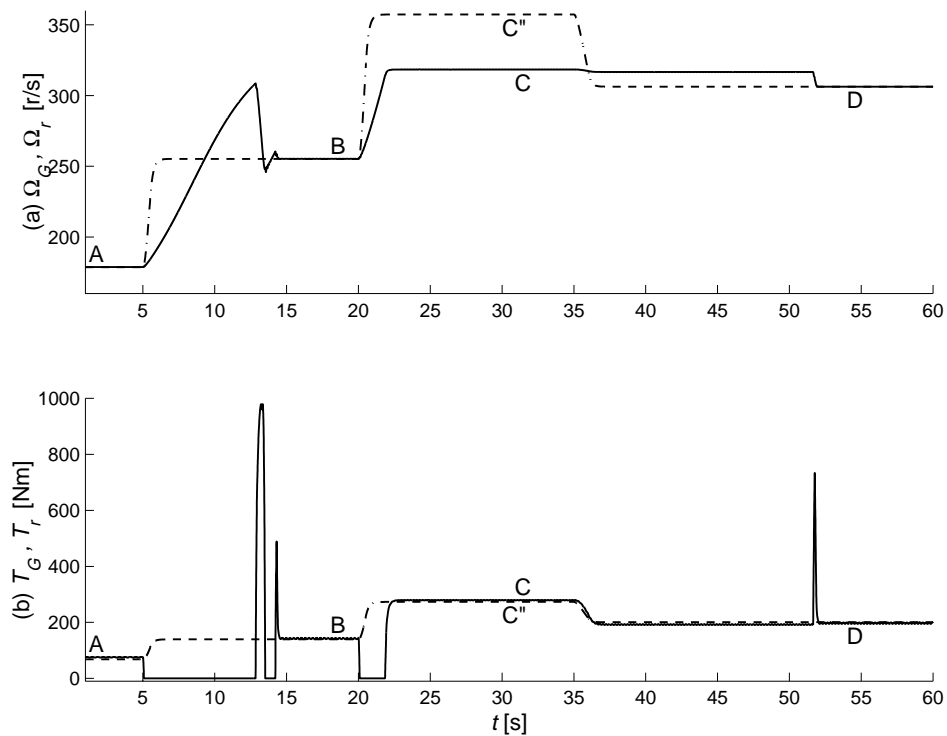
Por otro lado, la secuencia de escalones de  $W=10\text{m/s}$  a  $W=14\text{m/s}$  y finalmente a  $W=12\text{m/s}$ , tiene la intención de mostrar el caso 2 de *wind-up*. En efecto, el punto de operación óptima correspondiente a  $W=14\text{m/s}$  está ubicado fuera de la región de operación óptima, más allá del límite de par  $T_G(\Omega, \cos \alpha = -1)$ . El integrador se sobrecarga tratando de alcanzar el punto de operación óptima. Cuando se produce el escalón en la velocidad del viento a  $W=12\text{m/s}$  (que se corresponde con un punto de operación dentro de la región de trabajo), se origina un transitorio hasta que se verifican las condiciones de existencia del modo deslizante en el entorno de la superficie (6.12).

A los efectos de verificar las propiedades de *anti-wind-up* de la estrategia de control propuesta en §6.4.2, se compara el desempeño del sistema cuando se utiliza la superficie de deslizamiento simple (6.12) (Figura 6.16), con el que se obtiene cuando se emplea la función de conmutación combinada (6.39) (Figura 6.17). Puede observarse en la Figura 6.16 que cuando el par satura, el sistema cae en *wind-up* y, consecuentemente, el seguimiento de la velocidad de referencia se deteriora seriamente dando lugar a picos inesperados de par. Asimismo, se aprecia en la Figura 6.17 que el problema de *wind-up* es evitado mediante el empleo de la superficie de deslizamiento combinada.

La Figura 6.18 representa el comportamiento del sistema en un plano par — velocidad. En esta figura, el par de la turbina (para las diferentes velocidades del viento) y los límites de operación  $T_G(\Omega, \cos \alpha = 0)$  y  $T_G(\Omega, \cos \alpha = -1)$  están ilustrados en línea punteada y discontinua respectivamente. La evolución del par del generador  $T_G$  está representada con trazo grueso cuando se emplea la función de conmutación combinada (6.39), y con trazo fino cuando se emplea la función de conmutación simple (6.12). Los puntos A, B, C, C'' y D están en correspondencia con aquellos de la Figura 6.16. A, B y D son los puntos de operación para  $W=7\text{m/s}$ ,  $W=10\text{m/s}$  y  $W=12\text{m/s}$  respectivamente, y pertenecen a la parábola de máxima potencia capturada. C es el punto de operación a  $W=14\text{m/s}$  y difiere del punto de operación óptima C'' que está ubicado fuera de la región de operación sin saturación. La Figura 6.18.a muestra la evolución desde el punto A al B (caso 1 de *wind-up*), mientras que Figura 6.18.b representa la evolución desde el punto B al D (caso 2 de *wind-up*). Es evidente que, para el caso de modo deslizante sin *anti-wind-up*, la sobrecarga del integrador ocasiona transitorios de larga duración con incrementos inadmisibles del par  $T_G$ .

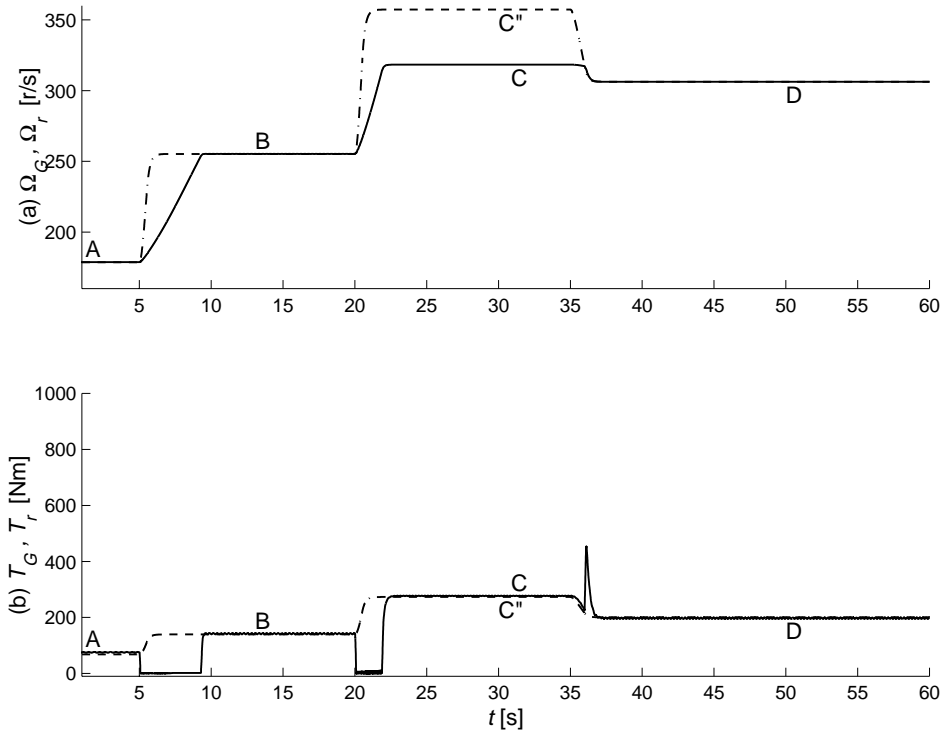


**Figura 6.15:** Evolución de la velocidad del viento  $W$  empleada en las simulaciones para operación en saturación.

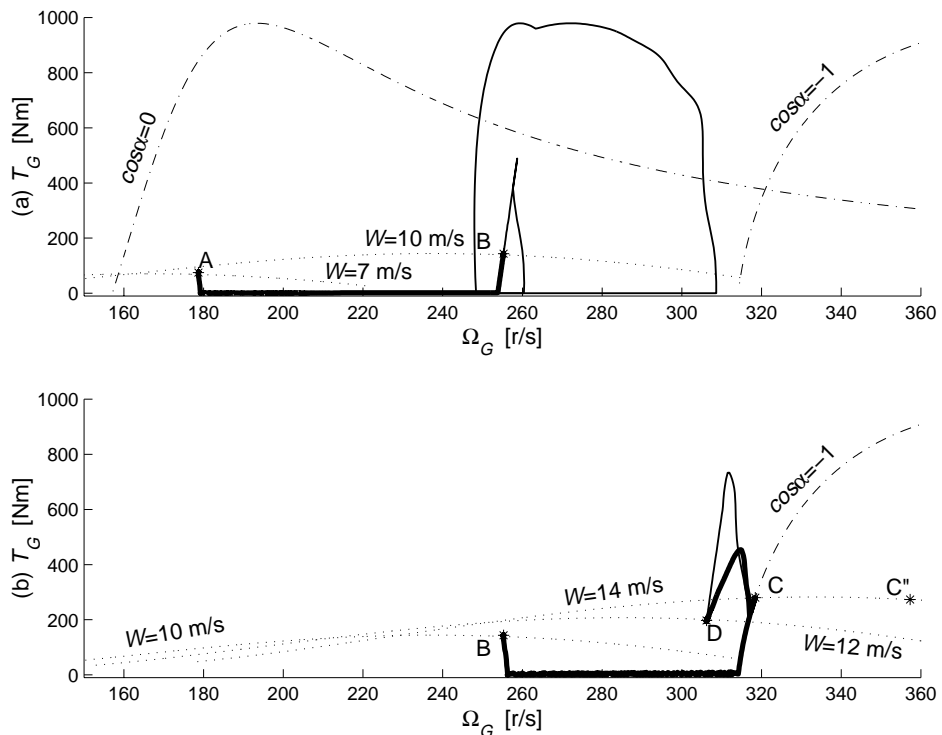


**Figura 6.16:** Resultados de simulación obtenidos empleando la superficie de deslizamiento simple. (a) Velocidad del generador (línea continua) y de referencia (línea discontinua). (b) Par del generador (línea continua) y de referencia (línea discontinua).





**Figura 6.17:** Resultados de simulación obtenidos empleando la superficie combinada.  
 (a) Velocidad del generador (línea continua) y de referencia (línea discontinua).  
 (b) Par del generador (línea continua) y de referencia (línea discontinua).



**Figura 6.18:** Plano  $T_G-\Omega_G$ . (a) Caso 1 y (b) caso 2 de *wind-up*, con ley de conmutación simple (trazo fino) y combinada (trazo grueso).

## 6.6 Resumen del capítulo

Se plantearon los objetivos de control del SCEE: la maximización de la potencia generada y la reducción de las fluctuaciones de potencia y par causadas por las cargas aerodinámicas. Estas fluctuaciones pueden transmitirse fuertemente amplificadas cuando excitan el modo de oscilación dominante del sistema mecánico, que depende de la rigidez de la conexión entre el generador y la red.

Se desarrolló una estrategia de control por modo deslizante que provee un compromiso satisfactorio entre los dos objetivos de control. Se propuso un controlador dinámico para el seguimiento de la velocidad óptima de rotación, y que asimismo inyecta amortiguamiento a la conexión del generador a la red. Este controlador dinámico permite establecer un régimen deslizante sobre la superficie de control (que depende directamente de la señal de comando), y al mismo tiempo reducir el *chattering* ocasionado por la dinámica no modelada del generador eléctrico. La dinámica de lazo cerrado resulta robusta a incertidumbres en el modelo (estático) del generador y a perturbaciones en la red.

Se combinó la superficie de deslizamiento con otras superficies adicionales a fin de evitar que se abandone el modo deslizante cuando el sistema alcanza alguno de los límites de su zona de operación.

El desempeño de la estrategia de control y su capacidad para rechazar perturbaciones fueron corroborados mediante la presentación de resultados obtenidos por simulación.

# 7

## Regulación de potencia generada constante

Se considera como objetivo de control, la regulación de la potencia eléctrica generada por debajo de la disponible. Con este objetivo en mente, se definen las dos posibles regiones de operación del sistema. Se considera un sistema mecánico rígido con una dinámica de primer orden. Se determina la dinámica cero del sistema cuya salida es la potencia eléctrica generada. Se propone una estrategia de control por modo deslizante dinámico de la potencia eléctrica, la cual es robusta a incertidumbres en los parámetros del generador eléctrico. En una de las regiones de operación, acotada por el límite de velocidad del sistema, la regulación de potencia resulta robusta aún a la turbulencia. En la otra región, la capacidad de rechazo a la turbulencia varía con el punto de operación. Se realiza un análisis del desempeño del controlador. Este análisis se extiende a sistemas dinámicos de tercer orden. Se presentan resultados obtenidos por simulación.

### 7.1 Introducción

Tal como se expuso previamente, es comúnmente deseable maximizar la potencia generada. Para ello, los SCEE de velocidad variable son controlados de manera tal de mantener la relación de velocidades  $\lambda$  constante e igual a su valor óptimo  $\lambda_{opt}$ . En §6 se desarrolló una estrategia de control para el seguimiento del punto óptimo de generación atenuando simultáneamente las fluctuaciones de par.

Sin embargo, cuando el SCEE alcanza su límite de potencia máxima (Thiringer y Linders, 1993; Ekelund y Schmidtbauer, 1993; Miller *et al.*, 1997), o la potencia suministrada está restringida por problemas de calidad de potencia en redes débiles (Tande, 1998b), o debe satisfacerse una demanda de carga como en algunos sistemas de

generación autónomos (Thiringer y Linders, 1993; Grauers y Carlson, 1991), el objetivo de control es regular la potencia generada por debajo de la máxima potencia posible.

La regulación de potencia puede lograrse ajustando la relación de velocidades  $\lambda$  a fin de compensar las variaciones de la potencia disponible a medida que el viento cambia. La potencia deseada, siempre que sea menor a la máxima potencia extraíble por la turbina, puede ser capturada para dos valores de  $\lambda$  diferentes, es decir, a dos velocidades de operación diferentes. Luego, existen dos posibles modos de operación de la turbina, uno a alta velocidad llamado modo de operación normal y otro a baja velocidad. En este capítulo, se hace un análisis del comportamiento del SCEE y de las restricciones de operación para ambos modos de funcionamiento de la turbina. Asimismo, se desarrolla una estrategia de control por modo deslizante para la regulación de la potencia generada para ambos modos de operación. Como consecuencia de las propiedades de robustez del control por modo deslizante, la dinámica de lazo cerrado resulta, en todos los casos, insensible a incertidumbres en los parámetros eléctricos del generador y a perturbaciones en la red eléctrica. Más aún, para el modo normal de operación de la turbina, la regulación de potencia es insensible a incertidumbres en los parámetros mecánicos y a perturbaciones en la velocidad del viento (De Battista *et al.*, 1999; De Battista *et al.*, b).

A los fines de simplificar la presentación de los resultados obtenidos, se considera, en principio, la regulación de potencia de un SCEE rígido. En una segunda instancia, se tiene en cuenta la flexibilidad del sistema mecánico y se evalúa la posibilidad de que se propaguen las fluctuaciones de par.

## 7.2 Modelo dinámico del SCEE

En este capítulo, con el fin de simplificar el análisis del comportamiento del SCEE para los distintos modos de operación de la turbina, se define un nuevo coeficiente de la turbina. Además, debido a que el objetivo de control es regular la potencia eléctrica generada, es necesario tener en cuenta el rendimiento del generador. Se introduce entonces un coeficiente de eficiencia del SCEE completo.

### 7.2.1 Regiones de operación de la turbina

#### A El coeficiente $\chi$

La potencia capturada por la turbina sometida a la velocidad de viento  $W$  está dada por (véase §3.2.4):

$$P_T(W, \lambda) = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A \cdot C_P(\lambda) \cdot W^3. \quad (7.1)$$

La Figura 7.1.a repite la característica típica de la eficiencia de la turbina en función de la relación de velocidades en punta de pala  $\lambda$ . Como es sabido, la curva de  $C_P$  tiene un máximo ( $C_P=C_{P_{opt}}$ ) para una relación de velocidades óptima ( $\lambda=\lambda_{opt}$ ). Luego, para extraer la máxima potencia posible del viento  $P_{opt}(W)$ :

$$P_{opt}(W) = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A \cdot C_{P_{opt}} \cdot W^3, \quad (7.2)$$

el controlador debería ajustar la velocidad de operación de manera que  $\lambda=\lambda_{opt}$  (véase §6.2).

Si, por el contrario, el objetivo fuese extraer una potencia  $P_r$  menor a la  $P_{opt}(W)$ , la turbina debería trabajar con un coeficiente de conversión de potencia menor que el óptimo ( $C_{Pr}<C_{P_{opt}}$ ). Valores deseados del coeficiente de potencia  $C_{Pr}$  menores a  $C_{P_{opt}}$  se obtienen para dos posibles relaciones de velocidades  $\lambda$ :  $\lambda_1<\lambda_{opt}$  y  $\lambda_2>\lambda_{opt}$  (véase la Figura 7.1.a). Luego, existen dos posibles regiones de operación de la turbina. La región donde  $\lambda>\lambda_{opt}$ , que se corresponde con la operación normal de las turbinas; y la región donde  $\lambda<\lambda_{opt}$ , en la cual la turbina entra en pérdida.

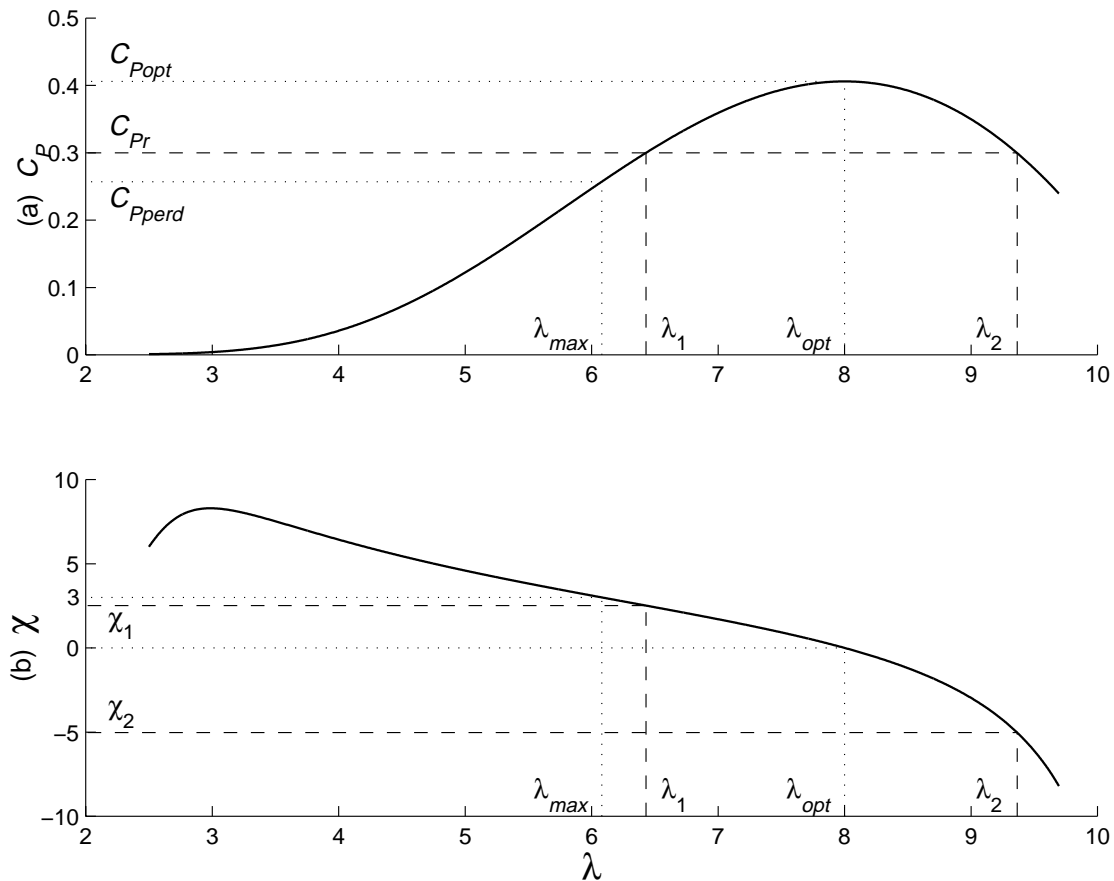
La Figura 7.1.b ilustra el coeficiente  $\chi(\lambda)$  de la turbina definido como

$$\chi(\lambda) = \frac{dC_P(\lambda)}{d\lambda} \cdot \frac{\lambda}{C_P(\lambda)}. \quad (7.3)$$

Este coeficiente  $\chi$  es negativo en la región normal de operación ( $\chi(\lambda_2)<0$ ), es positivo en la región de pérdidas ( $\chi(\lambda_1)>0$ ) y es nulo en el punto óptimo de operación ( $\chi(\lambda_{opt})=0$ ).

El punto de operación óptima, caracterizado por  $C_P=C_{P_{opt}}$ ,  $\lambda=\lambda_{opt}$  o  $\chi=0$ , es el punto de operación para el cual la potencia extraída es máxima con respecto a la velocidad de rotación  $\Omega_T$ :  $\frac{\partial P_T}{\partial \Omega_T} = 0$ .

Otro punto peculiar de operación es aquel para el cual la turbina entra en pérdida. En este punto de operación, la potencia capturada deja de crecer con el aumento en la velocidad del viento, y puede determinarse a partir de la condición  $\frac{\partial P_T}{\partial W} = 0$ . A este punto de operación corresponde un valor del coeficiente  $\chi=3$ , una relación de velocidades  $\lambda=\lambda_{max}$  y  $C_P(\lambda_{max})=C_{P_{perd}}$ .



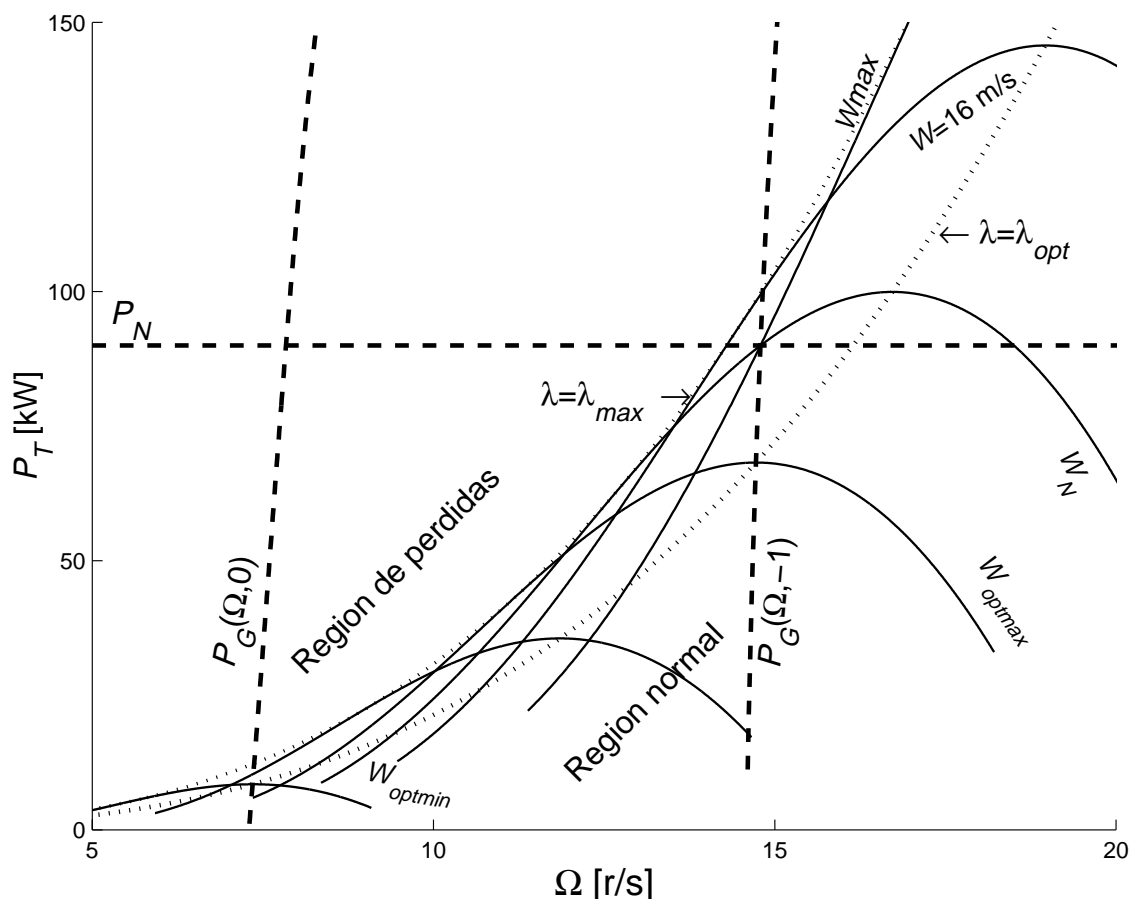
**Figura 7.1:** Coeficiente  $C_p$  y coeficiente  $\chi$  de la turbina en función de la relación de velocidades  $\lambda$ .

## B Regiones de operación

La Figura 7.2 muestra las curvas de potencia versus velocidad de una turbina para diferentes velocidades de viento. La parábola cúbica de línea punteada identificada con  $\lambda_{opt}$  contiene los puntos de máxima generación para cada velocidad de viento, es decir los puntos de operación para los cuales la velocidad de rotación es óptima ( $\partial P_T / \partial \Omega_T = 0$ ). Esta curva se corresponde con los puntos  $(\lambda_{opt}, C_{Popt})$  y  $(\lambda_{opt}, 0)$  de la Figura 7.1.

La parábola cúbica tangente a todas las curvas de potencia versus velocidad contiene los puntos de pérdida, es decir los puntos de máxima potencia para cada velocidad de rotación ( $\partial P_T / \partial W = 0$ ), y se corresponde con los puntos  $(\lambda_{max}, C_{Pperd})$  y  $(\lambda_{max}, -3)$  de la Figura 7.1.

La región normal de operación ( $\lambda > \lambda_{opt}$ , o  $\chi < 0$ ) está constituida por los puntos ubicados a la derecha de la curva de potencia óptima. Esta región está caracterizada por su operación en alta velocidad, particularmente ante fuertes vientos.



**Figura 7.2:** Regiones de operación en el plano potencia — velocidad de rotación.

Por otro lado, los puntos que satisfacen  $\lambda_{max} < \lambda < \lambda_{opt}$  ( $-3 < \chi < 0$ ) se ubican en la región comprendida entre las parábolas de potencia óptima y de pérdida. Para valores de  $\lambda < \lambda_{max}$ , esta región se pliega sobre sí misma, hasta que para un determinado valor  $\lambda = \lambda_c < \lambda_{max}$ , que puede calcularse fácilmente a partir de la curva  $C_p(\lambda)$  de la Figura 7.1.a, las curvas de potencia versus velocidad cortan la parábola de potencia óptima. Finalmente, para valores de  $\lambda < \lambda_c$  la región de pérdida se encuentra a la derecha de la parábola de potencia óptima, esto es, se sobrepone parcialmente a la región normal.

A los efectos de poner en evidencia las limitaciones impuestas por el generador a las regiones de operación de la turbina, se muestran las curvas de potencia versus velocidad del generador (referidos al lado de baja velocidad del SCEE) para los valores extremos de la acción de control, esto es  $\cos\alpha=0$  y  $\cos\alpha=-1$ . Además, se representa la recta de potencia máxima del SCEE.

Obviamente, la operación del SCEE se encuentra acotada a la región delimitada por las tres curvas mencionadas en el párrafo precedente. Puede verse que el límite de alta velocidad de la máquina, dado por  $\cos\alpha=-1$ , restringe severamente la región de operación normal de la turbina. En efecto, pequeños incrementos de viento pueden dar lugar a fuertes incrementos de velocidad para mantener constante la potencia. En conclusión, la regulación de potencia en la región normal de operación queda limitada a un rango restringido de velocidades de viento, particularmente cuando

se pretenda regular potencias elevadas. Más aún, cuando la velocidad del viento supera el valor  $W_{optmax}$ , no es posible regular ningún valor de potencia en la región normal.

Por otro lado, el límite superior en la acción de control:  $\cos\alpha=0$ , limita la operación en la región de pérdidas. Sin embargo, la operación en esta región queda restringida sólo cuando se quiere regular potencia a valores extremadamente bajos.

La regulación de potencia puede ser un complemento de la estrategia de control desarrollada en §6.4. En términos generales, el objetivo principal de control es seguir el punto óptimo de operación hasta alcanzar el límite de velocidad de la máquina (véase §4.4.2). Cuando ello ocurre, se opera con  $\cos\alpha=-1$  mientras no se sobrepase la potencia nominal  $P_N$  del SCEE. Finalmente, cuando la potencia nominal es alcanzada se debe proceder a regular la potencia generada. En la Figura 7.2 queda en evidencia que, para este caso, la regulación de potencia sólo puede realizarse en la región de pérdidas.

## 7.2.2 Eficiencia del SCEE

Debido a que el objetivo de control es la regulación de la potencia eléctrica suministrada a la red, es conveniente tener en cuenta el rendimiento de conversión del generador.

A continuación se reitera la expresión del par desarrollado por el generador de doble salida:

$$T_G(\Omega, \cos\alpha) = \frac{3 \cdot \left( \frac{V_s}{\Omega_s} \right)^2 \cdot s \cdot \Omega_s \cdot R_{EQ}(\cos\alpha)}{(s \cdot R_s + R_{EQ}(\cos\alpha))^2 + [s \cdot \omega_s \cdot (L_s + L_R)]^2},$$

$$R_{EQ} = s \cdot \frac{s \cdot (R_R + R_{DR}) + \cos^2 \alpha \cdot R_s + \cos \alpha \cdot \sqrt{\Gamma}}{s^2 - \cos^2 \alpha}, \quad (7.4)$$

$$\Gamma = (R_R + R_{DR} + s \cdot R_s)^2 + [s \cdot \omega_s \cdot (L_s + L_R)]^2 - [\cos \alpha \cdot \omega_s \cdot (L_s + L_R)]^2,$$

$$s = 1 - \Omega_G / \Omega_s.$$

La potencia mecánica en el eje del generador está dada por  $P_G = T_G \cdot \Omega_G$ , mientras que la potencia eléctrica suministrada a la red tanto por estator como por rotor, despreciando las pérdidas en estator, es (Puleston, 1997):

$$P_E = \eta_E \cdot P_G = \Omega_s \cdot (1 - \cos\alpha) \cdot T_G. \quad (7.5)$$

Luego, la eficiencia del generador puede expresarse como:

$$\eta_E = \frac{P_E}{P_G} = \frac{\Omega_s \cdot (1 - \cos\alpha)}{\Omega_G}. \quad (7.6)$$



## A El coeficiente $C_E$

Es conveniente definir, entonces, un coeficiente de conversión de potencia de todo el SCEE que involucre tanto al coeficiente de potencia de la turbina como al rendimiento de conversión del generador:

$$C_E = \eta_E \cdot C_P. \quad (7.7)$$

El coeficiente de conversión de potencia  $C_E$  es máximo para la relación de velocidades  $\lambda_{optE}$  introducida en §6.2. Esta relación óptima para todo el SCEE es ligeramente mayor que la relación óptima de la turbina  $\lambda_{opt}$  y, además, varía con el punto de operación. Luego, las regiones de operación normal y de pérdidas pueden definirse nuevamente como las regiones donde  $\lambda > \lambda_{optE}$  y  $\lambda < \lambda_{optE}$  respectivamente.

A los efectos de obtener una expresión simple del rendimiento de conversión del generador  $\eta_E$ , se aproxima la característica de par versus velocidad del generador por la expresión lineal introducida en §4.4.2:

$$T_G = k_T \cdot [\Omega_G - \Omega_S (1 - \cos \alpha)],$$

$$k_T = \frac{3}{(R_R + R_{DR})} \cdot \left( \frac{V_S}{\Omega_S} \right)^2. \quad (7.8)$$

Luego, de (7.6) y (7.8), se obtiene la siguiente expresión del rendimiento del generador:

$$\eta_E = 1 - \frac{T_G}{k_T \cdot \Omega_G} = 1 - \frac{P_G}{k_T \cdot \Omega_G^2} < 1. \quad (7.9)$$

En estado estacionario,  $P_G$  puede ser reemplazada por (7.1). Luego, el rendimiento puede expresarse en función de la relación de velocidades  $\lambda$  y de la velocidad del viento, como sigue:

$$\eta_E(\lambda, W) = 1 - \left( \frac{1/2 \cdot \rho_w \cdot A \cdot R^2}{k_T} \right) \cdot \frac{C_P(\lambda)}{\lambda^2} \cdot W. \quad (7.10)$$

En consecuencia, la potencia eléctrica suministrada por el generador puede ser expresada como:

$$P_E = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A \cdot C_E(\lambda, W) \cdot W^3, \quad (7.11)$$

donde

$$C_E(\lambda, W) = \eta_E(\lambda, W) \cdot C_P(\lambda) \quad (7.12)$$

es el coeficiente de conversión de potencia de todo el SCEE introducido en (7.7), válido en estado estacionario.

## B El coeficiente $\chi_E$

De la misma manera que se definió el coeficiente  $\chi$  de la turbina, puede definirse un coeficiente similar para todo el SCEE:

$$\chi_E = \frac{\partial C_E(\lambda, W)}{\partial \lambda} \cdot \frac{\lambda}{C_E}. \quad (7.13)$$

Diferenciando  $C_E$  en (7.12) con respecto a  $\lambda$ , y reemplazando en (7.13), la siguiente expresión de  $\chi_E$ , como función de la eficiencia del generador y el coeficiente  $\chi$  de la turbina, resulta:

$$\chi_E = \chi \cdot \left( 2 - \frac{1}{\eta_E} \right) + 2 \cdot \left( \frac{1}{\eta_E} - 1 \right). \quad (7.14)$$

La relación de velocidades  $\lambda_{optE}$  para la cual  $C_E(\lambda, W)$  es máximo, es decir  $\chi_E(\lambda, W)$  es nulo, satisface

$$\chi(\lambda_{optE}) = \frac{2 \cdot (\eta_E(\lambda_{optE}, W) - 1)}{2 \cdot \eta_E(\lambda_{optE}, W) - 1} < 0. \quad (7.15)$$

Esta  $\lambda_{optE}$ , al igual que  $C_E$  y  $\chi_E$ , es función de la velocidad del viento. Además, como puede verse en la Figura 7.1,  $\lambda_{optE}$  está ubicada en la región normal de operación, por lo que es mayor que la relación de velocidades óptima de la turbina ( $\lambda_{optE}(W) > \lambda_{opt}$ ).

## 7.2.3 Modelo mecánico

Como se ha mencionado en §7.1, el análisis del comportamiento del sistema, así como el diseño del control, se introducirá para el modelo más simple del SCEE. Posteriormente, en §7.5, se extenderán los resultados obtenidos para un modelo de orden superior. El modelo más simple, de primer orden, desprecia los efectos de la elasticidad de sistema mecánico sobre la dinámica. Bajo esta simplificación, la dinámica del SCEE queda descrita por la siguiente ecuación diferencial:

$$\dot{\Omega} = f(\Omega, W, \cos \alpha) = \frac{1}{J} \cdot \left[ \frac{P_T(W, \lambda)}{\Omega} - T_G(\Omega, \cos \alpha) \right], \quad \lambda = \frac{R \cdot \Omega}{W}. \quad (7.16)$$

Se ha omitido el subíndice de la velocidad ya que en este modelo  $\Omega_T = \Omega_G = \Omega$ .

Dado que el objetivo de control es la regulación de la potencia suministrada a la red, se elige como salida al error normalizado de la potencia eléctrica:

$$y = h(\Omega, u) = \frac{P_E(\Omega, u)}{P_r} - 1, \quad (7.17)$$

donde  $u = \cos\alpha$  es la acción de control,  $P_r$  es la referencia de potencia, y  $P_E$  es la potencia eléctrica dada por (7.5).

## 7.3 Regulación de potencia por MD

### 7.3.1 Dinámica de los ceros

La salida del sistema verifica la condición  $\frac{\partial h}{\partial u} \neq 0$ , es decir que es de grado relativo cero. Luego, a los efectos de emplear las herramientas tradicionales del control por modo deslizante, y tal como se hizo en §6.4, se procede a extender dinámicamente al sistema:

$$\dot{x}_c = \frac{d(\cos\alpha)}{dt} = v. \quad (7.18)$$

El estado extendido resulta  $x = [x_1 \quad x_2]^T = [\Omega \quad x_c]^T$ , y la dinámica del sistema queda descrita por:

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x, W) + g \cdot v \\ y = h(x) \end{cases},$$

$$f(x, W) = [f_1 \quad 0]^T = \left[ \frac{1}{J} \cdot \left( \frac{P_T(\Omega, \lambda)}{\Omega} - T_G(\Omega, x_c) \right) \quad 0 \right]^T, \quad (7.19)$$

$$g = [0 \quad 1]^T,$$

$$h(x) = \frac{\eta_E(\Omega, x_c) \cdot \Omega \cdot T_G(\Omega, x_c)}{P_r} - 1,$$

donde el rendimiento expresado en función de los estados resulta, de (7.6):

$$\eta_E(\Omega, x_c) = \frac{\Omega_S \cdot (1 - x_c)}{\Omega}. \quad (7.20)$$

El sistema puede ser transformado a su forma canónica mediante la transformación difeomórfica  $z=\varphi(x)$  (Isidori, 1989):

$$z = \begin{bmatrix} \xi \\ \Omega \end{bmatrix} = \varphi(x) = \begin{bmatrix} h(x) \\ x_1 \end{bmatrix}, \quad (7.21)$$

El modelo de estados en las nuevas variables resulta de la forma

$$\begin{cases} \dot{\xi} = L_f h|_{\varphi^{-1}(z)} + L_g h|_{\varphi^{-1}(z)} \cdot v \\ \dot{\Omega} = q_h(\xi, \Omega, W), \end{cases} \quad (7.22)$$

con

$$\begin{aligned} L_f h &= \frac{\partial h}{\partial x} \cdot f = \frac{\Omega \cdot \eta_E(\Omega, x_c)}{P_r} \cdot \frac{\partial T_G(\Omega, x_c)}{\partial \Omega} \cdot f_1(x, W), \\ L_g h &= \frac{\partial h}{\partial x} \cdot g = \frac{\Omega}{P_r} \cdot \left( \eta_E(\Omega, x_c) \cdot \frac{\partial T_G(\Omega, x_c)}{\partial x_c} + T_G(\Omega, x_c) \cdot \frac{\partial \eta_E(\Omega, x_c)}{\partial x_c} \right), \end{aligned} \quad (7.23)$$

y

$$q_h(\xi, \Omega, W) = \frac{1}{J \cdot \Omega} \cdot \left( P_T(W, \lambda) - \frac{P_r \cdot (1 + \xi)}{\eta_E(\Omega, x_c)|_{\varphi^{-1}(z)}} \right). \quad (7.24)$$

Es necesario resaltar que, para toda la región de operación del SCEE,  $L_g h$  es siempre positivo debido a la fuerte variación (y con signo positivo) del par del generador con respecto a  $x_c = \cos\alpha$ .

La dinámica del sistema con la condición de que la salida sea mantenida en cero, llamada dinámica de los ceros del sistema (Isidori, 1989), está dada por:

$$\dot{\Omega} = q_h(0, \Omega, W) = \frac{1}{J \cdot \Omega \cdot \eta_E^*(\Omega)} \left( \eta_E^*(\Omega) \cdot P_T(W, \lambda) - P_r \right), \quad (7.25)$$

donde  $\eta_E^*(\Omega) = \eta_E(\Omega, x_c)|_{\varphi^{-1}(0, \Omega)}$  es la eficiencia de la máquina cuando la salida es idénticamente nula.

Expandiendo en serie de Taylor esta dinámica de los ceros no lineal alrededor del punto de operación, se obtiene:

$$\dot{\Omega} = a_h \cdot (\Omega - \bar{\Omega}) + b_{hw} \cdot w + \tilde{q}_h(\Omega, W), \quad (7.26)$$

donde  $a_h = \left. \frac{\partial q_h}{\partial \Omega} \right|_{(\bar{\Omega}, \bar{W})}$ ,  $b_{hw} = \left. \frac{\partial q_h}{\partial W} \right|_{(\bar{\Omega}, \bar{W})}$  y  $\tilde{q}_h(\Omega, W)$  incluye todos los términos de mayor orden en  $\Omega$  y  $W$ .

Considerando que  $\bar{\eta}_E = \eta_E^*(\bar{\Omega})$  es el rendimiento del generador en el punto de operación y que la potencia mecánica de la turbina en dicho punto es  $\frac{P_r}{\bar{\eta}_E}$ , se obtiene la siguiente expresión de  $a_h$ :

$$a_h = \left. \frac{\partial q_h}{\partial \Omega} \right|_{(\bar{\Omega}, \bar{W})} = \frac{1}{J \cdot \bar{\Omega} \cdot \bar{\eta}_E} \cdot \left( \bar{\eta}_E \cdot \left. \frac{\partial P_T}{\partial \Omega} \right|_{(\bar{\Omega}, \bar{W})} + \frac{P_r}{\bar{\eta}_E} \cdot \left. \frac{\partial \eta_E^*}{\partial \Omega} \right|_{\bar{\Omega}} \right). \quad (7.27)$$

La dependencia de la potencia de la turbina con la velocidad de rotación está dada por

$$\frac{\partial P_T}{\partial \Omega} = \frac{\partial P_T}{\partial C_P} \cdot \frac{\partial C_P}{\partial \lambda} \cdot \frac{\partial \lambda}{\partial \Omega} = \frac{P_T}{C_P} \cdot \frac{\lambda}{\Omega} \cdot \frac{\partial C_P}{\partial \lambda} = \frac{P_T}{\Omega} \cdot \chi. \quad (7.28)$$

Evaluando (7.28) en el punto de operación, resulta

$$\left. \frac{\partial P_T}{\partial \Omega} \right|_{(\bar{\Omega}, \bar{W})} = \bar{\gamma} \cdot \bar{\chi} \cdot \bar{\Omega}, \quad (7.29)$$

donde  $\bar{\gamma} = \frac{\bar{T}_T}{\bar{\Omega}} = \frac{\bar{P}_T}{\bar{\Omega}^2}$  fue definido en §6.4.1.

Por otro lado,  $\left. \frac{\partial \eta_E^*}{\partial \Omega} \right|_{\xi=0}$  puede obtenerse a partir de (7.9) evaluado en  $\xi=0$ :

$$\eta_E^*(\Omega) = 1 - \left. \frac{P_G}{k_T \cdot \Omega^2} \right|_{\xi=0} = 1 - \frac{P_r}{k_T \cdot \Omega^2 \cdot \eta_E^*(\Omega)}, \quad (7.30)$$

y está dada por

$$\frac{\partial \eta_E^*}{\partial \Omega} = \frac{2}{\Omega} \cdot \frac{\eta_E^* \cdot (1 - \eta_E^*)}{2 \cdot \eta_E^* - 1}. \quad (7.31)$$

Reemplazando (7.29) y (7.31) evaluada en el punto de operación, en (7.27), se obtiene la siguiente expresión de  $a_h$ :

$$a_h = \frac{\bar{\gamma}}{J} \cdot \frac{\bar{\eta}_E}{(2 \cdot \bar{\eta}_E - 1)} \cdot \left[ 2 \cdot \left( \frac{1}{\bar{\eta}_E} - 1 \right) + \bar{\chi} \cdot \left( 2 - \frac{1}{\bar{\eta}_E} \right) \right]. \quad (7.32)$$

La expresión entre corchetes es, de acuerdo con (7.14), el coeficiente  $\chi_E$  en el punto de operación. Luego,

$$a_h = \frac{\bar{\gamma}}{J} \cdot \frac{\bar{\eta}_E}{(2 \cdot \bar{\eta}_E - 1)} \cdot \bar{\chi}_E. \quad (7.33)$$

Es sabido que  $a_h < 0$  es condición suficiente para la estabilidad asintótica local de la dinámica de los ceros. Cuando la dinámica de los ceros es estable, se dice que el sistema es de fase mínima. Por el contrario, cuando dicha dinámica es inestable, el sistema es de fase no mínima (Isidori, 1989; Gopalswamy y Hedrick, 1993).

**Observación:** De (7.33), es inmediato concluir que (para valores prácticos del rendimiento) el comportamiento del SCEE está determinado por el signo del coeficiente  $\chi_E$ . En efecto, en la región normal de operación del SCEE, donde  $\chi_E < 0$ , el SCEE tiene un comportamiento de fase mínima, mientras que en la región de pérdidas, donde  $\chi_E > 0$ , el sistema es de fase no mínima.

### 7.3.2 Regulación de potencia en la región normal

Dado que el sistema extendido (7.22) tiene grado relativo uno en la región normal y es de fase mínima, se cumplen las condiciones (Gopalswamy y Hedrick, 1993) para poder establecer un régimen deslizante sobre la superficie de deslizamiento definida por:

$$h(z) = \xi = 0. \quad (7.34)$$

Al igual que en §6.4.1, se propone una ley de alcance de la superficie con velocidad de aproximación constante en la coordenada  $h$ :  $\dot{h} = -M \cdot \text{sign}(h)$ . El controlador que permite imponer esta ley de alcance debe tener una dinámica:

$$\begin{cases} v = \dot{x}_c = -(L_g h)^{-1} \cdot [L_f h + M \cdot \text{sign}(h(\Omega, x_c))] \\ u = x_c, \end{cases} \quad (7.35)$$

donde  $L_f h$  y  $L_g h$  están dadas en (7.23).

La señal de entrada discontinua del controlador (7.35) permite alcanzar, en un tiempo finito, la superficie definida por (7.34), es decir, forzar al generador a suministrar la potencia de referencia  $P_r$ . Por lo tanto, una vez que la superficie es alcanzada, y mientras el régimen deslizante es mantenido, la potencia generada resulta completamente robusta a perturbaciones del viento y a todo tipo de incertidumbres paramétricas.

El diseño del control según (7.35) requiere el cómputo de  $L_g h$  y  $L_f h$ . Para simplificar la implementación del controlador es útil emplear expresiones aproximadas de  $\frac{\partial T_G}{\partial \Omega_G}$  y  $\frac{\partial T_G}{\partial u}$ . En efecto, aproximando la característica de par del generador, tal como se hizo en §6.4.1, por

$$T_G \cong k_T \cdot [\Omega_G - \Omega_S (1 - \cos \alpha)],$$

$$k_T = \left. \frac{\partial T_G}{\partial \Omega_G} \right|_{\Omega_S \cdot (1 - \cos \alpha)} = \frac{3}{(R_R + R_{DR})} \cdot \left( \frac{V_S}{\Omega_S} \right)^2, \quad (7.36)$$

la dinámica del controlador se reduce a

$$\dot{u} = -\frac{\eta_E}{2 \cdot \eta_E - 1} \cdot \frac{\dot{\Omega}}{\Omega_S} - \frac{P_r}{(2 \cdot \eta_E - 1) \cdot k_T \cdot \Omega \cdot \Omega_S} \cdot M \cdot \text{sign}(h). \quad (7.37)$$

Más aún, suponiendo que el rendimiento de conversión es próximo a uno, se obtiene

$$u = -\frac{\Omega}{\Omega_S} - \int \frac{P_r \cdot M}{k_T \cdot \Omega \cdot \Omega_S} \cdot \text{sign}(h) \cdot dt, \quad (7.38)$$

donde los errores en el cómputo que surgen de esta aproximación cumplen con la condición de acoplamiento (véase §5.6). Luego, eligiendo  $M$  apropiadamente, estos errores son absorbidos por la componente discontinua y no afectan la dinámica del sistema en régimen deslizante.

Sin embargo, como se ha mencionado en §7.2.1, la regulación de potencia en esta región está limitada a un cierto rango de velocidades de viento, independientemente de la metodología de control empleada. En efecto, a medida que el viento aumenta, la velocidad de operación de la máquina debe aumentar hasta que el límite  $T_G(\Omega, -1)$  es alcanzado. En ese caso, el controlador pierde la capacidad de regulación, dando lugar al incremento de la potencia generada. Esta restricción es particularmente severa en la configuración de SCEE bajo estudio, debido a que el convertidor Kramer Drive estático no permite una variación muy amplia de la velocidad de rotación.

### 7.3.3 Regulación de potencia en la región de pérdidas

#### A Diseño de la superficie de deslizamiento

A fin de ampliar la capacidad de regulación, se debería controlar al SCEE para que opere en la región de pérdidas. En efecto, en esta región el SCEE trabaja en baja velocidad, de acuerdo con el análisis realizado en §7.2.1, y consecuentemente los límites de velocidad del generador no restringen de manera apreciable la operación del SCEE.

Sin embargo, el sistema tiene un comportamiento de fase no mínima en esta región. Luego, un régimen deslizante sobre la superficie definida por (7.34) no puede ser mantenido debido a que daría lugar a una dinámica deslizante inestable (que es la dinámica de los ceros) (Sira-Ramírez, 1993; Gopaswamy y Hendrick, 1993). Se propone entonces, una superficie de deslizamiento modificada que da lugar a una

dinámica estable en torno al punto de operación en la región de pérdidas. Así, una vez alcanzada la superficie, la potencia generada tiende asintóticamente a su valor deseado. La superficie modificada que se propone es:

$$\sigma(z) = h(z) - \beta_P \cdot \left( \frac{\Omega}{\Omega_r} - 1 \right) = \xi - \beta_P \cdot \left( \frac{\Omega}{\Omega_r} - 1 \right) = 0. \quad (7.39)$$

## B Estabilidad

La dinámica del sistema en régimen deslizante resulta de (7.22), (7.24) y (7.39):

$$\begin{aligned} \dot{\Omega} &= q_\sigma(\Omega, \Omega_r, W) = \\ &= \frac{1}{J \cdot \Omega \cdot \eta_E^*(\Omega, \Omega_r)} \left\{ \eta_E^*(\Omega, \Omega_r) \cdot P_T(W, \lambda) - P_r \cdot \left[ 1 + \beta_P \cdot \left( \frac{\Omega}{\Omega_r} - 1 \right) \right] \right\}, \end{aligned} \quad (7.40)$$

donde  $\eta_E^*(\Omega, \Omega_r)$  es ahora la eficiencia de la máquina cuando el estado del sistema se mantiene sobre la superficie de deslizamiento  $\sigma=0$ . A partir de (7.9) y (7.39), se deduce que

$$\eta_E^*(\Omega, \Omega_r) = 1 - \frac{P_G}{k_T \cdot \Omega^2} \Big|_{\sigma=0} = 1 - \frac{P_r \cdot \left[ 1 + \beta_P \cdot \left( \frac{\Omega}{\Omega_r} - 1 \right) \right]}{k_T \cdot \Omega^2 \cdot \eta_E^*(\Omega, \Omega_r)}. \quad (7.41)$$

A fin de obtener condiciones suficientes para la estabilidad local, la dinámica deslizante es expandida en torno al punto de operación:

$$\dot{\Omega} = a_\sigma \cdot (\Omega - \bar{\Omega}) + b_{\sigma w} \cdot w + b_{\sigma \Omega} \cdot (\Omega_r - \bar{\Omega}_r) + \tilde{q}_\sigma(\Omega, \Omega_r, W), \quad (7.42)$$

donde  $a_\sigma = \frac{\partial q_\sigma}{\partial \Omega} \Big|_{(\bar{\Omega}, \bar{W})}$ ,  $b_{\sigma w} = \frac{\partial q_\sigma}{\partial W} \Big|_{(\bar{\Omega}, \bar{W})}$ ,  $b_{\sigma \Omega} = \frac{\partial q_\sigma}{\partial \Omega_r} \Big|_{(\bar{\Omega}, \bar{W})}$ , y  $\tilde{q}_\sigma(\Omega, \Omega_r, W)$  incluye todos los términos de mayor orden en  $\Omega$ ,  $\Omega_r$  y  $W$ .

De (7.40) y (7.42), se sigue que

$$a_\sigma = \frac{1}{J \cdot \bar{\Omega} \cdot \bar{\eta}_E} \cdot \left( \bar{\eta}_E \cdot \frac{\partial P_T}{\partial \Omega} \Big|_{\bar{\Omega}} + \frac{P_r}{\bar{\eta}_E} \cdot \frac{\partial \eta_E^*}{\partial \Omega} \Big|_{\bar{\Omega}} - \frac{P_r}{\bar{\Omega}} \cdot \beta_P \right). \quad (7.43)$$

Además, de (7.41), resulta que

$$\frac{\partial \eta_E^*}{\partial \Omega} \Big|_{(\bar{\Omega})} = \frac{(2 - \beta_P)}{\bar{\Omega}} \cdot \frac{\bar{\eta}_E \cdot (1 - \bar{\eta}_E)}{2 \cdot \bar{\eta}_E - 1}. \quad (7.44)$$



Reemplazando (7.29) y (7.44) en (7.43), y teniendo en cuenta (7.14) se llega a

$$a_{\sigma} = -\frac{\bar{\gamma}}{J} \cdot \frac{\bar{\eta}_E}{(2 \cdot \bar{\eta}_E - 1)} \cdot (\beta_P - \bar{\chi}_E). \quad (7.45)$$

Para valores prácticos del rendimiento,  $a_{\sigma}$  es negativa si y sólo si la ganancia  $\beta_P$  satisface  $\beta_P > \chi_E$ .

Una ganancia  $\beta_P$  que asegure estabilidad local en todos los puntos de operación en la región de pérdidas puede obtenerse a partir de (7.14). En efecto, bajo la suposición obvia de que  $\eta_E > 1/2$ ,  $\chi_E$  es una función creciente con  $\chi$ . Luego,

$$\chi_E \leq \max_{\lambda}(\chi) \cdot \left(2 - \frac{1}{\eta_E}\right) + 2 \cdot \left(\frac{1}{\eta_E} - 1\right) = \max_{\lambda}(\chi) + \left(\max_{\lambda}(\chi) - 2\right) \cdot \left(1 - \frac{1}{\eta_E}\right). \quad (7.46)$$

En la práctica, el máximo valor de  $\chi$  es  $\max_{\lambda}(\chi) > 2$  (recordar que  $\chi=3$  corresponde a la entrada en pérdida de la turbina). En consecuencia, se verifica que

$$\chi_E \leq \max_{\lambda}(\chi) + \left(\max_{\lambda}(\chi) - 2\right) \cdot \left(1 - \frac{1}{\eta_E}\right) \leq \max_{\lambda}(\chi). \quad (7.47)$$

Luego, una condición suficiente para la estabilidad local en todo punto de operación en la región de pérdidas está dada por

$$\beta_P > \max_{\lambda}(\chi). \quad (7.48)$$

## C Propiedades de regulación

La realimentación de velocidad en la superficie de deslizamiento (7.39), que según (7.48) permite estabilizar localmente el sistema, da lugar a una regulación de potencia sensible a las variaciones en la velocidad del viento. En esta sección se estudia el efecto del viento sobre la regulación.

El coeficiente  $b_{\sigma\Omega}$ , introducido en (7.42), está dado por:

$$b_{\sigma\Omega} = \frac{\partial q_{\sigma}}{\partial \Omega_r} \Big|_{(\bar{\Omega}, \bar{W})} = \frac{1}{J \cdot \bar{\Omega} \cdot \bar{\eta}_E} \cdot \left( \frac{P_r}{\bar{\eta}_E} \cdot \frac{\partial \eta_E}{\partial \Omega_r} \Big|_{(\bar{\Omega})} + \frac{P_r}{\bar{\Omega}} \cdot \beta_P \right). \quad (7.49)$$

De (7.41), resulta que

$$\frac{\partial \eta_E^*}{\partial \Omega_r} \Big|_{(\bar{\Omega})} = \frac{\beta_P}{\bar{\Omega}} \cdot \frac{\bar{\eta}_E \cdot (1 - \bar{\eta}_E)}{2 \cdot \bar{\eta}_E - 1}. \quad (7.50)$$

Luego, considerando que  $\bar{\gamma} = \frac{\bar{T}_T}{\Omega} = \frac{P_r}{\bar{\eta}_E \cdot \Omega^2}$ , resulta

$$b_{\sigma\Omega} = \frac{\bar{\gamma}}{J} \cdot \frac{\bar{\eta}_E}{2 \cdot \bar{\eta}_E - 1} \cdot \beta_P. \quad (7.51)$$

Por otro lado, el coeficiente  $b_{\sigma w}$  está dado por

$$b_{\sigma w} = \frac{\partial q_\sigma}{\partial W} \Big|_{(\bar{\Omega}, \bar{W})} = \frac{1}{J \cdot \Omega} \cdot \frac{dP_T}{dW} \Big|_{(\bar{\Omega}, \bar{W})}. \quad (7.52)$$

La dependencia de la potencia de la turbina con la velocidad del viento está dada por

$$\frac{dP_T}{dW} = \frac{\partial P_T}{\partial W} + \frac{\partial P_T}{\partial C_P} \cdot \frac{\partial C_P}{\partial \lambda} \cdot \frac{\partial \lambda}{\partial W} = 3 \cdot \frac{P_T}{W} - \frac{P_T}{C_P} \cdot \frac{\lambda}{W} \cdot \frac{\partial C_P}{\partial \lambda}. \quad (7.53)$$

Empleando la definición de  $\chi$ , resulta

$$\frac{dP_T}{dW} = \frac{P_T}{W} \cdot (3 - \chi). \quad (7.54)$$

Evaluando (7.54) en el punto de operación y reemplazando en (7.52), resulta

$$b_{\sigma w} = \frac{\bar{\gamma}}{J} \cdot \frac{\bar{\lambda}}{R} \cdot (3 - \bar{\chi}), \quad (7.55)$$

donde  $\bar{\lambda} = R \cdot \bar{\Omega} / \bar{W}$  es la relación de velocidades  $\lambda$  evaluada en el punto de operación.

Como en §6.3, se descompone la turbulencia  $w$  ( $w = W - \bar{W}$ ) en  $w_r$  y  $w_d$ , de manera tal que la velocidad de referencia  $\Omega_r$  está relacionada con  $W_r = \bar{W} + w_r$  a través de

$$\Omega_r = W_r \cdot \lambda_r / R. \quad (7.56)$$

En §6.4.1, en que el objetivo de control era maximizar la potencia capturada, la relación entre  $\Omega_r$  y  $W_r$  estaba dada por  $\lambda_r = \lambda_{opt}$ . En este caso, en cambio, la relación  $\lambda_r$  no es constante y debe ser calculada en función de la velocidad del viento y de la potencia de referencia de manera tal que se verifique:

$$P_r = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A \cdot C_E(\lambda_r, W_r) \cdot W_r^3. \quad (7.57)$$

La relación no lineal (7.56) entre la velocidad de referencia  $\Omega_r$  y la de viento  $W_r$  (que aparece explícitamente en forma lineal e implícitamente en  $\lambda_r$ ) puede aproximarse linealmente por:

$$\Omega_r - \bar{\Omega} \cong \frac{\bar{W}}{R} \cdot (\lambda_r - \bar{\lambda}) + w_r \cdot \frac{\bar{\lambda}}{R}. \quad (7.58)$$

$\lambda_r$  a su vez, está relacionada de manera no lineal con  $W_r$  a través de (7.57). Luego, linealizando (7.57) en torno al punto de operación, resulta

$$3 \cdot \bar{W}^2 \cdot \bar{C}_E \cdot w_r + \bar{C}_P \cdot \bar{W}^3 \cdot \frac{\partial \eta_E}{\partial W_r} \cdot w_r + \bar{W}^3 \cdot \frac{\partial C_E}{\partial \lambda} \cdot (\lambda_r - \bar{\lambda}) = 0. \quad (7.59)$$

Empleando (7.10) y (7.14), se obtiene:

$$\lambda_r - \bar{\lambda} \cong -\frac{C_E(\bar{\lambda})}{\bar{W}} \cdot \frac{1}{\left. \frac{\partial C_E}{\partial \lambda} \right|_{(\bar{\lambda}, \bar{W})}} \cdot \left( 3 + \frac{\bar{\eta}_E - 1}{\bar{\eta}_E} \right) \cdot w_r = -\left( 3 + \frac{\bar{\eta}_E - 1}{\bar{\eta}_E} \right) \cdot \frac{\bar{\lambda}}{\bar{\chi}_E} \cdot \frac{1}{\bar{W}}. \quad (7.60)$$

Reemplazando (7.60) en (7.58), se llega a:

$$\Omega_r - \bar{\Omega} = \frac{\bar{\lambda}}{R} \cdot d_\sigma \cdot w_r, \quad d_\sigma = \frac{\bar{\chi}_E - 3 + \frac{1 - \bar{\eta}_E}{\bar{\eta}_E}}{\bar{\chi}_E}. \quad (7.61)$$

A partir de (7.45), (7.51), (7.55) y (7.61), el modelo dinámico (7.42) linealizado puede escribirse como

$$\frac{d\bar{\omega}}{dt} = a_\sigma \cdot \bar{\omega} + b_{\sigma r} \cdot \rho + b_{\sigma d} \cdot \delta,$$

$$b_{\sigma d} = b_{\sigma w} \cdot \frac{R}{\bar{\lambda}}, \quad (7.62)$$

$$b_{\sigma r} = b_{\sigma w} \cdot \frac{R}{\bar{\lambda}} + b_{\sigma \Omega} \cdot d_\sigma,$$

donde  $\bar{\omega} = \frac{\Omega - \bar{\Omega}}{\bar{\Omega}}$  es la velocidad de rotación normalizada,  $\rho = \frac{w_r}{\bar{W}}$  y  $\delta = \frac{w_d}{\bar{W}}$ .

A partir de la ecuación (7.39) que define la superficie de deslizamiento, la potencia normalizada  $\xi$  puede aproximarse de manera lineal como:

$$\xi \cong \beta_P \cdot \left( \frac{\Omega - \bar{\Omega}}{\bar{\Omega}} - \frac{\Omega_r - \bar{\Omega}}{\bar{\Omega}} \right) = \beta_P \cdot (\bar{\omega} - d_\sigma \cdot \rho). \quad (7.63)$$

Luego, las funciones de transferencia que relacionan la salida  $\xi$  con las perturbaciones  $\rho$  y  $\delta$  pueden deducirse de (7.62):

$$\left\{ \begin{array}{l} \xi/\rho(s) = \beta_P \cdot \left( \frac{b_{\sigma r}}{s - a_\sigma} - d_\sigma \right) = \beta_P \cdot \frac{2 \cdot \bar{\eta}_E - 1}{\bar{\eta}_E} \cdot \frac{3 - \bar{\chi}}{\bar{\chi}_E} \cdot \frac{s}{s - a_\sigma} \\ \xi/\delta(s) = -\beta_P \cdot \left( \frac{b_{\sigma d}/a_\sigma}{1 - s/a_\sigma} \right) = \beta_P \cdot \frac{2 \cdot \bar{\eta}_E - 1}{\bar{\eta}_E} \cdot \frac{3 - \bar{\chi}}{\beta - \bar{\chi}_E} \cdot \frac{1}{1 - s/a_\sigma} \end{array} \right. \quad (7.64)$$

La función de transferencia  $\xi/\rho(s)$  expresa la capacidad de rechazo del sistema a la componente de la velocidad del viento considerada para el cálculo de la velocidad de referencia ( $W_r$ ), y consecuentemente, del punto de operación. La función de transferencia  $\xi/\delta(s)$ , en tanto, expresa el rechazo a la turbulencia que no es medida, o no es considerada para la determinación del punto de operación deseado ( $w_d$ ). Naturalmente, la capacidad de regulación del sistema será buena en la medida que las amplitudes de estas transferencias sean bajas a las frecuencias de interés.

Tanto la amplitud como el polo de las funciones de transferencia del sistema linealizado dependen del punto de operación (a través de  $\chi$ ,  $\chi_E$  y  $\eta_E$ ), como así también de la ganancia  $\beta_P$  de la superficie de deslizamiento.

Puede notarse que, en el entorno del punto óptimo de generación ( $\chi_E=0$ ), la transferencia  $\xi/\rho(s) \rightarrow \infty$ . Esto es debido a que la tangente de la curva de potencia generada en el plano ( $P_E-\Omega$ ) es horizontal. Es decir, que esta recta tangente es paralela a la recta definida por  $P_E=P_r$ . Luego, pequeñas variaciones de viento  $w_r$  dan lugar a variaciones de amplitud infinita en la velocidad de referencia (véase (7.61)) y, consecuentemente, en la potencia. Obviamente, debido a la no-linealidad del sistema, estas variaciones quedan acotadas en amplitud.

Puede notarse también que en torno al punto de entrada en pérdida de la turbina, ( $\chi=3$ ,  $\lambda=\lambda_{max}$ ), tanto  $\xi/\rho$  como  $\xi/\delta$  son nulas. En efecto, en este punto de operación, la tangente a la curva de potencia de la turbina en un plano ( $P_T-W$ ) es horizontal. Es decir, las variaciones de viento no afectan la potencia capturada por la turbina.

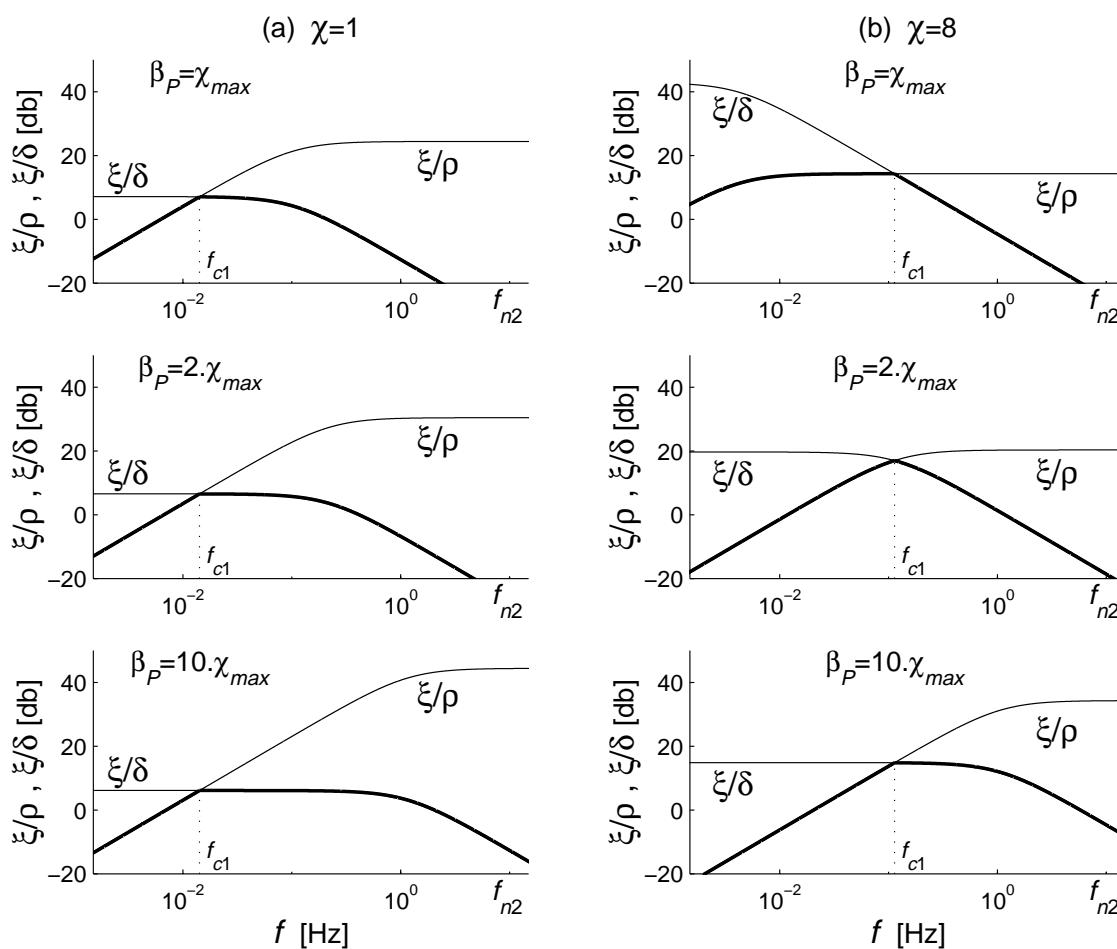
A los fines de facilitar el estudio de la capacidad de regulación del sistema, es conveniente considerar expresiones simplificadas de (7.64). A continuación se realiza un análisis del desempeño del sistema bajo la suposición de que el rendimiento es unitario. Al final de esta sección, se estudia cómo el rendimiento influye sobre la capacidad de regulación.

Considerando que  $\eta_E=1$ , las funciones de transferencia (7.64) se reducen a:

$$\begin{cases} \xi/\rho(s) \equiv \beta_P \cdot \frac{3-\bar{\chi}}{\bar{\chi}} \cdot \frac{s}{s-a_{\sigma 1}} \\ \xi/\delta(s) \equiv \beta_P \cdot \frac{3-\bar{\chi}}{\beta_P-\bar{\chi}} \cdot \frac{1}{1-s/a_{\sigma 1}} \end{cases}, \quad (7.65)$$

$$a_{\sigma 1} = -\frac{\bar{\gamma}}{J} \cdot (\beta_P - \bar{\chi}).$$

En la Figura 7.3 se ilustran las funciones de transferencia  $\xi/\rho$  y  $\xi/\delta$  (con  $\eta_E=1$ ) para dos puntos de operación y distintos valores de ganancia  $\beta_P$ :  $\beta_P=\max(\chi)$ ,  $\beta_P=2\cdot\max(\chi)$  y  $\beta_P=10\cdot\max(\chi)$  ( $\max(\chi)=8,3$ ; según la Figura 7.1). La Figura 7.3.a exhibe las funciones de transferencia para un punto de operación al que corresponde  $\chi=1$  (próximo al punto óptimo de generación), mientras que la Figura 7.3.b muestra las mismas funciones para  $\chi=8$ ; que corresponde a una fuerte operación en pérdida de la turbina.



**Figura 7.3:** Funciones de transferencia  $\xi/\rho$  y  $\xi/\delta$  con distintas ganancias  $\beta_P$  y para dos puntos de operación con (a)  $\chi=1$  y (b)  $\chi=8$ .

De (7.64) y (7.65), resulta evidente que la transferencia  $\xi/\rho$  tiene un comportamiento pasa-altos, mientras que la transferencia  $\xi/\delta$  es del tipo pasa-bajos. Puede verse también, en la Figura 7.3, que las curvas de  $\xi/\rho$  y  $\xi/\delta$  se cortan para una frecuencia  $f_{c1}$  que varía con el punto de operación, pero que es independiente de la ganancia  $\beta_P$ .

Dado que se desea minimizar la influencia del viento sobre la regulación de potencia, es conveniente agrupar todas las componentes de baja frecuencia del viento en  $W_r$  ( $\rho$ ), e incluir en  $w_d$  ( $\delta$ ) todas las componentes de alta frecuencia. Más aún, la frecuencia de corte óptima entre las componentes de  $W_r$  y de  $w_d$  es  $f_{c1}$ . En efecto, si el sensor de la velocidad de viento  $W_r$  tiene una frecuencia de corte superior  $f_{c1}$ , el rechazo a las variaciones de viento es óptimo y queda determinado por las curvas graficadas en la Figura 7.3 con trazo grueso (para distintos puntos de operación y distintos valores de la ganancia  $\beta_P$ ).

Para obtener la frecuencia de corte  $f_{c1}$ , es necesario igualar la amplitud de ambas funciones de transferencia  $|\xi/\rho(j2\pi f_{c1})| = |\xi/\delta(j2\pi f_{c1})|$  y calcular la frecuencia para la que esto ocurre:

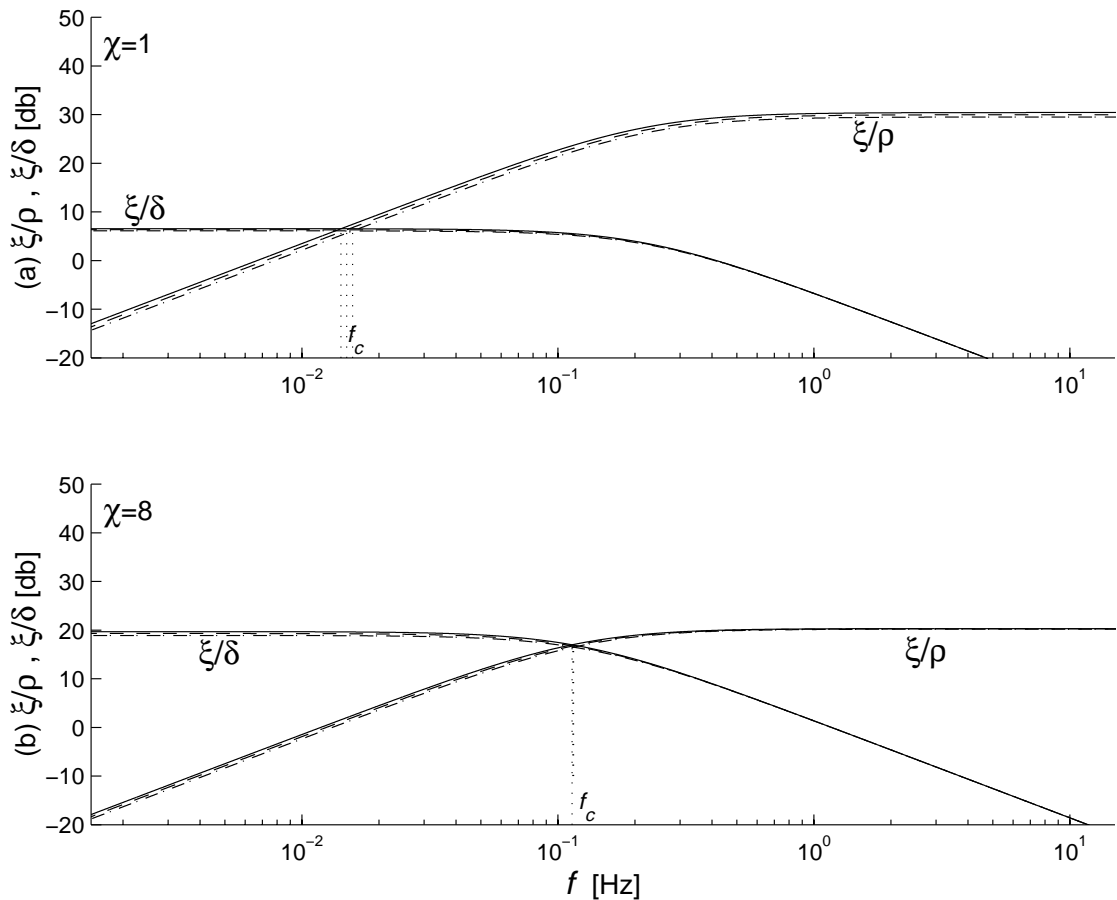
$$f_{c1} = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{\bar{Y}}{J} \cdot \bar{\chi}. \quad (7.66)$$

En cuanto al diseño de  $\beta_P$ , además de la condición (7.48) que asegura estabilidad local, hay que tener en cuenta cómo afecta al desempeño del sistema. Puede verse en la Figura 7.3 que, a medida que  $\beta_P$  aumenta, las componentes del viento de más alta frecuencia adquieren mayor influencia sobre la regulación de potencia. Luego,  $\beta_P$  debe diseñarse con el fin de obtener un buen rechazo a las frecuencias predominantes de la turbulencia. Por lo tanto, existe un compromiso en el diseño ya que, debido a la no-linealidad del sistema, el efecto de  $\beta_P$  sobre el rechazo a la turbulencia varía con el punto de operación.

La influencia del rendimiento de conversión sobre la capacidad de regulación del sistema puede ser observada en la Figura 7.4. En trazo continuo, se representan las funciones de transferencia  $\xi/\rho$  y  $\xi/\delta$  considerando rendimiento unitario ( $\eta_E=1$ ) y  $\beta_P=2 \cdot \max(\chi)$ . Asimismo, se ilustran con trazo discontinuo, las funciones de transferencia  $\xi/\rho$  y  $\xi/\delta$  (ecuación (7.64)) para dos valores del rendimiento del generador:  $\eta_E=0,975$  y  $\eta_E=0,95$ . Puede verse que, en la medida que el rendimiento disminuye, las amplitudes de las funciones de transferencia disminuyen levemente, por lo que el rechazo aumenta. Además, se observa que la frecuencia  $f_c$  a la cual se cruzan las curvas de transferencia varía con el rendimiento. En efecto,  $f_c$  puede calcularse de la misma manera que  $f_{c1}$  y resulta:

$$f_c = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{\bar{Y}}{J} \cdot \frac{\bar{\eta}_E}{2 \cdot \bar{\eta}_E - 1} \cdot \bar{\chi}_E = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{\bar{Y}}{J} \cdot \left( \bar{\chi} + \frac{2 \cdot (1 - \bar{\eta}_E)}{2 \cdot \bar{\eta}_E - 1} \right). \quad (7.67)$$

De todas maneras, la diferencia entre  $f_c$  y  $f_{c1}$  es despreciable, sobre todo para valores elevados de  $\chi$ .



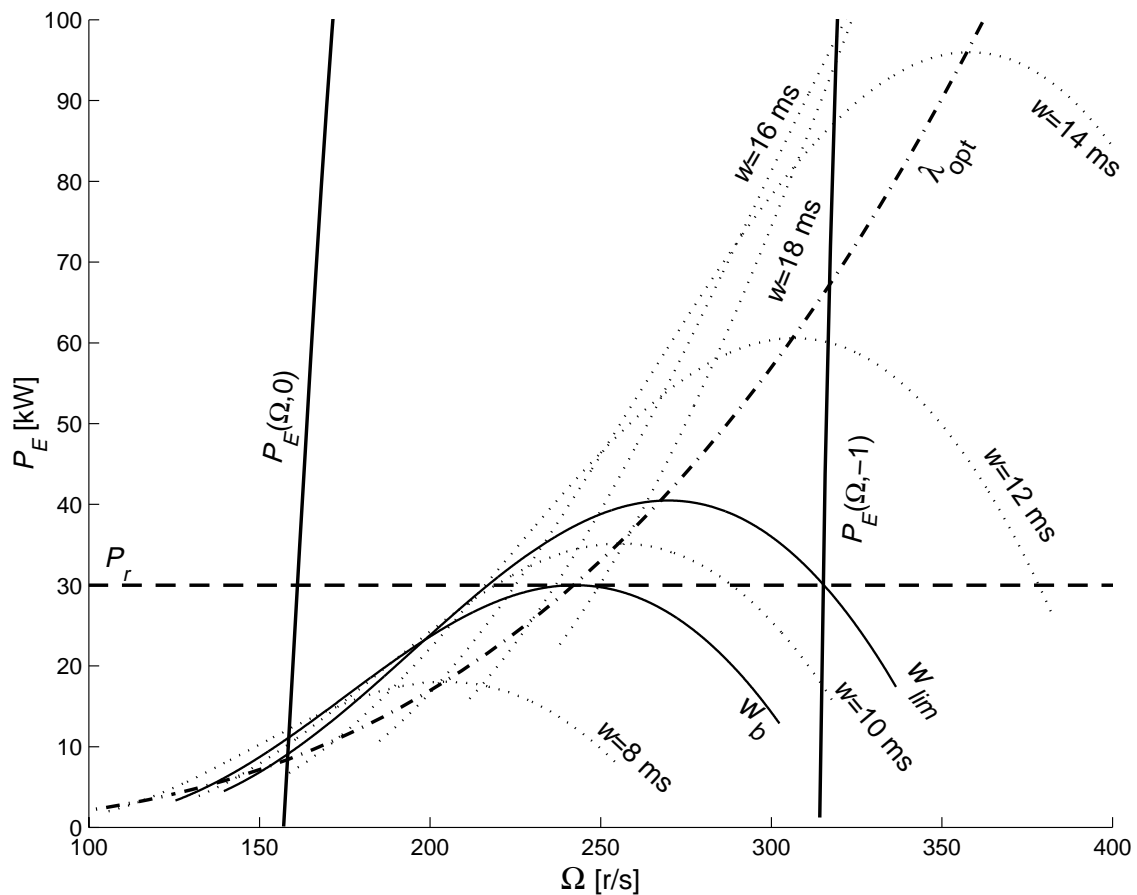
**Figura 7.4:** Efecto del rendimiento sobre las funciones de transferencia  $\xi/\rho$  y  $\xi/\delta$  para dos puntos de operación con (a)  $\chi=1$  y (b)  $\chi=8$ :  $\eta_E=1$  (trazo continuo)  $\eta_E=0,975$  (trazo discontinuo) y  $\eta_E=0,95$  (trazo de rayas y puntos).

## 7.4 Resultados de simulación

Las propiedades de la regulación de potencia por modo deslizante dinámico son examinadas mediante tres ejemplos. En las simulaciones se consideran los mismos datos del SCEE empleados en §6.5. El objetivo de control en este caso es regular la potencia eléctrica en  $P_r=30\text{kW}$ . El propósito de esta sección es verificar el desempeño del SCEE en las dos regiones de operación, y sus limitaciones.

Como se sabe, la acción de control, es decir,  $u=\cos\alpha$ , está acotada entre  $-1\leq u\leq 0$ . Luego, como muestra la Figura 7.5, la región de operación está confinada

dentro de los límites determinados por  $P_E(\Omega,0)$  y  $P_E(\Omega,-1)$ . En la figura, además, se muestran las curvas  $P_E-\Omega$  para distintas velocidades de viento.



**Figura 7.5:** Regiones de operación en el plano potencia — velocidad de rotación.

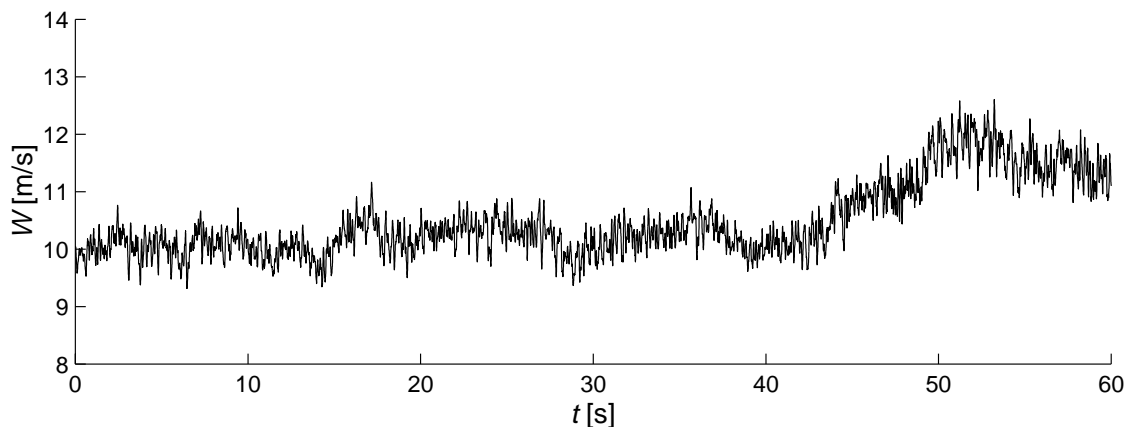
Puede verse que la potencia máxima extraíble para una velocidad de viento  $W_b \cong 9,5 \text{ m/s}$  coincide con la potencia de referencia. Esto quiere decir que  $W_b$  es la mínima velocidad del viento que permite regulación a la potencia  $P_r$ . Luego, si  $W < W_b$ , la turbina debería ser controlada de manera de operar en el punto de operación óptima para capturar la mayor cantidad de potencia posible.

Por otro lado, la curva  $P_E-\Omega$  correspondiente a la velocidad de viento  $W_{lim} \cong 10,5 \text{ m/s}$  interseca, para la potencia de referencia  $P_r$ , el límite de la región de operación  $P_E(\Omega,-1)$ . Luego,  $W_{lim}$  es la máxima velocidad del viento que permite regulación a la potencia  $P_r$  en la región normal. En la región de pérdidas, en cambio, no aparecen restricciones de velocidad de viento máxima.



## 7.4.1 Regulación en la región normal

En primera instancia, se comprueba el desempeño del controlador por modo deslizante desarrollado en §7.3.2 cuando el SCEE opera en la región normal. La forma de la señal de velocidad de viento empleada en las simulaciones se muestra en la Figura 7.6. La velocidad de viento queda acotada entre los siguientes valores aproximados: 9,5m/s y 12,5m/s. Esta señal ha sido elegida de manera de no decrecer por debajo de la velocidad mínima que permite extraer la potencia deseada  $W_b$ , pero sí de superar la velocidad límite  $W_{lim}$ .



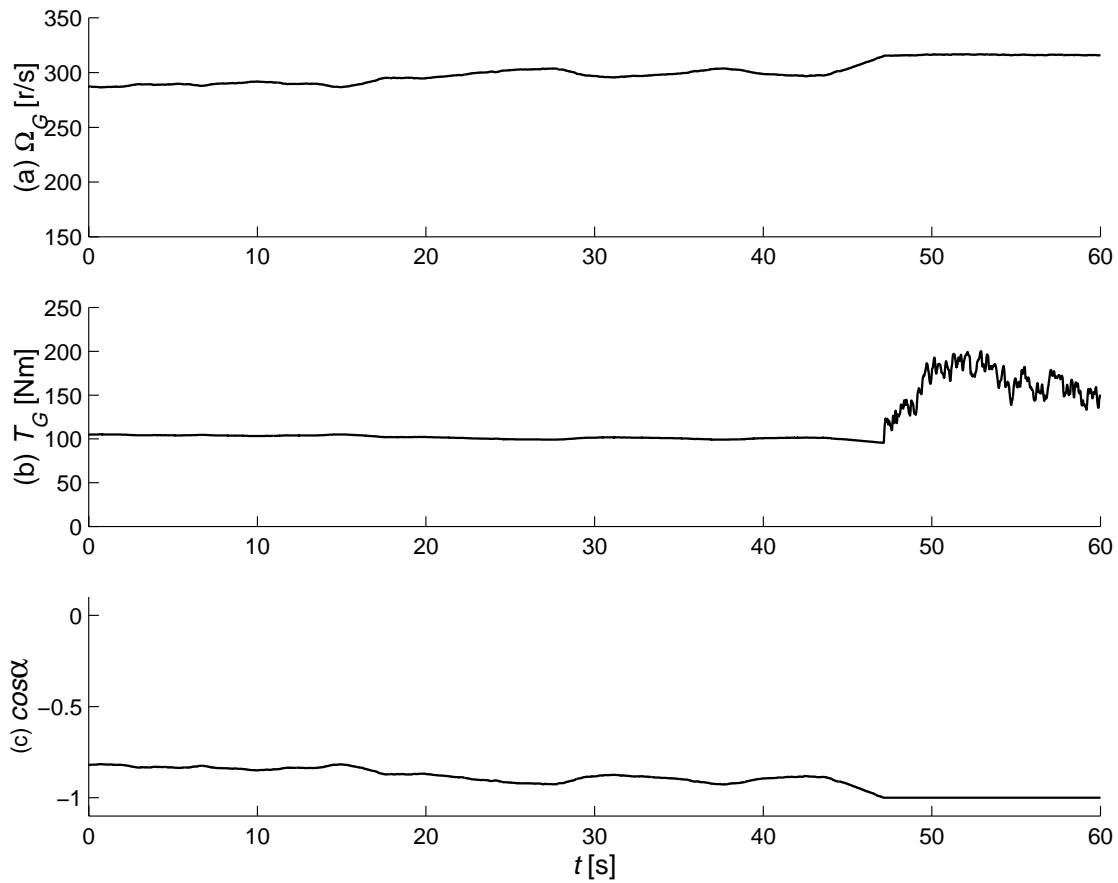
**Figura 7.6:** Operación en la región normal. Velocidad del viento.

En la Figura 7.7 se observa la velocidad de rotación, el par y la acción de control durante la operación en régimen deslizante. La regulación en la región normal da lugar a una operación a alta velocidad y bajo par.

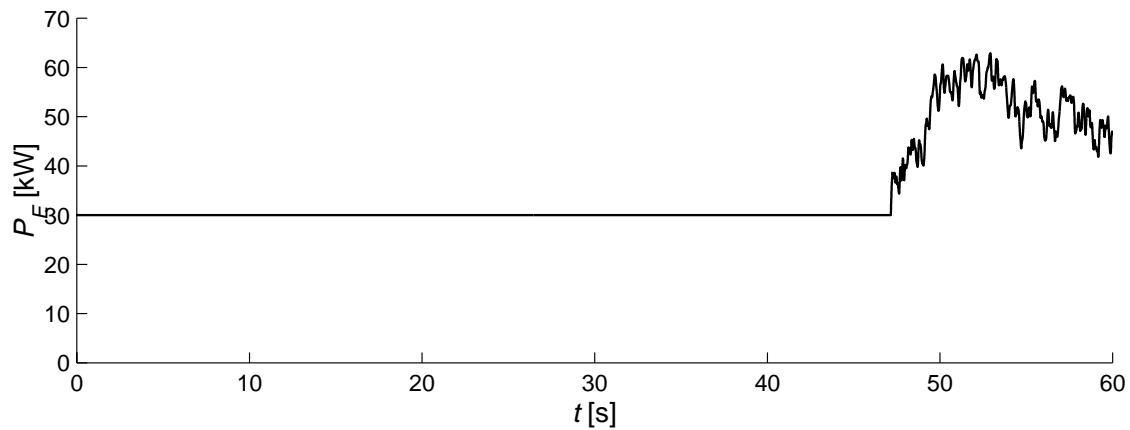
Asimismo, la Figura 7.8 muestra la evolución temporal de la potencia suministrada por el generador. Se verifica que, siempre y cuando la velocidad  $W_{lim}$  no se exceda, la estrategia de control propuesta mantiene la potencia eléctrica en su valor de referencia a pesar de las fluctuaciones del viento.

Puede notarse también que cuando la velocidad del viento sobrepasa  $W_{lim}$ , la acción de control satura, y se pierde la capacidad de regulación. Como consecuencia de esta limitación en la velocidad del generador, el comportamiento del sistema controlado se deteriora seriamente.

**Observación:** El deterioro en el desempeño del sistema cuando se supera la velocidad límite del viento  $W_{lim}$  es debido a las limitaciones físicas del SCEE (asociadas al límite de velocidad de la máquina) e independiente de la estrategia de control empleada.



**Figura 7.7:** Operación en la región normal. (a) Velocidad de rotación, (b) par del generador, (c) acción de control.



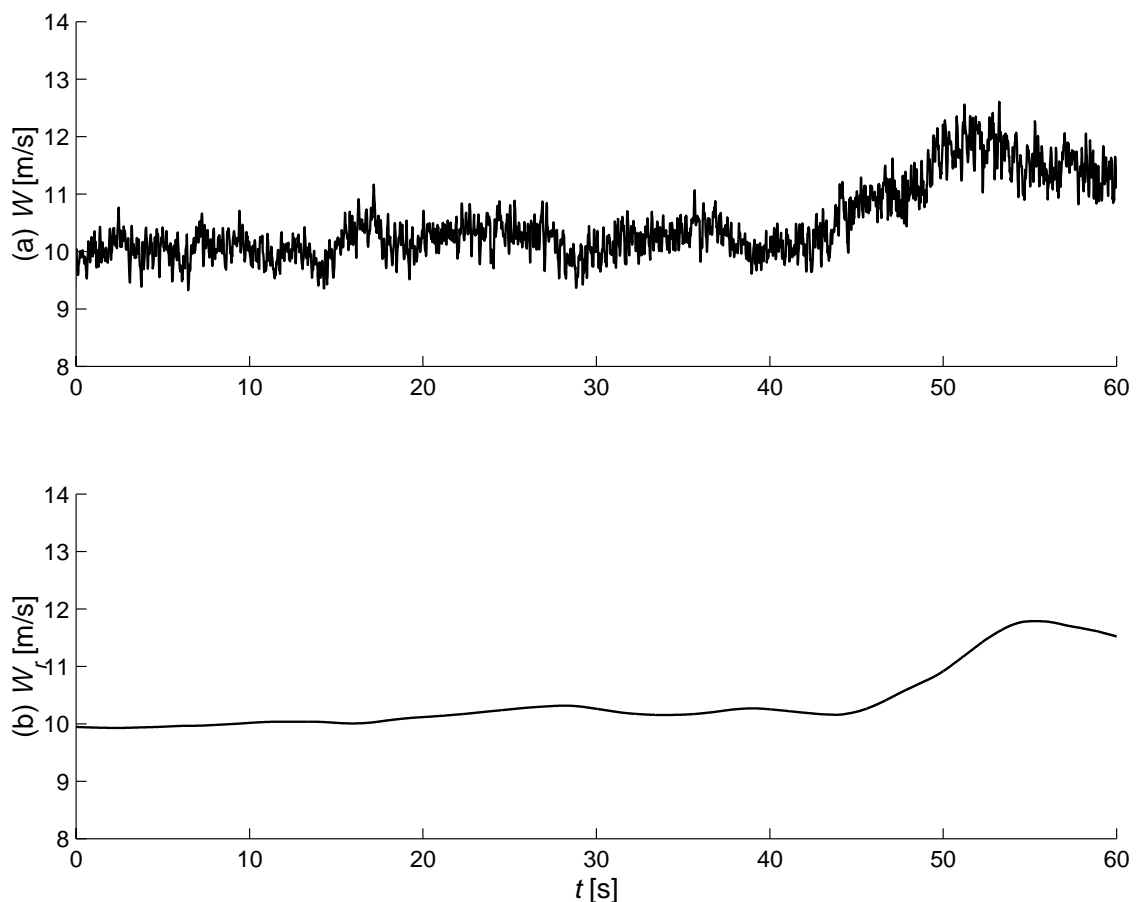
**Figura 7.8:** Operación en la región normal. Regulación de potencia.

## 7.4.2 Regulación en la región de pérdidas

En este caso se evalúa el desempeño del control por MD desarrollado en §7.3.3 y aplicado al SCEE operando en la región de pérdidas. Los resultados de simulación se obtienen bajo las mismas condiciones de viento que el ejemplo anterior. Se ha adoptado como ganancia de realimentación  $\beta_P=2 \cdot \max(\chi)$ . La magnitud del viento, junto con la potencia de referencia, da lugar a una operación de la turbina entre sus puntos de operación óptima y de entrada en pérdida ( $\lambda_{max} < \lambda < \lambda_{opt}$ ), es decir,  $0 < \chi < 3$ .

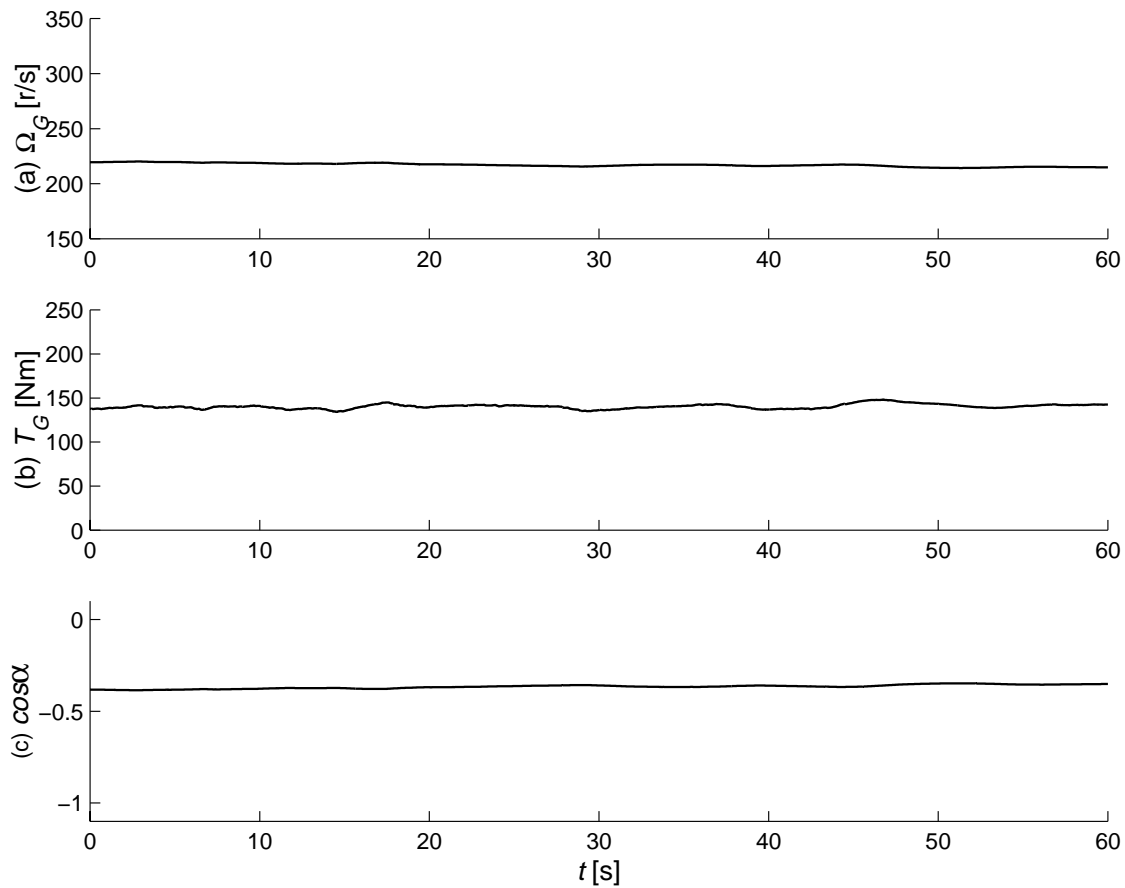
En este ejemplo se emplea la misma señal de velocidad del viento empleada en §7.4.1. Su forma de onda se repite en la Figura 7.9.a. La Figura 7.9.b ilustra, en tanto, la forma de onda del viento  $W_r$ , empleada para determinar la velocidad de referencia  $\Omega_r$ , que resulta de eliminar todas las componentes del viento con frecuencias superiores a  $f_{c1}$  (7.66). Debido a que la turbina opera con valores bajos del coeficiente  $\chi$ , la frecuencia  $f_{c1}$  es de bajo valor. Es por ello, que la velocidad  $W_r$  varía muy suavemente.

En la Figura 7.10 se representa la velocidad de rotación, el par y la acción de control. Se verifica que el SCEE opera con baja velocidad, por lo que no existen problemas de saturación de la acción de control  $\cos\alpha$ .

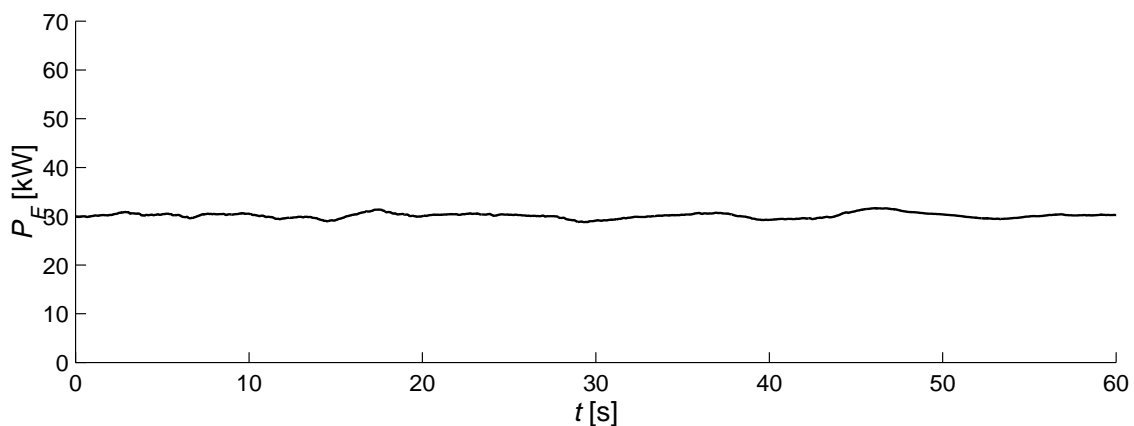


**Figura 7.9:** Operación en la región de pérdidas. (a) Velocidad del viento  $W$ , (b) velocidad de viento  $W_r$  empleada para determinar la velocidad de referencia.

La Figura 7.11, por su parte, muestra la evolución de la potencia eléctrica. Si bien la potencia eléctrica se ve afectada por las fluctuaciones del viento, el desempeño del SCEE es satisfactorio, y la regulación, a diferencia de lo que sucede en la región normal, es mantenida para todo el rango de variación de la velocidad de viento.



**Figura 7.10:** Operación en la región de pérdidas. (a) Velocidad de rotación, (b) par del generador, (c) acción de control.



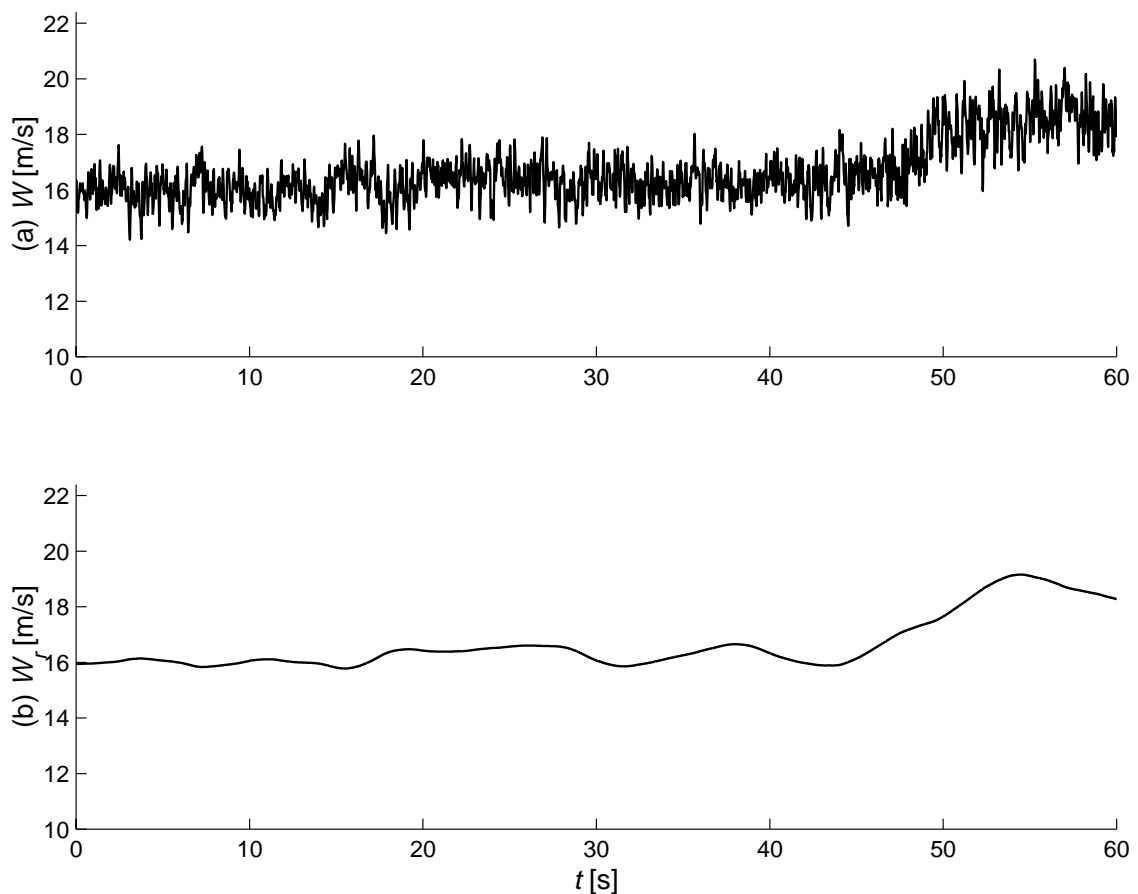
**Figura 7.11:** Operación en la región de pérdidas. Regulación de potencia.

### 7.4.3 Regulación para turbina en pérdida

Como se ha mencionado anteriormente, el SCEE operando en la región de pérdidas tiene un comportamiento de fase no mínima. Esta característica impone restricciones para la regulación de la potencia. Además, debido a la no-linealidad de la turbina y de la ley de control, el desempeño del sistema controlado depende fuertemente del punto de operación (véase la Figura 7.3).

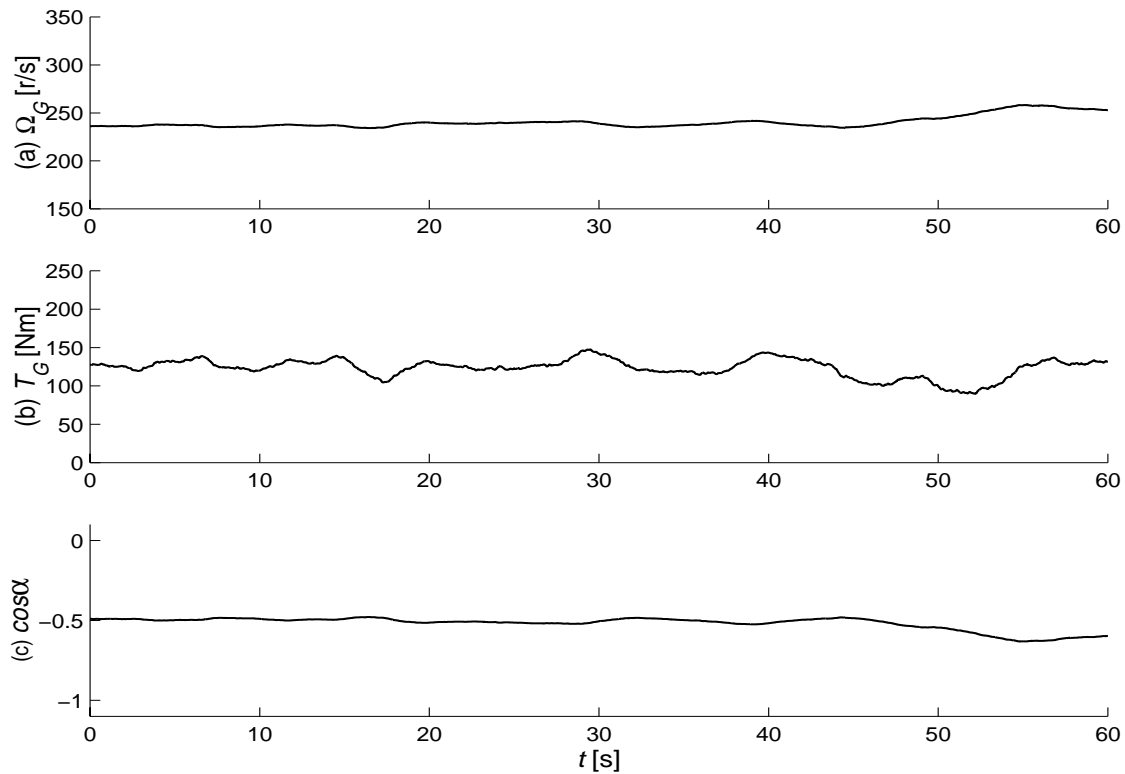
A los efectos de poner esto en evidencia, se muestran nuevos resultados de simulación correspondientes al SCEE operando en la región de pérdidas. En este caso, la turbina es sometida a una velocidad de viento mayor a la del ejemplo anterior, cuya evolución es mostrada en la Figura 7.12.a. Como resultado de esta velocidad de viento, la turbina debe operar en pérdida (véase §3.2.5) para poder regular la potencia al valor deseado, es decir,  $\chi > 3$ . La Figura 7.12.b muestra, en tanto, la componente  $W_r$  que varía más rápidamente que en el ejemplo anterior.

La Figura 7.13 muestra la evolución de la velocidad de rotación, el par de la turbina y la acción de control mientras que la Figura 7.14 muestra la evolución de la potencia eléctrica.

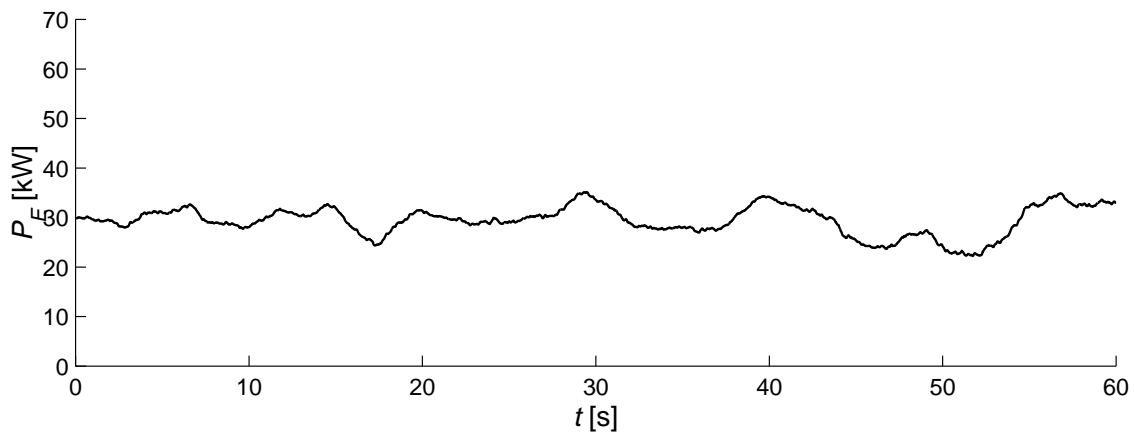


**Figura 7.12:** Operación en pérdida de la turbina. (a) Velocidad del viento  $W$ , (b) velocidad de viento  $W_r$  para determinar la velocidad de referencia.

Puede notarse que debido a las condiciones extremas de operación, pequeñas variaciones en la velocidad del viento dan lugar a fluctuaciones importantes en el par y, consecuentemente, en la potencia, particularmente a frecuencias próximas a  $f_{c1}$ . Sin embargo, es oportuno remarcar que, para la velocidad del viento mostrada en Figura 7.12.a, no es posible regular potencia en la región normal (véase la Figura 7.5).



**Figura 7.13:** Operación en pérdida de la turbina. (a) Velocidad de rotación, (b) par del generador, (c) acción de control.



**Figura 7.14:** Operación en pérdida de la turbina. Regulación de potencia.

## 7.5 Sistema dinámico de tercer orden

### 7.5.1 Desempeño de la estrategia de control

En esta sección se extiende el análisis de la capacidad de regulación y rechazo a perturbaciones de la sección §7.3 teniendo en cuenta la flexibilidad del sistema mecánico. Para tal fin, se considera el modelo dinámico de tercer orden presentado en §4.4.3 y ya empleado en §6:

$$\begin{cases} J_T \cdot \dot{\Omega}_T = T_T(\Omega_T, W) - T_S \\ J_G \cdot \dot{\Omega}_G = T_S - T_G(\Omega_G, \cos \alpha) \\ \dot{\theta} = \Omega_T - \Omega_G, \\ T_S = k_S \cdot \theta + b_S \cdot (\Omega_T - \Omega_G). \end{cases} \quad (7.68)$$

La superficie de deslizamiento está dada por (7.39):

$$\sigma = \left( \frac{P_E}{P_r} - 1 \right) - \beta_P \cdot \left( \frac{\Omega_G}{\Omega_r} - 1 \right) = 0. \quad (7.69)$$

Esta superficie es válida tanto para la regulación en la región de pérdidas ( $\beta_P$  debe satisfacer  $\beta_P > \max(\chi)$  para asegurar estabilidad local en todos los puntos de operación de la región), como para la región normal con  $\beta_P = 0$ .

A los efectos de realizar un análisis del desempeño del SCCE, y tal como se hizo en 7.3.3C, se desprecia el efecto del rendimiento de conversión del generador (es decir, se supone  $\eta_E = 1$ ). Bajo esta suposición, el modelo del sistema operando en régimen deslizante resulta:

$$\begin{cases} \dot{z}_1 = \frac{1}{J_T} \cdot \left( \frac{P_T(z_1, W)}{z_1} - z_2 \right) \\ \dot{z}_2 = k_S \cdot (z_1 - z_3) + \frac{b_S}{J_T} \cdot \left( \frac{P_T(z_1, W)}{z_1} - z_2 \right) - \frac{b_S}{J_G} \cdot \left( z_2 - \frac{P_r}{z_1} \cdot \left( 1 + \beta_P \left( \frac{z_3}{\Omega_r} - 1 \right) \right) \right) \\ \dot{\Omega}_G = \frac{1}{J_G} \cdot \left( z_2 - \frac{P_r}{z_1} \cdot \left( 1 + \beta_P \left( \frac{z_3}{\Omega_r} - 1 \right) \right) \right), \end{cases} \quad (7.70)$$

donde  $z = [\Omega_T \quad T_S \quad \Omega_G]^T$ . Linealizando esta dinámica en torno al punto de operación y normalizando las variables, se obtiene el modelo

$$\frac{d\zeta}{dt} = A \cdot \zeta + B_r \cdot \rho + B_d \cdot \delta, \quad (7.71)$$

con

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\bar{\gamma}}{J_T} \cdot (\bar{\chi} - 1) & \frac{-\bar{\gamma}}{J_T} & 0 \\ \frac{k_S}{\bar{\gamma}} + \frac{b_S}{J_T} \cdot (\chi - 1) & -b_S \cdot \left( \frac{1}{J_T} + \frac{1}{J_G} \right) & \frac{-k_S}{\bar{\gamma}} + \frac{b_S}{J_G} \cdot (\beta_P - 1) \\ 0 & \frac{\bar{\gamma}}{J_G} & \frac{-\bar{\gamma}}{J_G} \cdot (\beta_P - 1) \end{bmatrix},$$

$$B_r = (3 - \bar{\chi}) \cdot \begin{bmatrix} \frac{\bar{\gamma}}{J_T} & b_S \cdot \left( \frac{1}{J_T} + \frac{1}{J_G} \cdot \frac{\beta_P}{\bar{\chi}} \right) & \frac{-\bar{\gamma}}{J_G} \cdot \frac{\beta_P}{\bar{\chi}} \end{bmatrix}^T, \quad (7.72)$$

$$B_d = (3 - \bar{\chi}) \cdot \begin{bmatrix} \frac{\bar{\gamma}}{J_T} & \frac{b_S}{J_T} & 0 \end{bmatrix}^T,$$

$$\zeta = [\varpi_T \quad \tau_S \quad \varpi_G]^T = \begin{bmatrix} \frac{\Omega_T - \bar{\Omega}}{\bar{\Omega}} & \frac{T_S - \bar{T}}{\bar{T}} & \frac{\Omega_G - \bar{\Omega}}{\bar{\Omega}} \end{bmatrix}^T. \quad (7.73)$$

El polinomio característico de la matriz  $A$  es

$$P(s) = s^3 \cdot a_3 + s^2 \cdot a_2 + s \cdot a_1 + 1, \quad (7.74)$$

con

$$a_3 = \frac{J_T \cdot J_G}{k_S \cdot \bar{\gamma} \cdot (\beta_P - \bar{\chi})},$$

$$a_2 = \frac{\bar{\gamma} \cdot (J_T \cdot (\beta_P - 1) - J_G \cdot (\bar{\chi} - 1)) + b_S \cdot (J_T + J_G)}{k_S \cdot \bar{\gamma} \cdot (\beta_P - \bar{\chi})}, \quad (7.75)$$

$$a_1 = \frac{k_S \cdot (J_T + J_G) + \bar{\gamma} \cdot b_S \cdot (\beta_P - \bar{\chi}) - \bar{\gamma}^2 \cdot (\beta_P - 1) \cdot (\bar{\chi} - 1)}{k_S \cdot \bar{\gamma} \cdot (\beta_P - \bar{\chi})}.$$

El polinomio (7.74) puede escribirse de la siguiente manera:

$$P(s) = \left( 1 + \frac{s}{p} \right) \cdot \left( 1 + 2 \cdot \zeta \cdot \frac{s}{\omega_n} + \left( \frac{s}{\omega_n} \right)^2 \right). \quad (7.76)$$

Para los valores de los parámetros del SCEE considerados en esta tesis, como así también para los valores de  $\beta_P$  que proveen una aceptable capacidad de regulación (véase §7.3.3C), el polo  $p$  resulta dominante ( $p \ll \omega_n$ ) tanto para regulación en la región



normal como en la región de pérdidas. Luego, pueden obtenerse las siguientes expresiones aproximadas:

$$p \cong \frac{1}{a_1} \cong \frac{\bar{\gamma}}{J_T + J_G} \cdot (\beta_P - \bar{\chi}),$$

$$\omega_n = \frac{a_1}{a_3} \cong \sqrt{k_S / J_P}, \quad (7.77)$$

$$\zeta \cong \left( \frac{a_2}{a_3} - \frac{1}{a_1} \right) \cdot \frac{\sqrt{a_3/a_1}}{2} \cong \frac{1}{2 \cdot \sqrt{k_S \cdot J_P}} \cdot \left( \bar{\gamma} \cdot \left( \frac{J_P^2}{J_G^2} \cdot (\beta_P - 1) - \frac{J_P^2}{J_T^2} \cdot (\bar{\chi} - 1) \right) + b_S \right),$$

con  $J_P = \left( \frac{1}{J_T} + \frac{1}{J_G} \right)^{-1}$ . Naturalmente, el polo  $p$  coincide con  $-a_{\sigma 1}$ , calculado para el sistema rígido §7.2.3 considerado en §7.3 (con  $\eta_E=1$ ). Puede notarse, además, que la frecuencia natural coincide con la  $\omega_{n2}$  definida en §6.3 ( $\omega_n = \omega_{n2}$ ).

Es inmediato verificar que en la región normal ( $\beta_P=0, \chi < 0$ ), como en la región de pérdidas ( $\beta_P > \max(\chi), \chi > 0$ ), tanto  $p$  como  $\zeta$  son positivos. Es decir, todos los polos tienen parte real negativa.

A continuación, se expresan las funciones de transferencia  $\xi/\rho$  y  $\xi/\delta$  para el sistema mecánico de tercer orden:

$$\xi/\rho(s) = \beta_P \cdot \frac{3 - \bar{\chi}}{\bar{\chi}} \cdot \frac{s}{s + p} \cdot \frac{1 + 2 \cdot \zeta_Z \cdot \frac{s}{z_n} + \left( \frac{s}{z_n} \right)^2}{1 + 2 \cdot \zeta \cdot \frac{s}{\omega_{n2}} + \left( \frac{s}{\omega_{n2}} \right)^2}, \quad (7.78)$$

$$\xi/\delta(s) = \beta_P \cdot \frac{3 - \bar{\chi}}{\beta_P - \bar{\chi}} \cdot \frac{1 + \frac{s}{z_S}}{1 + \frac{s}{p}} \cdot \frac{1}{1 + 2 \cdot \zeta \cdot \frac{s}{\omega_{n2}} + \left( \frac{s}{\omega_{n2}} \right)^2},$$

con

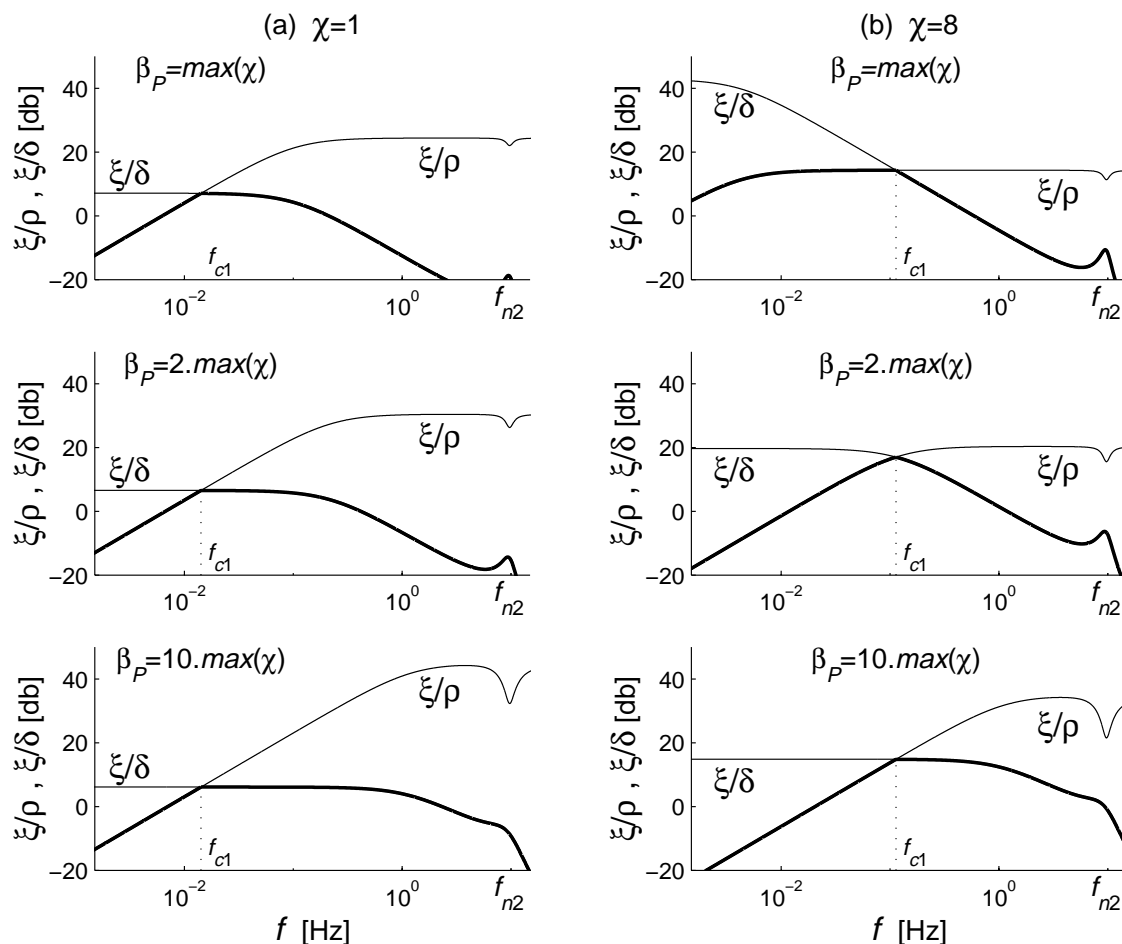
$$z_S = \frac{k_S}{b_S},$$

$$z_n \cong \omega_{n2} \cong \sqrt{k_S / J_P}, \quad (7.79)$$

$$\zeta_Z \cong \frac{1}{2 \cdot \sqrt{k_S \cdot J_P}} \cdot \left( -\bar{\gamma} \cdot \left( \frac{J_P}{J_T} \cdot (\bar{\chi} - 1) + \frac{J_P}{J_G} \right) + b_S \right).$$

Debido a que  $z_n \equiv \omega_{n2}$ , los efectos de los polos y ceros conjugados tienden a cancelarse. Luego, la transferencia  $\xi/\rho$  es similar a la obtenida en (7.65) para el sistema rígido. En cuanto a  $\xi/\delta$ , aparece el cero  $z_S$ , y el pico de resonancia a la frecuencia natural  $\omega_{n2}$ . Para los parámetros del SCEE, el cero  $z_S$  está por encima de las frecuencias de interés. Obviamente, para la regulación en la región normal, con  $\beta_P=0$ ,  $\xi/\rho = \xi/\delta = 0$ .

La Figura 7.15 muestra la respuesta en frecuencia de las funciones de transferencia  $\xi/\rho$  y  $\xi/\delta$  para regulación de potencia en la región de pérdidas. Esta figura se ha obtenido bajo las mismas condiciones de la Figura 7.3, pero empleando el modelo dinámico del SCEE de tercer orden. Puede observarse que los diagramas de la Figura 7.15 difieren muy poco de los mostrados en la Figura 7.3. En efecto, los polos y ceros conjugados de la transferencia  $\xi/\rho$  tienden a cancelarse. Además, en la función de transferencia  $\xi/\delta$ , el modo de oscilación del sistema a la frecuencia  $f_{n2} = \omega_{n2}/2\pi$  resulta fuertemente atenuado por el polo de baja frecuencia del sistema.



**Figura 7.15:** Funciones de transferencia  $\xi/\rho$  y  $\xi/\delta$  para el sistema de tercer orden con distintas ganancias  $\beta_P$  en dos puntos de operación: (a)  $\chi=1$  y (b)  $\chi=8$ .

Por otro lado, a partir de (7.71) a (7.73), puede determinarse fácilmente la transferencia  $\tau_S/\delta$ :

$$\tau_S/\delta(s) = (\beta_P - 1) \cdot \frac{3 - \bar{\chi}}{\beta_P - \bar{\chi}} \cdot \frac{\left(1 + \frac{s}{z_S}\right) \cdot \left(1 + \frac{s}{z_d}\right)}{1 + \frac{s}{p}} \cdot \frac{1}{1 + 2 \cdot \zeta \cdot \frac{s}{\omega_{n2}} + \left(\frac{s}{\omega_{n2}}\right)^2}, \quad (7.80)$$

$$\text{con } z_d = \frac{\bar{\gamma}}{J_G} \cdot (\beta_P - 1).$$

Nuevamente, el cero  $z_S$  puede ser despreciado. El cero  $z_d$ , en cambio, es de baja frecuencia y varía, al igual que  $p$ , con el punto de operación y  $\beta_P$ .

En la región de pérdidas, la amplitud de  $\tau_S/\delta$  (para todas las frecuencias) disminuye desde el punto de operación óptima ( $\chi=0$ ) hasta el punto de entrada en pérdida de la turbina ( $\chi=3$ ) en el que ( $\tau_S/\delta \equiv 0$ ). Para valores de  $\chi > 3$ , la amplitud de  $\tau_S/\delta$  comienza a crecer hasta un máximo en  $\chi = \max(\chi)$ .

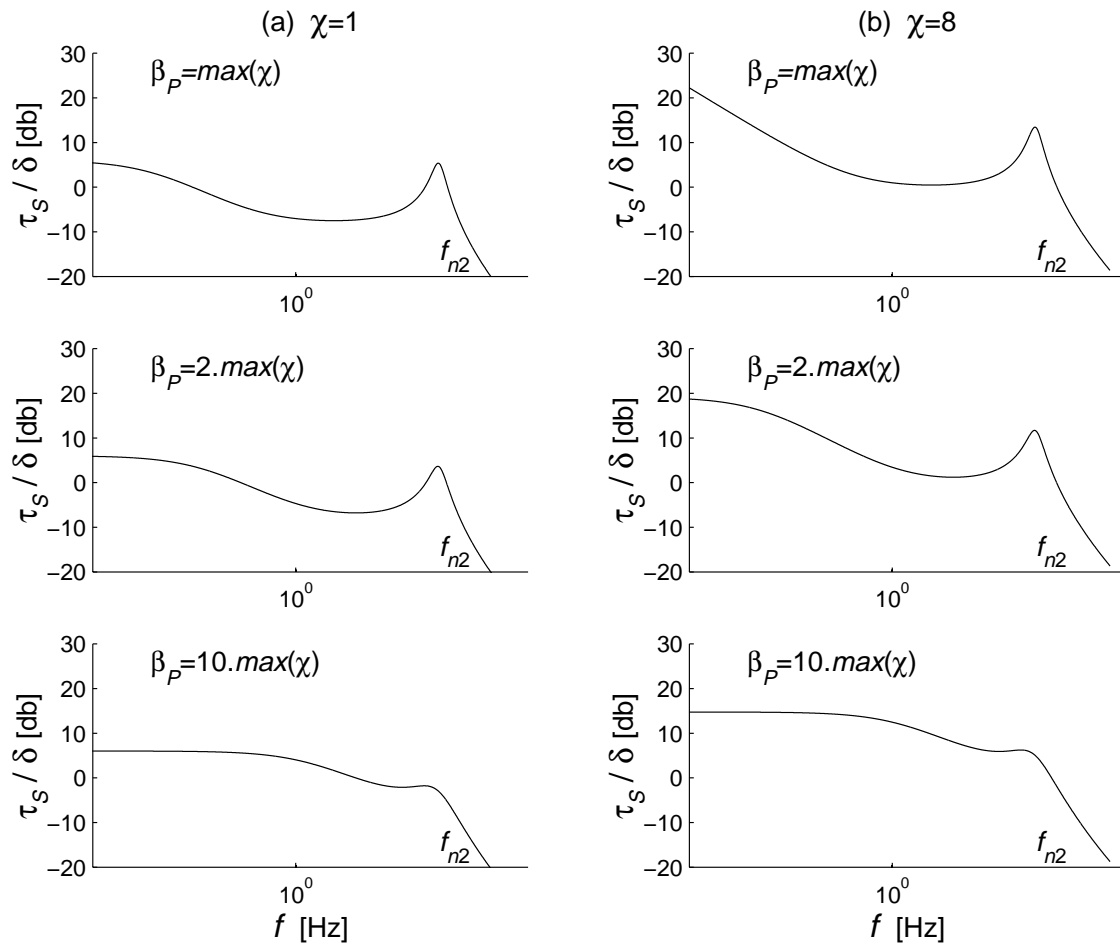
La Figura 7.16 presenta la respuesta en frecuencia de la función de transferencia  $\tau_S/\delta$  bajo las mismas condiciones de la Figura 7.15. Se observa claramente la existencia de un pico de resonancia a la frecuencia  $f_{n2}$ . El gráfico se aplanan a medida que aumenta el valor de la ganancia de realimentación  $\beta_P$ . Esto crea un compromiso entre atenuación del pico de resonancia y amplificación en todo el rango de frecuencias de interés. Luego, este compromiso debe ser también tenido en cuenta en el diseño de la ganancia de realimentación  $\beta_P$ .

En tanto, en la región normal ( $\beta_P=0$  y  $\chi < 0$ ), el polo  $p$  y el cero  $z_d$  son de muy baja frecuencia. Luego, la función de transferencia puede aproximarse por

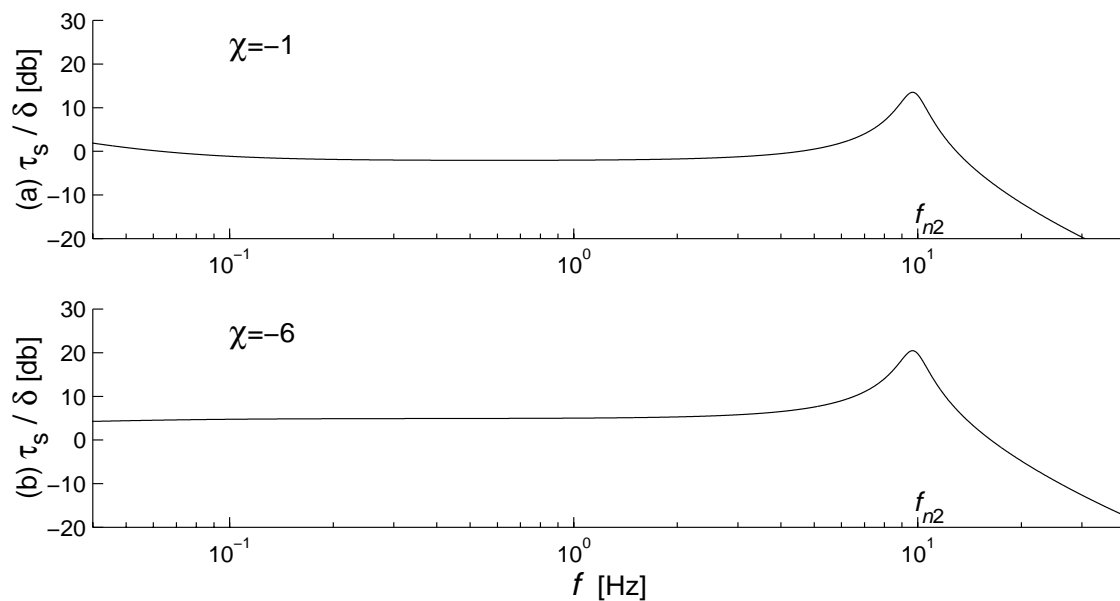
$$\tau_S/\delta(s) \cong (3 + |\bar{\chi}|) \cdot \frac{J_P}{J_T} \cdot \frac{1}{1 + 2 \cdot \zeta \cdot \frac{s}{\omega_{n2}} + \left(\frac{s}{\omega_{n2}}\right)^2}. \quad (7.81)$$

La Figura 7.17 muestra la respuesta en frecuencia de la función de transferencia  $\tau_S/\delta$  para dos puntos de operación en la región normal, sin realimentación de velocidad ( $\beta_P=0$ ). Puede observarse que el pico de resonancia a la frecuencia  $f_{n2}$  resulta escasamente amortiguado ( $\zeta \cong \frac{b_S}{2 \cdot \sqrt{k_S \cdot J_P}}$ ).

En ciertas ocasiones, la velocidad del viento puede tener componentes significativas a esta frecuencia (particularmente debido a sombra de la torre, perfil de viento, etc.), dando lugar a fuertes fluctuaciones de par a lo largo del sistema mecánico. Una solución a este problema es realimentar la velocidad de rotación en la superficie de deslizamiento ( $\beta_P > 0$ ). Sin embargo, como consecuencia de esta realimentación, la regulación de potencia por modo deslizante en la región normal pierde su mayor virtud: la robustez frente a las perturbaciones de viento.



**Figura 7.16:** Función de transferencia  $\tau_s/\delta$  para el sistema de tercer orden con distintas ganancias  $\beta_P$  y en dos puntos de operación en la región de pérdidas: (a)  $\chi=1$  y (b)  $\chi=8$ .



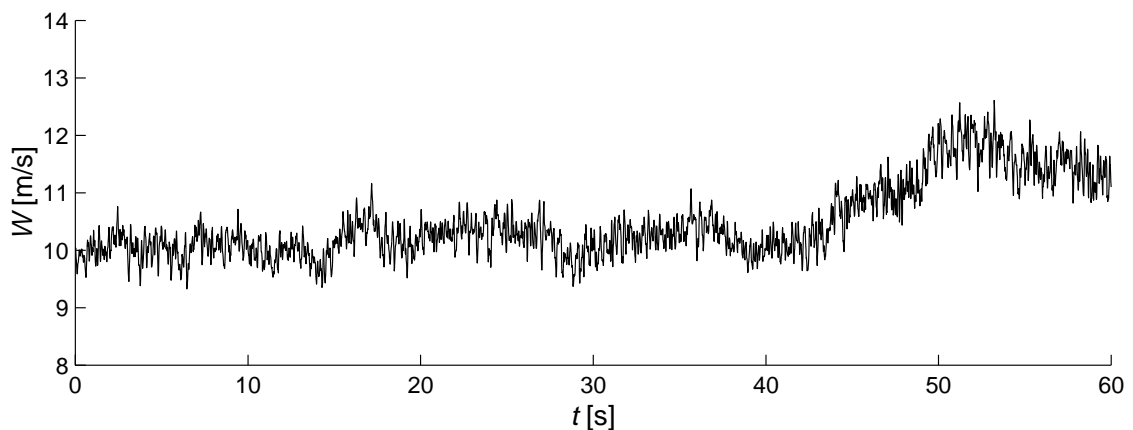
**Figura 7.17:** Función de transferencia  $\tau_s/\delta$  para el sistema de tercer orden en la región normal: (a)  $\chi=-1$  y (b)  $\chi=-6$ .

## 7.5.2 Resultados de simulación

En esta sección se muestran resultados por simulación correspondientes a las mismas condiciones de operación que en §7.4, pero considerando el modelo dinámico de tercer orden.

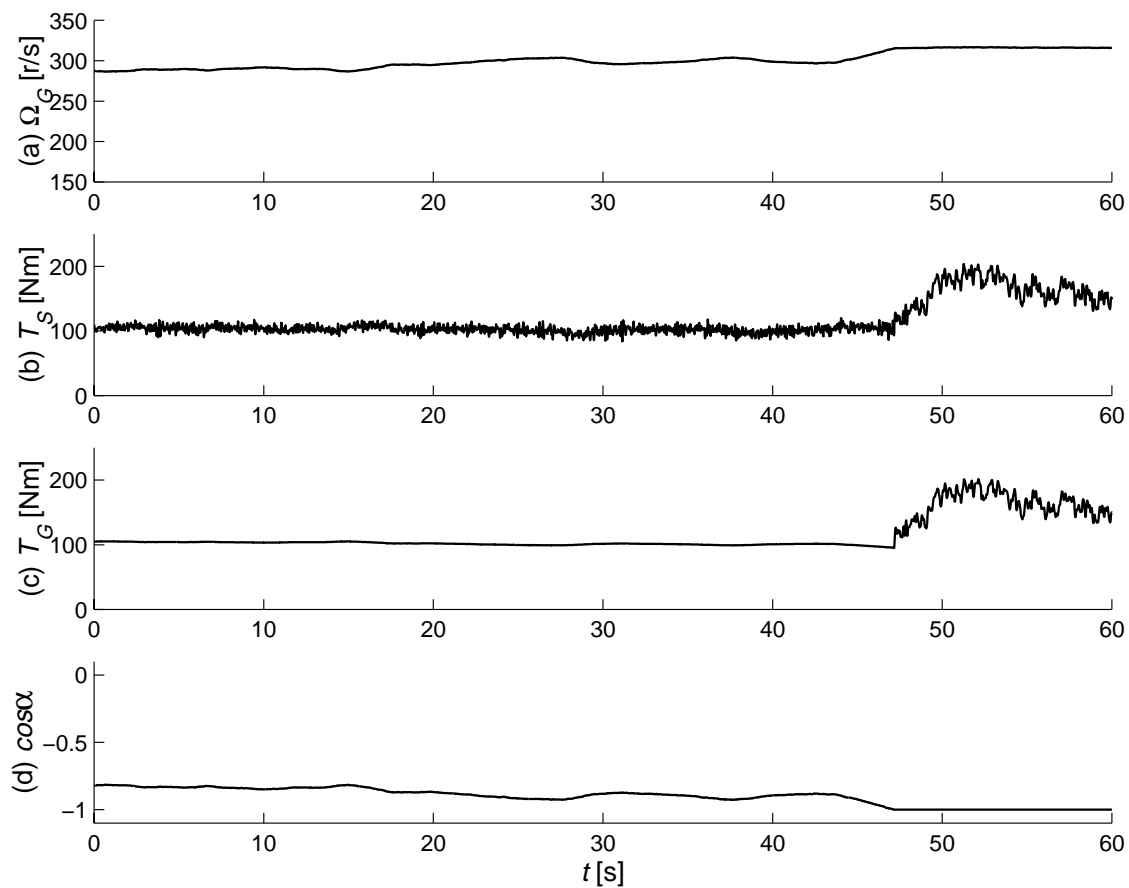
### A Regulación en la región normal

La forma de la señal de velocidad de viento empleada en las simulaciones es similar a la mostrada en la Figura 7.6 y se repite en la Figura 7.18. Esta velocidad de viento está acotada entre 9,5m/s y 12,5m/s aproximadamente.

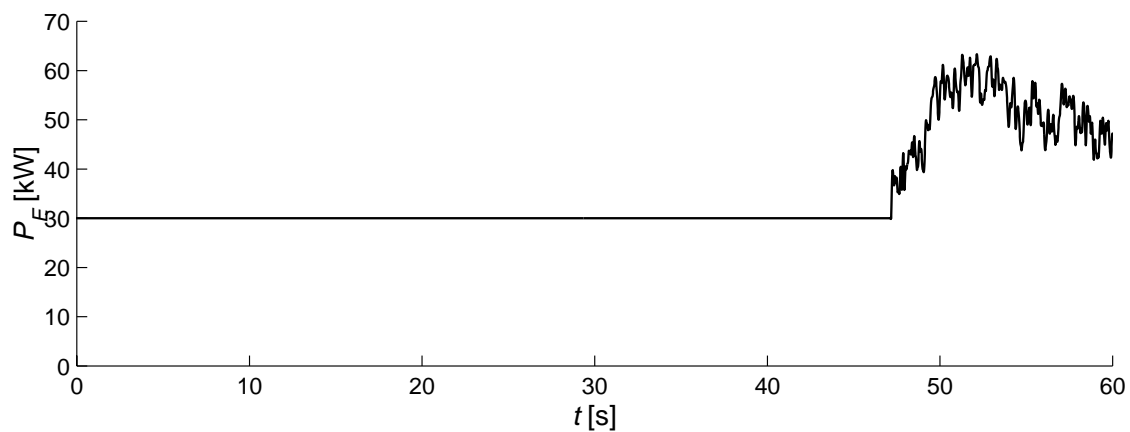


**Figura 7.18:** Velocidad del viento.

En la Figura 7.19 se ilustra la velocidad de rotación, el par en el eje, el par del generador y la acción de control durante la operación en régimen deslizante en la región normal. Asimismo, la Figura 7.20 muestra la evolución temporal de la potencia suministrada por el generador. Se observa que, al igual que en §7.4.1, la regulación de potencia es insensible a las fluctuaciones de viento mientras no sature la acción de control. Se puede apreciar, en la Figura 7.19.b, la existencia de fluctuaciones en el par  $T_S$  (las cuales tienen son de frecuencia  $f_{n2}$ ). En este ejemplo, la magnitud de estas fluctuaciones no es importante. La razón es que para el rango de operación de  $\Omega_T$ , la frecuencia de resonancia  $f_{n2}$  es mayor que la frecuencia fundamental de la sombra de la torre y demás perturbaciones periódicas del viento. Sin embargo, una mayor velocidad de rotación se corresponde con una mayor frecuencia fundamental de las perturbaciones del viento y, en consecuencia, un aumento en las fluctuaciones del par  $T_S$ . De todas maneras, la operación del SCEE está limitada en velocidad, por lo que la frecuencia fundamental máxima de las fluctuaciones del viento está acotada a, aproximadamente, 5Hz.



**Figura 7.19:** Operación en la región normal. (a) Velocidad de rotación, (b) par del eje, (c) par del generador, (d) acción de control.

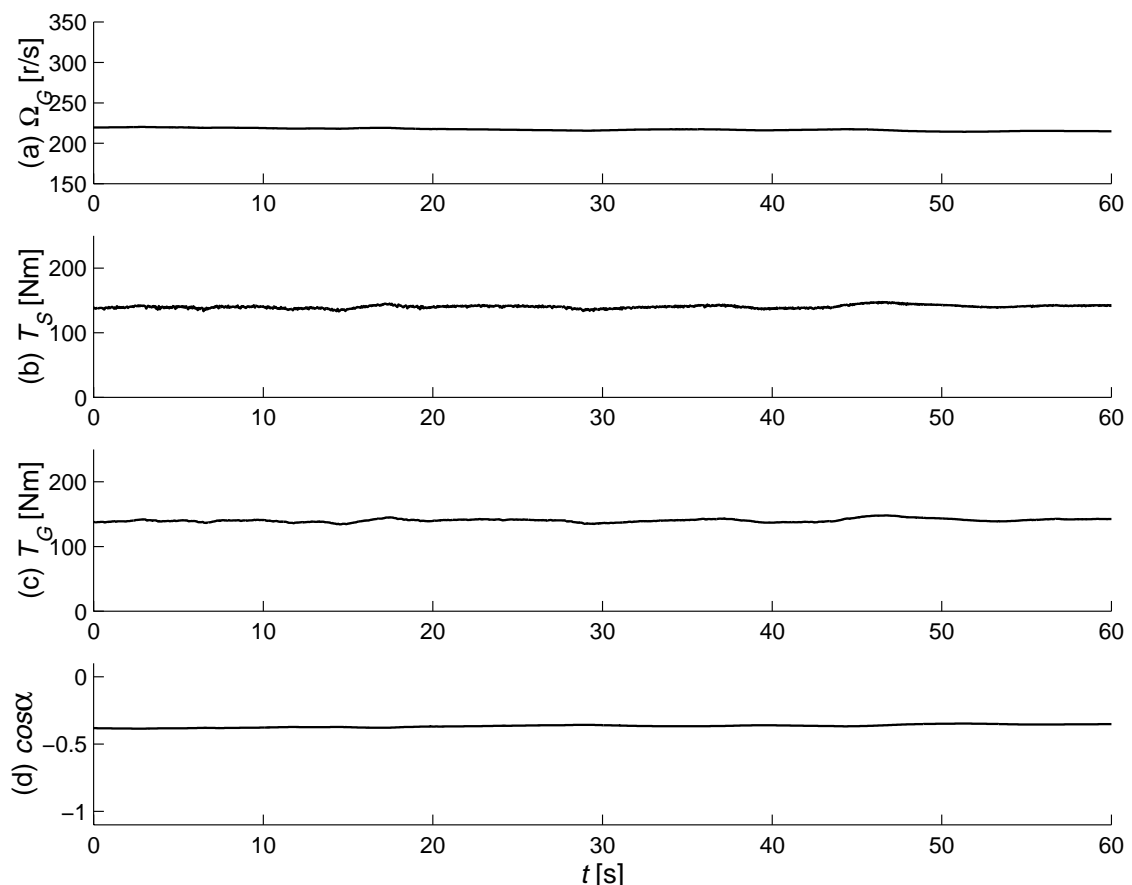


**Figura 7.20:** Operación en la región normal. Regulación de potencia.

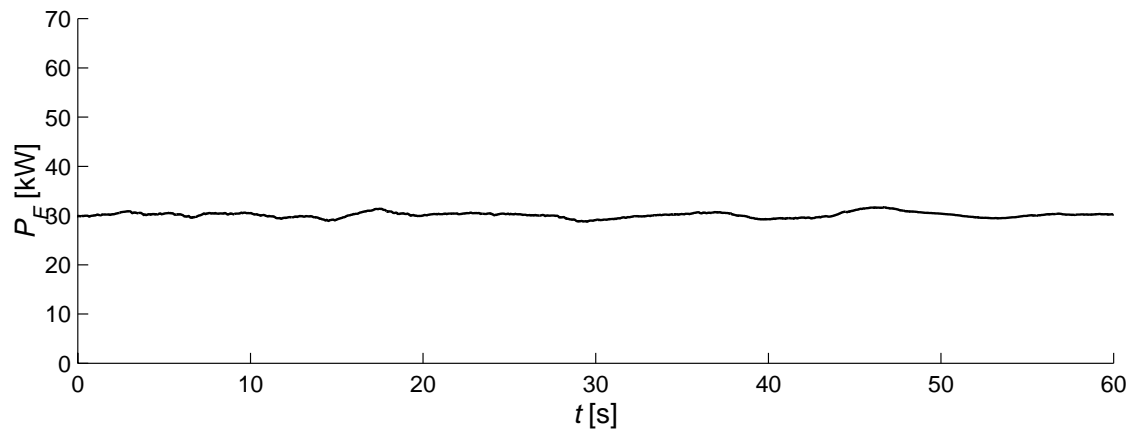
## B Regulación en la región de pérdidas

Los resultados de simulación se han obtenido bajo las mismas condiciones de viento que el ejemplo anterior. La magnitud del viento, junto con la potencia de referencia, da lugar a una operación de la turbina entre sus puntos de operación óptima y de entrada en pérdida ( $\lambda_{max} < \lambda < \lambda_{opt}$ ), es decir,  $0 < \chi < 3$ . La velocidad de referencia  $\Omega_r$  se ha obtenido a partir de eliminar todas las componentes del viento con frecuencias superiores a  $f_{c1}$  (7.66) tal como se hizo en §7.4.2.

En la Figura 7.21 se representa la velocidad de rotación, el par en el eje del SCEE, el par del generador y la acción de control. Se observa una fuerte reducción de las fluctuaciones en el par  $T_S$ . Esto es debido a que el pico de resonancia (en la transferencia  $\tau_S/\delta$ ) tiene una menor amplitud que cuando la turbina trabaja en la región normal. Además, debido a la menor velocidad de operación, la frecuencia de la sombra de la torre, etc, es menor. La Figura 7.22, por su parte, muestra la evolución de la potencia eléctrica. Se comprueba que el efecto de las perturbaciones de viento sobre la potencia generada es despreciable.



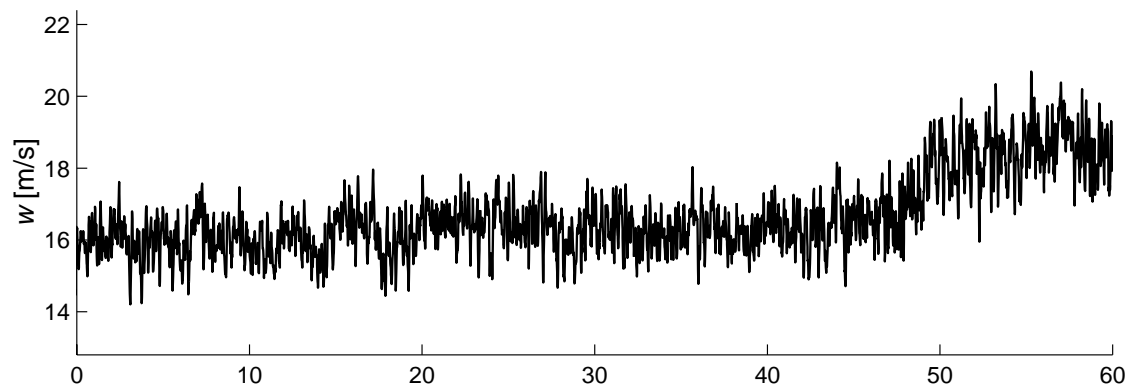
**Figura 7.21:** Operación en la región de pérdidas. (a) Velocidad de rotación, (b) par del eje, (c) par del generador, (d) acción de control.



**Figura 7.22:** Operación en la región de pérdidas. Regulación de potencia.

### C Regulación para turbina en pérdida

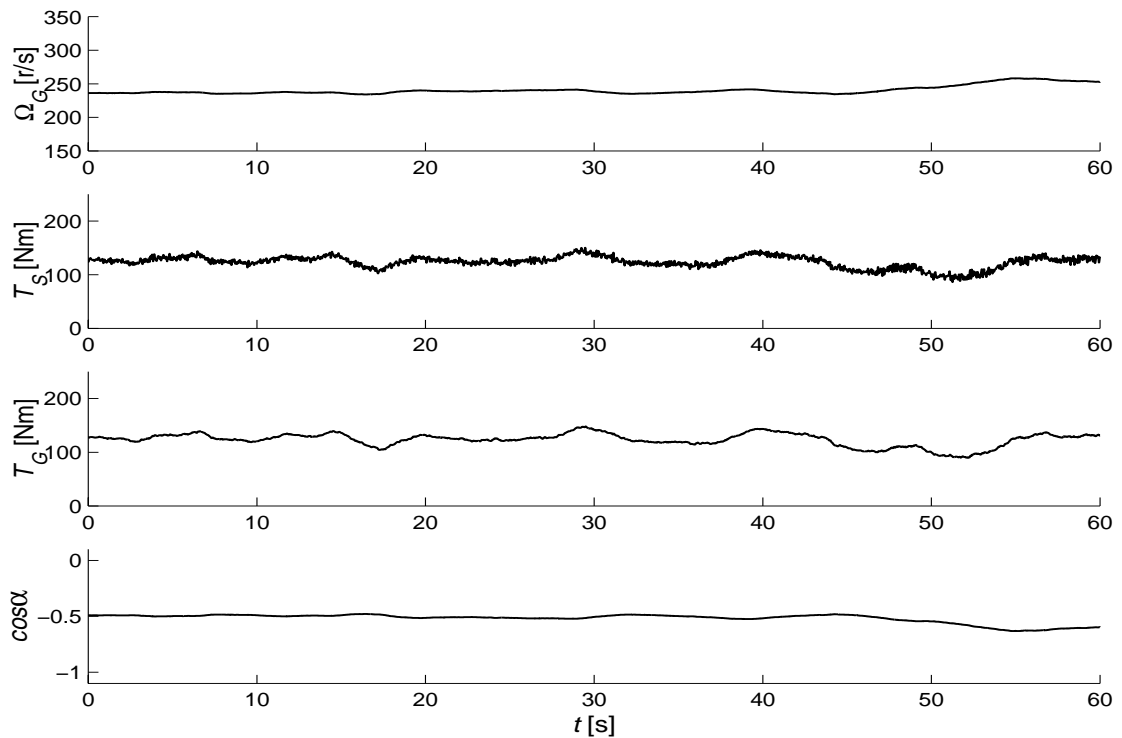
En este ejemplo, la turbina es sometida a una velocidad de viento mayor que en el ejemplo anterior, que la obliga a trabajar en pérdida, es decir que, a velocidad constante, la potencia disminuye cuando la velocidad del viento aumenta. La velocidad de viento empleada es idéntica a la del ejemplo de la sección §7.4.3, y se repite en la Figura 7.23.



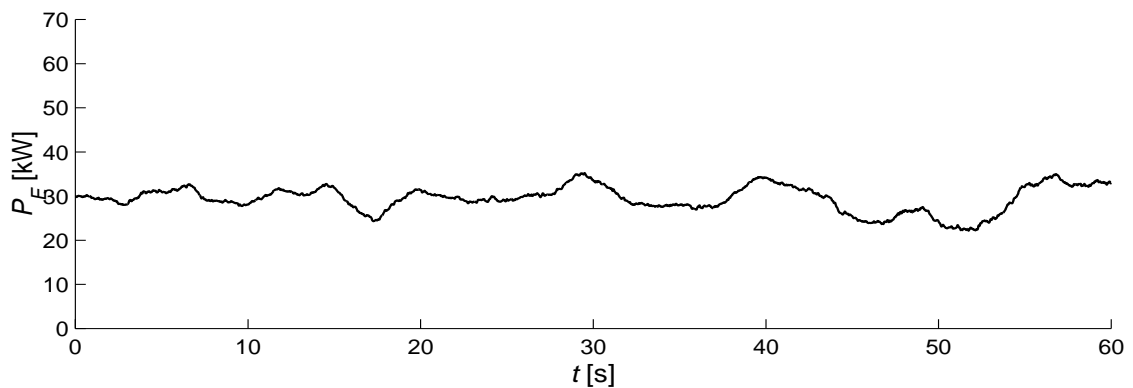
**Figura 7.23:** Operación en pérdida de la turbina. Velocidad del viento.

La Figura 7.24 muestra la evolución de la velocidad de rotación, el par en el eje del SCEE, el par del generador y la acción de control. Pese a las condiciones extremas de operación, los efectos del modo de oscilación sobre el desempeño del sistema no son importantes. Puede observarse la existencia de una oscilación de baja amplitud y alta frecuencia sobre el par  $T_s$ . Sin embargo, esta oscilación aparece en el par del generador y en la potencia eléctrica (Figura 7.25) fuertemente atenuada.





**Figura 7.24:** Operación en pérdida de la turbina. (a) Velocidad de rotación, (b) par del eje, (c) par del generador, (d) acción de control.



**Figura 7.25:** Operación en pérdida de la turbina Regulación de potencia.

## 7.6 Resumen del capítulo

Se planteó como objetivo de control la regulación de la potencia eléctrica generada por debajo de la máxima potencia extraíble por la turbina. Se definió un coeficiente de eficiencia de conversión del sistema. En función de este coeficiente se definieron las regiones de operación normal y de pérdidas. La región normal se

corresponde con una operación a alta velocidad, por lo que está severamente restringida por limitaciones mecánicas de la máquina. Estas limitaciones, en cambio, no restringen la operación en la región de pérdidas.

Se consideró un sistema mecánico rígido de primer orden. Se analizó la dinámica cero del sistema extendido con un estado asociado al controlador. El sistema tiene un comportamiento de fase mínima en la región normal, y de fase no mínima en la región de pérdidas.

Se propuso un control por modo deslizante de la potencia eléctrica generada. La dinámica resultante resulta robusta a incertidumbres en los parámetros del generador eléctrico. Más aún, en la región de operación normal (de fase mínima), la regulación de potencia resulta insensible a la turbulencia. Sin embargo, cuando el límite de velocidad de la máquina es alcanzado, se pierde la capacidad de regulación. Para extender el rango de operación se propuso una modificación de la ley de control para asegurar estabilidad en la región de fase no mínima.

Se realizó un análisis del desempeño del sistema operando en distintos puntos de la región de pérdidas. Se estableció una condición para el cálculo de la referencia de velocidad a fin de maximizar la capacidad de rechazo a las variaciones de viento. Se extendió este análisis a sistemas dinámicos de tercer orden.

El desempeño de las estrategias de control y su capacidad para rechazar la turbulencia fueron ilustrados mediante la presentación de resultados obtenidos por simulación.

# 8

## **Mejoramiento complementario de la calidad de potencia empleando filtros híbridos**

Se introducen los conceptos básicos de compensación de cargas no lineales mediante filtros activos. Se describen someramente las distintas configuraciones de estos filtros. El análisis se centra en torno a los filtros híbridos, que combinan filtros activos con pasivos. Se sugiere el empleo de la teoría de control de estructura variable como una herramienta poderosa para el análisis y diseño de los filtros activos. Se estudia la posibilidad de emplear estos filtros híbridos para la compensación de corrientes no activas introducidas a red por los sistemas de generación de energía eólica. Finalmente, se evalúa el desempeño de los filtros híbridos para distintas condiciones de generación.

### **8.1 Introducción**

Las distintas configuraciones de SCEE de velocidad variable, como la que emplea un GIDS con Kramer Drive estático, permiten optimizar el rendimiento de conversión para cierto rango de velocidades de viento. Además, mediante un adecuado control del generador, se logra atenuar fuertemente las fluctuaciones de par causantes de parpadeo en la red eléctrica y problemas mecánicos (véase §6). Asimismo, es posible limitar, por problemas de calidad de potencia y seguridad de la instalación, la potencia eléctrica generada (véase §7).

Sin embargo, la inclusión de convertidores de potencia para el control de velocidad en los sistemas de generación de velocidad variable trae aparejada nuevas perturbaciones a la red, íntimamente ligadas al tipo de convertidor involucrado.

El Kramer Drive estático del SCEE considerado en esta tesis se caracteriza por su bajo costo. Su principal desventaja es la polución armónica que introduce en la red eléctrica. En efecto, el convertidor con control de fase suministra a la red algunos armónicos de orden impar, mientras que el rectificador a diodos induce corrientes interarmónicas en el estator. Además, consume potencia reactiva, la cual varía con el ángulo de disparo del convertidor, es decir, con la velocidad de operación.

En ciertas condiciones, los convertidores electrónicos pueden provocar múltiples problemas en la red eléctrica:

- ✓ Distorsión de tensión.
- ✓ Sobrecorrientes y sobretensiones debidas a fenómenos de resonancia en la red.
- ✓ Operación errónea de equipos de control sensibles a cruce por cero o valor cresta.
- ✓ Mal funcionamiento de los dispositivos de protección y medición.
- ✓ Interferencia con señales de comunicación.
- ✓ Incremento de pérdidas en las líneas de transmisión y en los transformadores.
- ✓ Variaciones estacionarias o fluctuaciones de tensión.

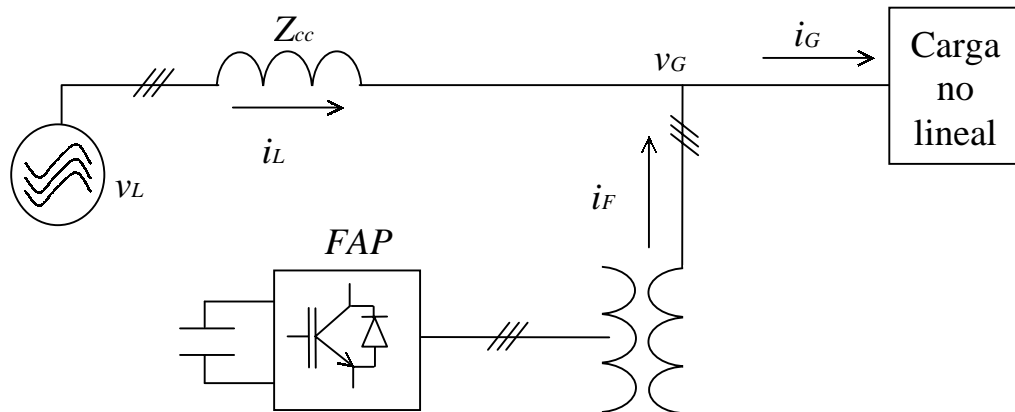
Tradicionalmente, se han empleado filtros pasivos paralelo, compuestos principalmente por inductores y capacitores, para compensar la polución armónica producida por cargas industriales no lineales. En efecto, estos filtros ofrecen un camino de baja impedancia a las corrientes armónicas de carga. Sin embargo, en muchas ocasiones, no proveen una solución apropiada pues su característica de filtrado depende fuertemente de la impedancia de la red, la cual no es conocida con exactitud. Más aún, pueden ocurrir fenómenos de resonancia entre el filtro pasivo y la red (Akagi, 1994).

Con el mismo propósito de los filtros pasivos, pero intentando sobrellevar sus inconvenientes, se han desarrollado los filtros activos de potencia (Gyungyi y Strycula, 1976; Akagi, 1994; Singh *et al.*, 1999). Éstos han sido convencionalmente instalados por consumidores industriales en la vecindad de una o un conjunto de cargas generadoras de armónicas. El propósito de los filtros activos es compensar las corrientes no activas producidas por las cargas no lineales. Están compuestos por un convertidor electrónico de potencia. Mediante una secuencia apropiada de conmutación de los dispositivos electrónicos del convertidor, se impone la forma de onda deseada de corriente o tensión. Además, incluyen un filtro para reducir el rizado a la frecuencia de conmutación.

En este capítulo, se estudia la posibilidad de emplear estos filtros activos para la compensación de corrientes no activas introducidas a red por los SCEE. El objetivo es complementar el mejoramiento de la calidad de la potencia suministrada por los SCEE obtenido mediante las estrategias de control propuestas en §6 y §7.

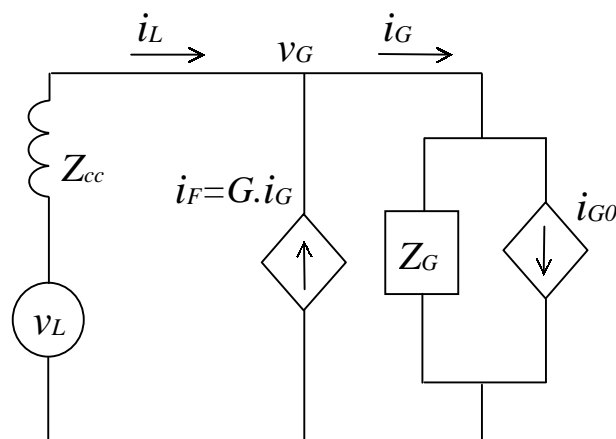
## 8.2 Filtros activos de potencia

Los filtros activos se conectan, habitualmente, en paralelo con la carga (véase la Figura 8.1). Estos filtros activos paralelo (FAP) pueden ser controlados de manera de derivar las corrientes armónicas de la carga, así también como su componente reactiva.



**Figura 8.1:** Compensación mediante filtro activo paralelo.

En la Figura 8.2 se muestra un esquema simplificado de compensación empleando filtros activos paralelo, útil para comprender el principio de compensación de armónicas del filtro activo. La tensión  $v_L$  es la tensión (de vacío) de red,  $i_L$  es la corriente de red y  $Z_{cc}$  es su impedancia de cortocircuito. La tensión  $v_G$  es la tensión de la red en el punto de conexión, e  $i_G$  es la corriente absorbida por la carga, compuesta por un generador de corriente  $i_{G0}$  (con contenido armónico) en paralelo con la impedancia  $Z_G$ . La corriente  $i_F$  es la corriente inyectada por el filtro activo con el objetivo de contrarrestar corrientes no activas de la carga.



**Figura 8.2:** Esquema simplificado de compensación con filtro activo paralelo.

La operación del filtro paralelo consiste en detectar la corriente armónica circulante por la carga, e inyectar en la red otra corriente de la misma amplitud y en contrafase con la anterior. La corriente inyectada por el filtro activo es

$$I_F(s) = G(s) \cdot I_G(s) \approx I_{Gh}(s), \quad (8.1)$$

donde  $G(s)$  es la transferencia equivalente del filtro activo. Idealmente, a las frecuencias armónicas  $G(j\omega_h)=1$ , mientras que a las otras frecuencias  $G(j\omega)=0$ . De la Figura 8.2 y la ecuación (8.1), resulta que

$$I_L = \frac{Z_G \cdot I_{G0} + V_L}{Z_{cc} + \frac{Z_G}{1-G}}, \quad (8.2)$$

$$I_G = \frac{1}{(1-G)} \cdot I_L.$$

Este esquema es apropiado para la compensación de armónicas inyectadas por cargas no lineales de carácter inductivo. En ese caso, puede satisfacerse la condición

$$\frac{Z_G}{1-G(j\omega_h)} \gg Z_{cc}, \quad (8.3)$$

por lo que (8.2), para las frecuencias armónicas, se reduce a

$$I_{Lh} = (1 - G(j\omega_h)) \cdot \left( I_{G0h} + \frac{V_{Lh}}{Z_G} \right) \approx 0, \quad (8.4)$$

$$I_{Gh} = I_{G0h} + \frac{V_{Lh}}{Z_G}.$$

Luego, la característica de filtrado del sistema de compensación es

$$\frac{I_{Lh}}{I_{G0h}}(j\omega_h) = (1 - G(j\omega_h)). \quad (8.5)$$

Si, en cambio, la carga no lineal es de carácter capacitivo, o bien si la misma es reactiva pero tiene conectado en paralelo un banco de capacitores para compensar el factor de potencia o un filtro pasivo para derivar corrientes armónicas, la impedancia de carga total  $Z_G$  disminuye a partir de una determinada frecuencia. Luego, la condición (8.3) no resulta válida para todos los armónicos, por lo que la característica de compensación del filtro difiere de (8.4) y se torna dependiente de la carga y de la impedancia de la red. Para la compensación de cargas capacitivas se han propuesto los filtros activos serie (Peng *et al.*, 1992).

Gran cantidad de trabajos pueden encontrarse en la literatura, que proponen distintas estrategias de control de filtros activos paralelo. Algunos de estos trabajos proponen emplear las herramientas del control por modo deslizante (Tacconi *et al.*, 1991; Torrey y Al-Zamel, 1995).

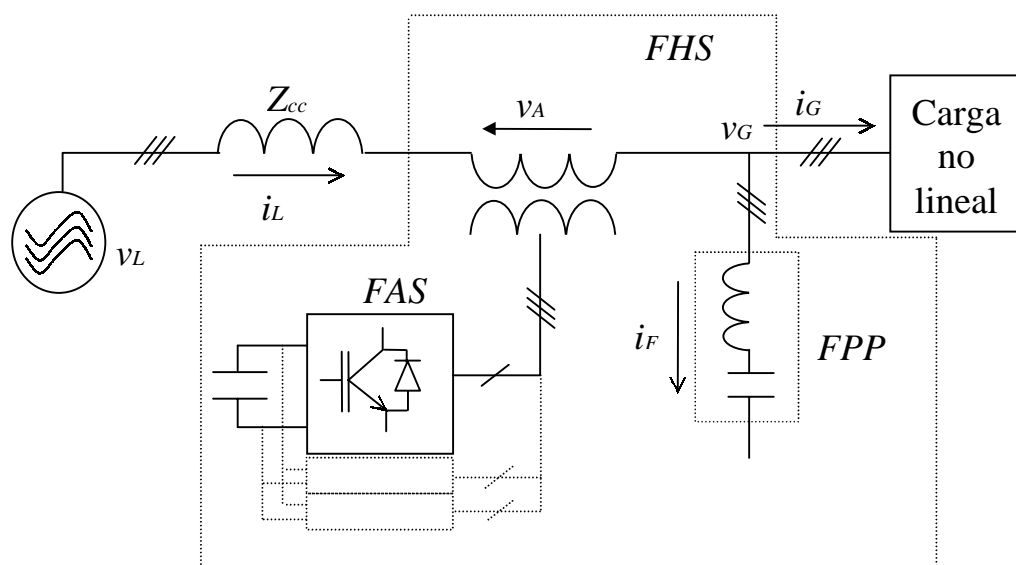
## 8.3 Filtros híbridos serie

La aplicación de los filtros activos paralelo está limitada por cuestiones prácticas. En efecto, la potencia nominal del convertidor suele ser elevada (en comparación con la carga) debido a que tiene que manejar toda la corriente a ser compensada y, al mismo tiempo, soportar la tensión de red. Consecuentemente, el costo de instalación de estos filtros es alto y mucho mayor que el de los filtros pasivos, mientras que su eficiencia es menor. Más aún, la construcción de convertidores PWM de gran potencia con rápida respuesta de corriente y bajas pérdidas presenta serias dificultades (Akagi, 1994; Van Zyl *et al.*, 1996).

Es por ello que se han desarrollado varias estructuras modificadas que combinan filtros pasivos con activos. Todas ellas coinciden en la reducción de las armónicas mediante una red pasiva, mientras que el filtro activo, de mucho menor potencia y costo, se inserta con el único objeto de mejorar la característica de filtrado.

En la Figura 8.3 se presenta el filtro híbrido serie (FHS) propuesto por Peng *et al.* (1990) para la compensación de cargas inductivas no lineales. Esta estructura combina un filtro pasivo paralelo (FPP) y un filtro activo serie (FAS).

La función del FAS no es inyectar armónicos sino reforzar la característica de filtrado del FPP y proveer amortiguamiento a las frecuencias de resonancia. En consecuencia, la corriente a través del FAS es la corriente suministrada a red (casi sinusoidal), mientras que la caída de tensión entre sus terminales es varias veces menor a la tensión de red. Luego, la potencia nominal requerida del FAS es considerablemente menor a la de un filtro activo paralelo (Peng *et al.*, 1990).



**Figura 8.3:** Compensación mediante filtros híbridos serie.

### 8.3.1 Conceptos básicos

#### A Composición del FAS

La Figura 8.4 muestra el circuito del FAS para una fase de la red propuesto por Peng *et al.* (1990). Está compuesto por un convertidor PWM de tensión y un filtro del rizado de segundo orden. Sin pérdida de generalidad, se puede suponer que la relación de espiras del transformador del FHS (Figura 8.3) es unitaria. La señal de referencia empleada para decidir la secuencia de disparo de los dispositivos de conmutación del convertidor es:

$$v_{in} = k \cdot i_{Lh}. \quad (8.6)$$

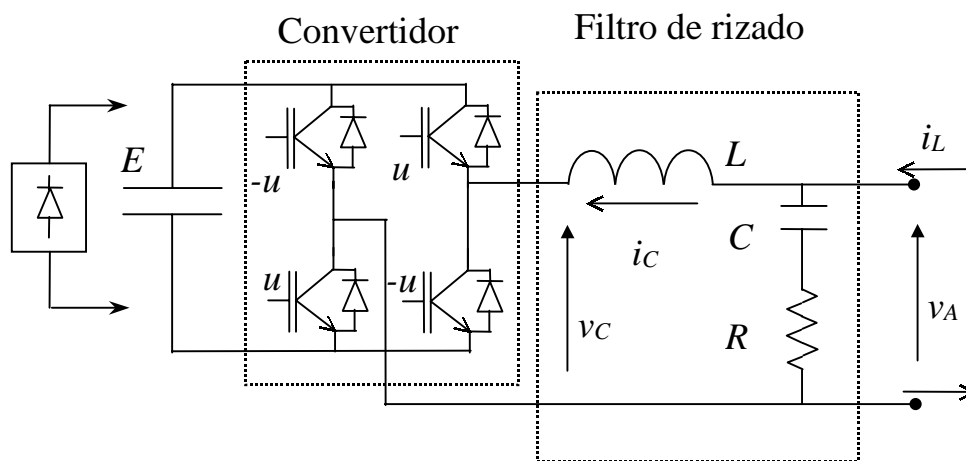


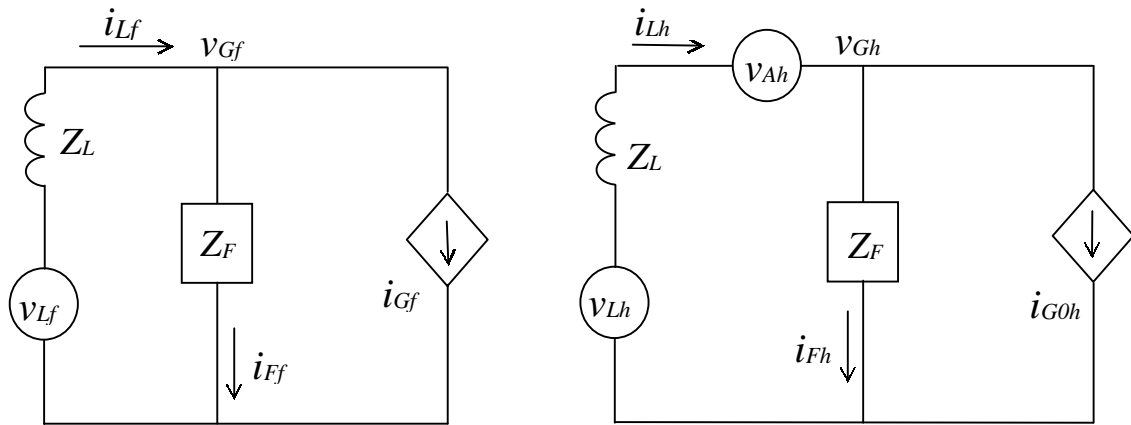
Figura 8.4: Circuito del FAS.

#### B Principio de compensación

El comportamiento ideal del FAS implica que su tensión es proporcional a la corriente armónica de red:  $v_A = k \cdot i_{Lh}$ . Luego, puede realizarse el siguiente análisis del comportamiento del FHS.

La Figura 8.5 es útil para comprender el principio de funcionamiento del FHS. La Figura 8.5.a representa el circuito equivalente válido a la frecuencia fundamental, mientras que el circuito de la Figura 8.5.b es válido a las frecuencias armónicas, tanto a la frecuencia de red como a sus armónicas. La carga está representada por la componente (a la frecuencia fundamental)  $i_{Gf}$  en el circuito Figura 8.5.a; y por el generador de corriente  $I_{GOh}$  (con contenido armónico) en el circuito de la Figura 8.5.b. En este último caso, se ha considerado que, para las frecuencias armónicas, la impedancia  $Z_G$  es despreciable frente a  $Z_F$ , dado que el filtro pasivo se diseña para absorber las corrientes de estas frecuencias y la carga tiene carácter inductivo (es decir,  $Z_G$  crece con la frecuencia).





**Figura 8.5:** Esquema simplificado de compensación con FHS, para la frecuencia de red y para sus armónicos.

### *Operación a la frecuencia de red*

A la frecuencia de red (véase la Figura 8.5.a), el FAS representa un cortocircuito ( $v_{Af} = 0$ ). En lo que respecta al FPP, su impedancia  $Z_F$  es usualmente elegida de manera de derivar la corriente reactiva de carga.

### *Operación a las frecuencias armónicas*

El FAS se comporta como una resistencia  $k$  a las corrientes armónicas de red ( $v_{Ah} = k \cdot i_{Lh}$ ) (véase la Figura 8.5.b). La característica de filtrado del FHS resulta

$$I_{Lh} = \frac{Z_F \cdot I_{G0h}}{Z_{cc} + Z_F + k} + \frac{V_{Lh}}{Z_{cc} + Z_F + k}. \quad (8.7)$$

A partir de (8.7) puede interpretarse la ganancia  $k$  como una resistencia de amortiguamiento que reduce las sobrecorrientes y sobretensiones debidas a las resonancias paralelo y serie del filtro pasivo con la impedancia de la red.

La Figura 8.7, junto con la Figura 8.6, pone en evidencia la mejora en la característica de filtrado de un filtro pasivo obtenida con el agregado del filtro activo serie. La Figura 8.6 muestra las características de filtrado de un FPP compuesto por dos filtros sintonizados a la 5<sup>ta</sup> y 7<sup>ma</sup> armónicas y un filtro pasa-altos, para distintos valores de impedancia de cortocircuito (inductiva). La Figura 8.6.a muestra la amplitud de la función de transferencia entre la corriente del generador y la corriente de red, mientras que la Figura 8.6.b representa la amplitud de la función de transferencia entre la tensión y la corriente de red afectada por la impedancia base  $Z_b$  (definida a partir de los valores nominales de tensión y corriente de carga). Puede observarse la existencia de picos a las frecuencias de resonancia del FPP con la red, como así también la dependencia de la característica de filtrado con la impedancia de cortocircuito  $Z_{cc}$ . La Figura 8.7 en tanto, pone en evidencia cómo la característica de filtrado es mejorada, con respecto a la de un FPP, cuando se emplea un FHS (las curvas mostradas corresponden a un valor de  $Z_{cc}=10\%$ ). En efecto, la atenuación a las frecuencias armónicas aumenta, mientras que se eliminan los picos de resonancia.

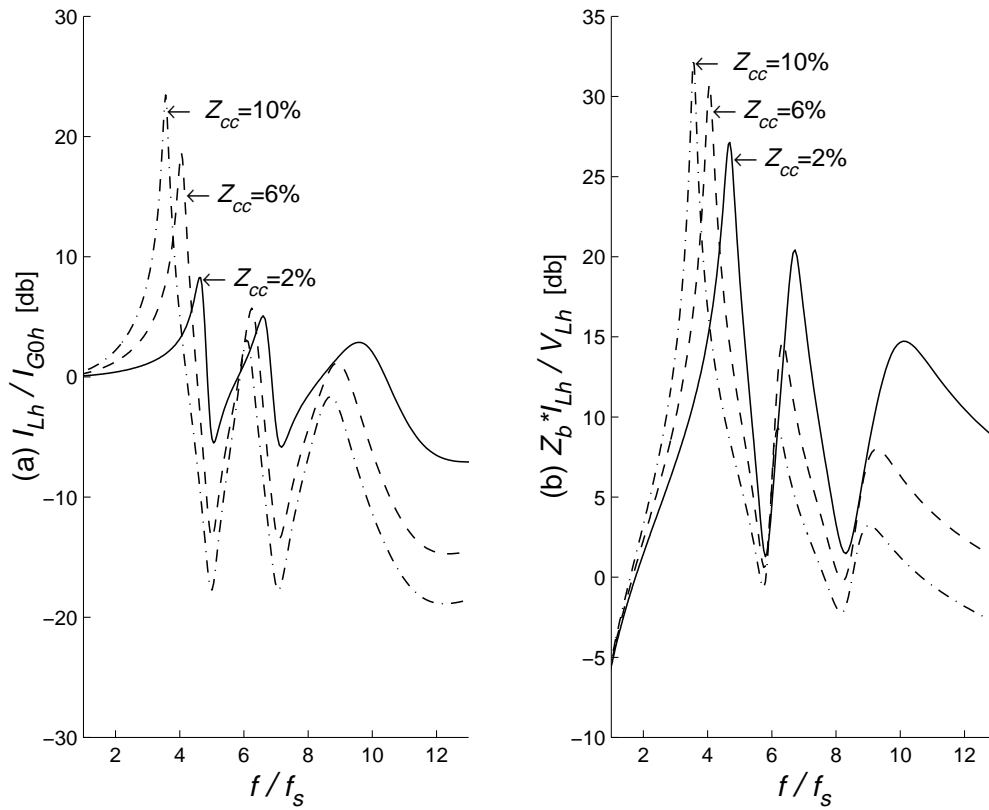


Figura 8.6: Características de filtrado del filtro pasivo paralelo.

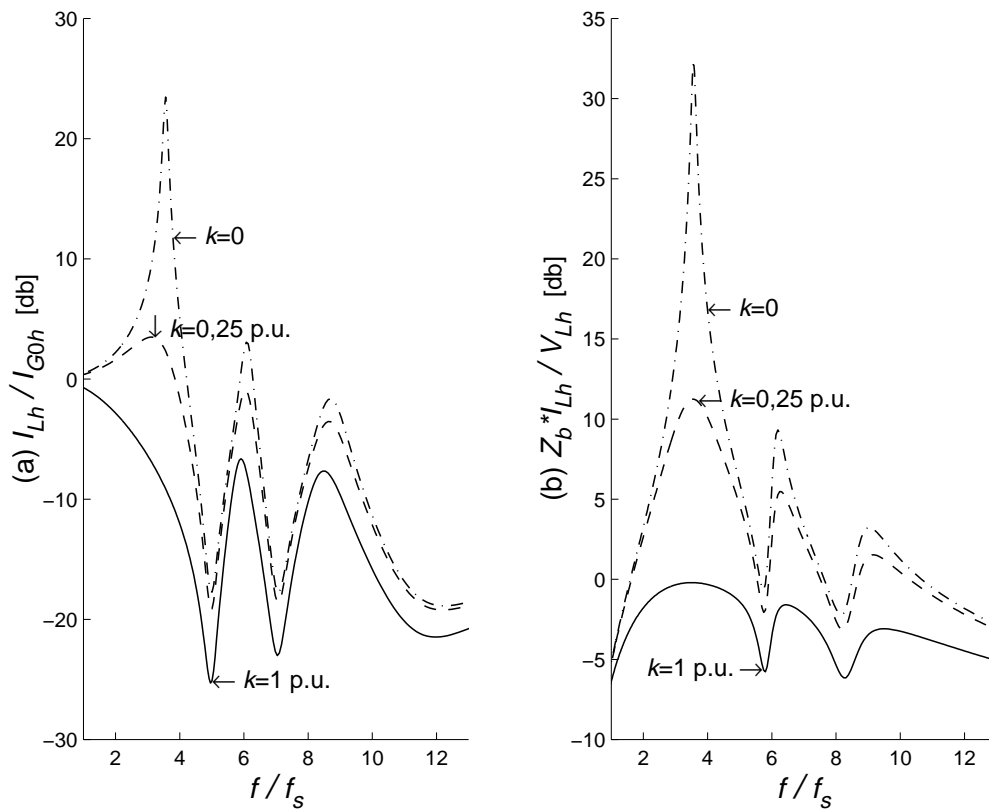


Figura 8.7: Características de filtrado del FHS.

## C Limitaciones del FHS

### *Detección de la corriente armónica*

El control del FAS requiere la medición de las componentes armónicas de la corriente de red. Un filtro de alto orden es necesario para eliminar la componente fundamental de la mencionada corriente:  $V_A(s) = k \cdot G(s) \cdot I_L(s)$ . Luego, el filtro activo ya no puede interpretarse como una resistencia pura a los armónicos. La ecuación (8.1) se transforma en

$$I_{Lh} = \frac{Z_F \cdot I_{G0h}}{Z_{cc} + Z_F + k \cdot G(j\omega_h)} + \frac{V_{Lh}}{Z_{cc} + Z_F + k \cdot G(j\omega_h)}. \quad (8.8)$$

Luego, el desempeño del FHS se ve seriamente afectado por la fase aportada por el filtro que extrae la componente fundamental de la corriente. Más aún, el sistema compensado puede tornarse inestable. Este problema puede ser solucionado empleando la teoría de la potencia reactiva instantánea (Akagi *et al.*, 1984), o el método del marco de referencia sincrónico (Bhattachayra *et al.*, 1991). En ambos casos, la frecuencia de red es desplazada a cero mediante transformaciones no lineales. Luego, tan sólo un filtro de primer orden es suficiente para remover la componente fundamental.

### *Efecto del filtro de rizado sobre el desempeño del FHS*

El comportamiento del FAS con control por modulación de ancho de impulso (PWM) del FAS y señal de referencia  $v_{in} = k \cdot i_{Lh}$  propuesto por Peng *et al.* (1990), difiere del ideal.

En efecto, como consecuencia de este control PWM, la tensión  $v_C$  del convertidor es  $v_C = k \cdot i_{Lh} + v_r$  donde  $v_r$  es el rizado sobre la tensión  $v_C$  debido a la conmutación de las llaves. Es evidente que la tensión del filtro activo  $v_A$  difiere de  $v_C$  debido al retraso de fase introducido por el filtro del rizado a las armónicas y a la impedancia que presenta el FAS a la corriente de red. Por consiguiente, el FAS no se comporta como una resistencia pura a los armónicos. Además, la impedancia que presenta a la frecuencia de red no es nula.

Estas deficiencias del FAS provocadas por el filtro de rizado pueden afectar severamente el desempeño del FHS, particularmente cuando la frecuencia de conmutación no es suficientemente alta comparada con los armónicos presentes en la corriente de carga (De Battista y Mantz, 1996; De Battista y Mantz, a). En el Apéndice A, se realiza un análisis detallado del deterioro del desempeño del FAS causado por el filtro de rizado.

### 8.3.2 Control por modo deslizante

En esta sección, se desarrolla una estrategia de control por modo deslizante del FHS propuesta en De Battista y Mantz (a). Se plantea una superficie de deslizamiento que evita los comportamientos indeseados mencionados en la sección anterior. Más aún, la ley de control proporciona robustez a errores en el modelo del FAS y a perturbaciones externas como variaciones en la tensión del lado de continua del convertidor.

#### A Modelo dinámico del FAS

A partir del circuito del FAS de la Figura 8.4, puede plantearse el siguiente modelo de estados:

$$\begin{cases} \dot{i}_C = \frac{1}{L} \cdot (v_A - v_C) \\ \dot{v}_A = \frac{1}{C} \cdot (i_L - i_C) - \frac{R}{L} \cdot (v_A - v_C) + R \cdot \dot{i}_L, \\ v_C = u \cdot E, \end{cases} \quad (8.9)$$

donde  $E$  y  $v_C$  son las tensiones del lado de continua y alterna del convertidor, respectivamente,  $u$  es la acción de control que conmuta entre +1 y -1 según el estado de conducción de las llaves, e  $i_C$  es la corriente del lado de alterna del convertidor.

Mediante el siguiente cambio de variables:

$$\begin{cases} \mathfrak{t} = i_C - i^* \\ \mathfrak{v} = v_A - v_A^* \\ \mathfrak{\mu} = u - u^*, \end{cases} \quad (8.10)$$

donde

$$\begin{aligned} i^* &= i_L - C \cdot \dot{v}_A^* - R \cdot C \cdot (i^* - \dot{i}_L), \\ v_A^* &= k \cdot i_{Lh}, \\ u^* &= \frac{1}{E} \cdot (v_A^* - L \cdot \dot{i}^*), \end{aligned} \quad (8.11)$$

las ecuaciones de estado (8.9) pueden ser escritas como

$$\dot{x} = A \cdot x + b \cdot \mu, \quad (8.12)$$

con  $x = [i \quad v]^T$  y

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 1/\lambda \cdot k \\ -\lambda \cdot k \cdot \omega_n^2 & -\tau \cdot \omega_n^2 \end{bmatrix}, \quad (8.13)$$

$$b = \begin{bmatrix} -E/\lambda \cdot k \\ E \cdot \tau \cdot \omega_n^2 \end{bmatrix},$$

con

$$\lambda = \frac{L}{k}, \quad (8.14)$$

$$\tau = R \cdot C,$$

$$\omega_n = \frac{1}{\sqrt{L \cdot C}}.$$

## B Dinámica de deslizamiento

El objetivo de control es que el FAS se comporte como una resistencia  $k$  a la corriente armónica de fuente. Por ello, se elige como salida del sistema dinámico a la tensión de error  $v = v_A - k \cdot i_{Lh}$ . La dinámica de los ceros se obtiene de (8.12) y (8.13) manteniendo nula la salida  $v = 0$ , y resulta

$$i = -\frac{1}{\tau} \cdot i. \quad (8.15)$$

Esta corriente se extingue con una constante de tiempo  $\tau$ .

Dado que el sistema dinámico (8.12)-(8.13) con salida  $v$  tiene grado relativo 1 y la dinámica cero del sistema es estable, se cumplen las condiciones para poder establecer un régimen deslizante sobre la superficie definida por (Gopalswamy y Hendrick, 1993):

$$h(x) = v = 0. \quad (8.16)$$

La ley de control que permite establecer un régimen deslizante sobre la superficie (8.16) es

$$u = \begin{cases} +1 & \text{si } h(x) < 0 \\ -1 & \text{si } h(x) \geq 0. \end{cases} \quad (8.17)$$

La acción de control equivalente se obtiene de manera inmediata a partir de (8.12), (8.13) y (8.16):

$$\mu_{eq} = \frac{k}{E} \cdot \frac{\lambda}{\tau} \cdot i \quad (8.18)$$

y se extingue con la misma constante de tiempo  $\tau$ .

## C Condición de existencia

La condición necesaria y suficiente para la existencia del modo deslizante (véase §5.4.3) está dada por

$$-1 < \mu_{eq} + u^* < +1. \quad (8.19)$$

De (8.10) y (8.11), se deduce que

$$i^* = i_L + \tau \cdot (\dot{i}_L - \dot{i}^*) - \frac{1}{\lambda \cdot \omega_n^2} \cdot \dot{i}_{Lh}, \quad (8.20)$$

$$u^* = \frac{k}{E} \cdot \left( i_{Lh} + \frac{1}{\omega_n^2 \cdot \tau} \cdot \dot{i}_{Lh} + \frac{\lambda}{\tau} (i^* - i_L) - \lambda \cdot \dot{i}_L \right).$$

La segunda ecuación de (8.20) permite determinar la mínima tensión continua  $E$  necesaria para mantener el régimen deslizante, mientras que el valor pico de  $i^*$  es la máxima corriente repetitiva que soportan las llaves. Luego, (8.20) es muy útil para diseñar los dispositivos del filtro activo y minimizar la potencia nominal del convertidor.

## D Propiedad de invariancia ante perturbaciones

Siempre que se satisfaga la condición de existencia (8.19), el estado del sistema evolucionará sobre la superficie  $h = v_A - k \cdot i_{Lh} = 0$ , esto es, la tensión del FAS será igual a su referencia, independientemente de transitorios, incertidumbres en el modelo del FAS y perturbaciones externas (Sira-Ramírez, 1989). Luego, la estrategia de control propuesta es robusta a perturbaciones acotadas en la tensión continua del convertidor, a incertidumbres en los parámetros del filtro de rizado, y a efectos no modelados como caídas de tensión en los dispositivos de conmutación.

Sea el sistema dinámico perturbado

$$\dot{x} = A \cdot x + b \cdot \mu + d. \quad (8.21)$$

La perturbación  $d$  puede ser descompuesta como

$$d = b \cdot \xi + v, \quad (8.22)$$

con  $v$  tangente a la superficie de deslizamiento  $h=0$ , y  $\xi$  función escalar (Sira-Ramírez, 1988). Luego, el régimen deslizante se mantiene, es decir, la tensión del FAS coincide con su valor de referencia siempre y cuando  $\xi$  esté acotado por

$$\hat{\mu}_{eq} + u^* - 1 < \xi < \hat{\mu}_{eq} + u^* + 1, \quad (8.23)$$

siendo  $\hat{\mu}_{eq}$  el control equivalente del sistema sin perturbar. Por otro lado, la existencia del modo deslizante y, en consecuencia, la tensión del FAS son insensibles a la perturbación tangente  $v$ .

Como un caso particular, considérese la fluctuación de la tensión continua del convertidor en torno a su valor medio:

$$E(t) = \bar{E} + \Delta E(t). \quad (8.24)$$

Para que el régimen deslizante se mantenga, la fluctuación  $\Delta E(t)$  debe quedar acotada entre

$$\hat{\mu}_{eq} + u^* - 1 < \frac{\Delta E(t)}{\bar{E}} < \hat{\mu}_{eq} + u^* + 1. \quad (8.25)$$

Luego, existe un compromiso entre capacidad del dispositivo de almacenamiento de energía (el rizado sobre la tensión continua decrece a medida que la capacidad de almacenamiento aumenta) y potencia nominal del convertidor (crece con la tensión continua del convertidor).

## E Modo deslizante real de frecuencia constante

La implementación del controlador por modo deslizante es sencilla. La función de conmutación  $h(x)$  es obtenida por realimentación de la tensión del FAS  $v_A$ . Por otra parte, la corriente armónica de red  $i_{Lh}$  se calcula como en §8.3.1 empleando la teoría de la potencia reactiva instantánea (Akagi *et al.*, 1984), o el método del marco de referencia sincrónico (Bhattachayra *et al.*, 1991). El modo deslizante con frecuencia constante se implementa mediante el empleo de una señal triangular auxiliar  $s_A$  de frecuencia  $f_r$  y amplitud  $s_{max}$ . La lógica de conmutación no es gobernada directamente por la función  $h(x)$ , sino por la función de conmutación modificada  $h_m(x) = h(x) - s_A$ :

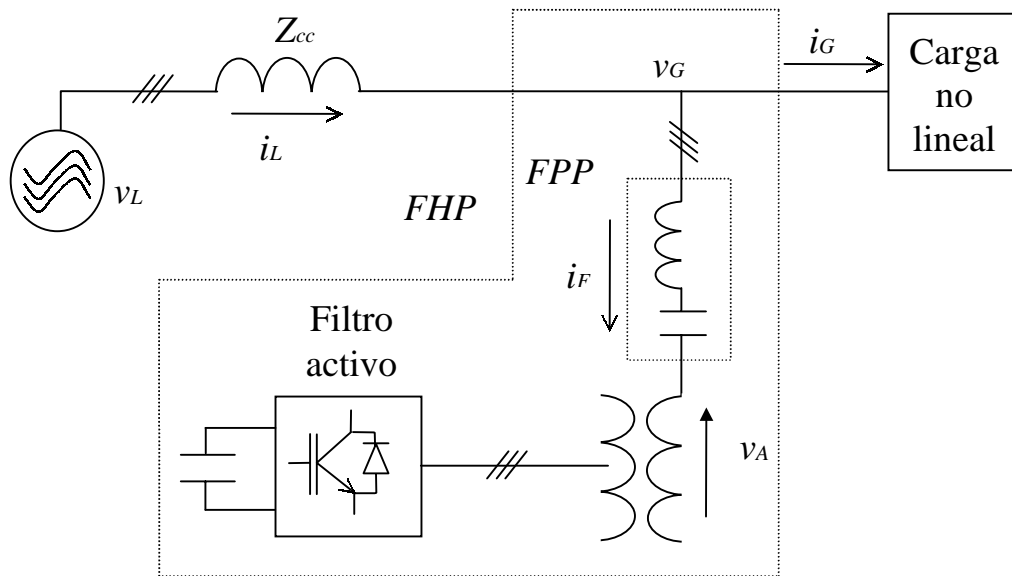
$$u = \begin{cases} +1 & \text{si } h_m(\mathbf{x}) = h(\mathbf{x}) - s_A < 0 \\ -1 & \text{si } h_m(\mathbf{x}) = h(\mathbf{x}) - s_A \geq 0. \end{cases} \quad (8.26)$$

Como resultado de la frecuencia finita de conmutación, aparece una componente media  $\bar{h}$  en la función de conmutación (véase §5.10). Esto significa que el estado del sistema no se desliza sobre la superficie  $h=0$ , sino sobre la superficie  $h = \bar{h}$ . Este desplazamiento depende de la frecuencia de conmutación y de la elección de los

parámetros  $\tau$ ,  $\lambda$  y  $\omega_n$  del FAS, por lo que debe ser tenido en cuenta en el diseño de los mismos. En De Battista y Mantz (a) se estudia el efecto de la frecuencia finita de conmutación sobre el desempeño del FHS y se compara con el desempeño del FHS controlado por PWM (véase Apéndice A).

## 8.4 Filtros híbrido paralelo

Otra configuración de filtros híbridos, el filtro híbrido paralelo (FHP), fue propuesta por Fujita y Akagi (1991), y consiste en la conexión de un filtro activo en serie con un filtro pasivo (Figura 8.8).



**Figura 8.8:** Compensación mediante filtros híbridos paralelo.

Al igual que en la configuración FHS, la función del filtro activo es mejorar la característica de filtrado del FPP. La corriente a través del filtro activo es la corriente no activa que es compensada, mientras que la caída de tensión entre sus terminales es considerablemente menor a la tensión de red. Luego, la potencia nominal requerida del FAS es menor a la de un filtro activo paralelo (Fujita y Akagi, 1991). Van Zyl *et al.* (1996) sugirieron emplear este FHP para compensar potencia reactiva.



## 8.4.1 Conceptos básicos

### A Compensación de armónicas

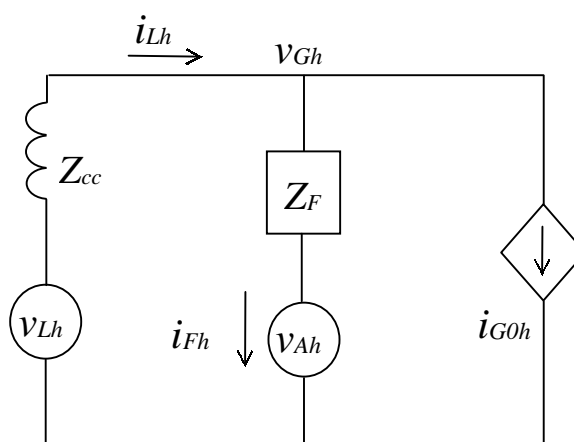
A las frecuencias armónicas, el filtro activo impone, idealmente, una tensión proporcional a la corriente de red (Fujita y Akagi, 1991):

$$v_{Ah} = k \cdot i_{Lh}. \quad (8.27)$$

La Figura 8.9 muestra un esquema simplificado del sistema de compensación FHP a las frecuencias armónicas. Se demuestra fácilmente que la característica de filtrado del FHP resulta igual a la obtenida para el FHS:

$$I_{Lh} = \frac{Z_F \cdot I_{G0h}}{Z_{cc} + Z_F + k} + \frac{V_{Lh}}{Z_{cc} + Z_F + k}. \quad (8.28)$$

Nuevamente, la ganancia  $k$  puede ser interpretada como una resistencia de amortiguamiento que reduce las sobrecorrientes y sobretensiones debidas a las resonancias paralelo y serie del filtro pasivo con la impedancia de la red. La característica de filtrado del FHP, bajo condiciones ideales, es idéntica a la del FHS.



**Figura 8.9:** Esquema simplificado de compensación con FHP a las frecuencias armónicas.

### B Compensación de potencia reactiva

La Figura 8.10 muestra un esquema simplificado del sistema de compensación FHP a la frecuencia de red. La componente fundamental de la corriente de carga, descompuesta en las corrientes activa y reactiva es

$$\vec{i}_{Gf} = I_P + jI_Q. \quad (8.29)$$

La corriente del FPP es, en tanto,

$$\vec{i}_{Ff} \cong jZ_F^{-1} \cdot (\vec{v}_{Gf} - \vec{v}_{Af}). \quad (8.30)$$

Luego,

$$\vec{i}_{Lf} = I_P + jI_Q + jZ_F^{-1} \cdot (\vec{v}_{Gf} - \vec{v}_{Af}). \quad (8.31)$$

Si la tensión que impone el filtro activo a la frecuencia de red es nula, resulta

$$\vec{i}_{Lf} = I_P + jI_Q + jZ_F^{-1} \cdot \vec{v}_{Gf}. \quad (8.32)$$

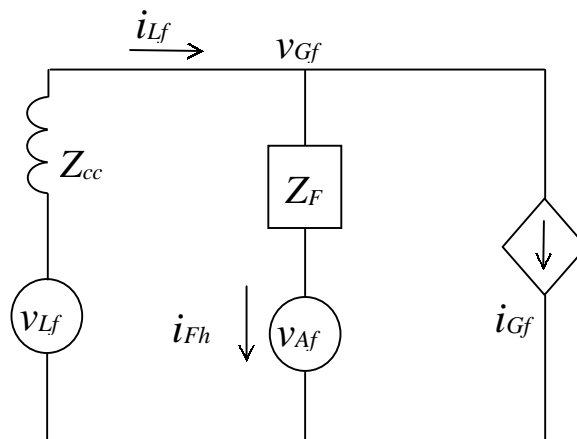
El filtro pasivo ( $Z_F$ ) se diseña de manera de compensar toda la potencia reactiva para una dada condición de carga.

Sin embargo, las variaciones de la corriente de carga se transmiten a la red:

$$\Delta \vec{i}_{Lf} = \Delta I_P + j\Delta I_Q. \quad (8.33)$$

A los efectos de eliminar las fluctuaciones de potencia reactiva, que provoca variaciones de tensión y parpadeo en redes eléctricas débiles, el filtro activo debe imponer una tensión a la frecuencia de red en contrafase con la tensión de carga y de amplitud

$$V_{Af} = Z_F \cdot \Delta I_Q. \quad (8.34)$$

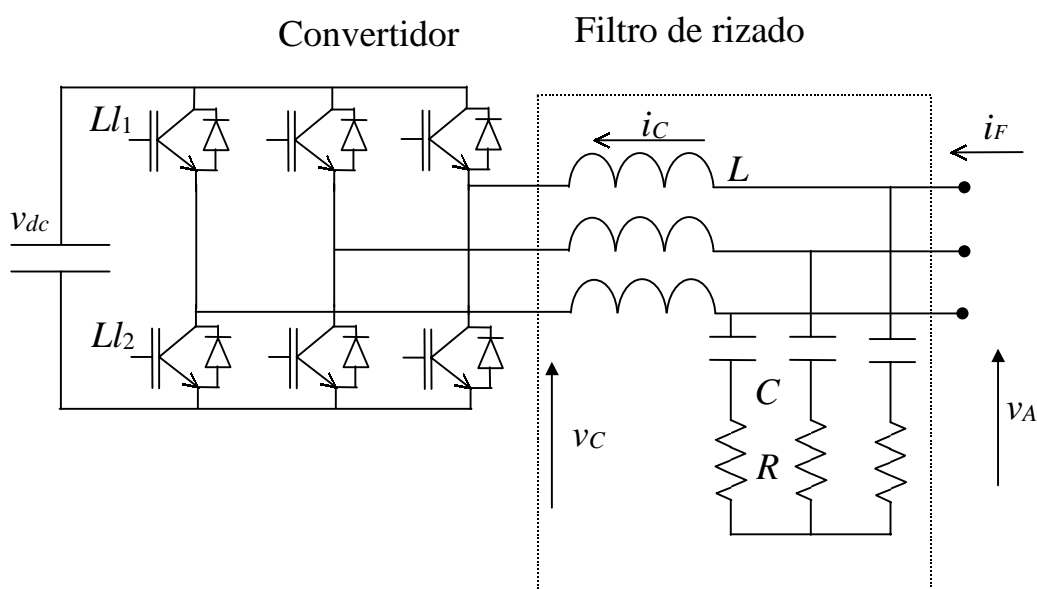


**Figura 8.10:** Esquema simplificado de compensación con FHP a la frecuencia de red.

## 8.4.2 Control por modo deslizante

La Figura 8.11 muestra la configuración del filtro activo. Está compuesto por un convertidor trifásico de tensión y un filtro de rizado. Si se implementa un control PWM de las llaves del convertidor con una referencia  $v_{in} = k \cdot i_{Lh}$ , el retraso de fase introducido por el filtro de rizado puede deteriorar, de manera similar que en la configuración FHS, el desempeño del filtro activo.

En esta sección se propone una estrategia de control del filtro activo basada sobre la teoría de los sistemas de estructura variable operando en régimen deslizante. Esta estrategia de control permite imponer en bornes del filtro activo una tensión que resulta completamente robusta a incertidumbres en la tensión de continua del inversor como así también a todos los parámetros del filtro activo.



**Figura 8.11:** Circuito del filtro activo.

### A Modelo de estados

La estructura del filtro activo queda definida por el vector de control  $u_{(abc)}$ :

$$u_{(abc)} = [u_a \quad u_b \quad u_c]^T, \quad u_i = \begin{cases} +1 & \text{si } Ll_{i1} \text{ cerrada} \\ -1 & \text{si } Ll_{i2} \text{ cerrada.} \end{cases} \quad (8.35)$$

El comportamiento dinámico del filtro activo puede describirse mediante el siguiente modelo de estados:

$$\begin{cases} \dot{i}_{C(\alpha\beta)} = \frac{1}{L} \cdot v_{A(\alpha\beta)} - \frac{1}{L} \cdot \frac{v_{dc}}{2} \cdot u_{(\alpha\beta)} \\ \dot{v}_{A(\alpha\beta)} = -\frac{1}{C} \cdot i_{C(\alpha\beta)} - \frac{R}{L} \cdot v_{A(\alpha\beta)} + \frac{1}{C} \cdot i_{F(\alpha\beta)} + R \cdot \dot{i}_{F(\alpha\beta)} + \frac{R}{L} \cdot \frac{v_{dc}}{2} \cdot u_{(\alpha\beta)} \\ \dot{v}_{dc} = \frac{1}{2 \cdot C_{dc}} \cdot \dot{i}_{(\alpha\beta)}^T \cdot u_{(\alpha\beta)}, \end{cases} \quad (8.36)$$

donde los vectores de tensión  $v_{(\alpha\beta)}$ , de corrientes  $i_{(\alpha\beta)}$  y de control  $u_{(\alpha\beta)}$  corresponden al sistema de referencia ortogonal  $\alpha\beta$  (Bose, 1986). En este modelo, no se ha considerado una corriente de carga adicional del capacitor de almacenamiento  $C_{dc}$ .

Mediante el siguiente cambio de variables:

$$\begin{cases} \mathbf{v}_{(\alpha\beta)} = i_{C(\alpha\beta)} - i_{(\alpha\beta)}^* \\ \mathbf{v}_{(\alpha\beta)} = v_{A(\alpha\beta)} - v_{A(\alpha\beta)}^* \\ \boldsymbol{\mu}_{(\alpha\beta)} = u_{(\alpha\beta)} - u_{(\alpha\beta)}^*, \end{cases} \quad (8.37)$$

donde  $v_{A(\alpha\beta)}^*$  es la tensión de referencia del filtro activo en el sistema de referencia  $\alpha\beta$ , e

$$\begin{aligned} \dot{i}_{(\alpha\beta)}^* &= i_{F(\alpha\beta)} - C \cdot \dot{v}_{A(\alpha\beta)}^* - R \cdot C \cdot (i_{(\alpha\beta)}^* - i_{F(\alpha\beta)}), \\ u_{(\alpha\beta)}^* &= \frac{2}{v_{dc}} \cdot (v_{A(\alpha\beta)}^* - L \cdot \dot{i}_{(\alpha\beta)}^*). \end{aligned} \quad (8.38)$$

las ecuaciones de estado (8.36) pueden ser escritas como

$$\dot{x} = \begin{bmatrix} f_{i(\alpha\beta)}(x) \\ f_{v(\alpha\beta)}(x) \end{bmatrix} + b(v_{dc}) \cdot \begin{bmatrix} -1/R & 0 \\ 0 & -1/R \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \boldsymbol{\mu}_{(\alpha\beta)}, \quad (8.39)$$

$$\dot{v}_{dc} = \frac{1}{2 \cdot C_{dc}} \cdot (i_{(\alpha\beta)}^* + \mathbf{v}_{(\alpha\beta)})^T \cdot (u_{(\alpha\beta)}^* + \boldsymbol{\mu}_{(\alpha\beta)}),$$

$$\text{con } x = \begin{bmatrix} \mathbf{v}_{(\alpha\beta)} \\ \mathbf{v}_{(\alpha\beta)} \end{bmatrix},$$

$$b(v_{dc}) = \frac{v_{dc}}{2} \cdot \frac{R}{L}, \quad (8.40)$$

y

$$\begin{aligned} f_{i(\alpha\beta)}(x) &= \frac{1}{L} \cdot \mathbf{v}_{(\alpha\beta)}, \\ f_{v(\alpha\beta)}(x) &= -\frac{1}{C} \cdot \mathbf{v}_{(\alpha\beta)} - \frac{R}{L} \cdot \mathbf{v}_{(\alpha\beta)}. \end{aligned} \quad (8.41)$$

## B Dinámica de deslizamiento

La superficie de conmutación que permite imponer en bornes del filtro activo la tensión deseada es (De Battista *et al.*, 1997)

$$h_{(\alpha\beta)}(x) = \mathbf{v}_{(\alpha\beta)} = v_{A(\alpha\beta)} - v_{A(\alpha\beta)}^* = 0, \quad (8.42)$$

donde, de acuerdo con (8.27) y (8.34),

$$v_{A(\alpha\beta)}^* = k \cdot i_{Lh(\alpha\beta)} + \frac{q^*}{Q_F} \cdot v_{Gf(\alpha\beta)}. \quad (8.43)$$

$Q_F = \frac{\|V_{Gf}\|^2}{Z_F}$  es la potencia reactiva que suministra el FPP, mientras que  $q^*$  es la potencia imaginaria instantánea en el rango de frecuencias subarmónicas que se desea compensar (Akagi *et al.*, 1984).

En el régimen deslizante, se satisface la condición de invariancia  $\dot{v} = 0$ ,  $\dot{v} = 0$ . Luego, el comportamiento dinámico de la corriente  $\mathbf{i}$  descrito por la ecuación (8.39) se reduce a

$$\dot{\mathbf{i}}_{(\alpha\beta)} = -\frac{1}{\tau} \cdot \mathbf{i}_{(\alpha\beta)}, \quad (8.44)$$

con  $\tau = R \cdot C$ , mientras que  $\mu_{eq(\alpha\beta)} = \frac{2}{v_{dc}} \cdot \frac{L}{\tau} \cdot \mathbf{i}_{(\alpha\beta)}$ .

## C Ley de conmutación

El inversor tiene tres señales de control independientes ( $u_a$ ,  $u_b$  y  $u_c$ ), por lo tanto existe un grado de libertad que puede utilizarse para satisfacer algún criterio adicional. Puede imponerse que  $u_{(abc)}$  constituya un sistema balanceado (Utkin, 1993), lo cual implica que se debe satisfacer la igualdad:

$$h_{aux} = v_{aux} = 0, \quad (8.45)$$

con

$$\dot{v}_{aux} = \frac{v_{dc}}{2} \frac{R}{L} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (u_a + u_b + u_c) = b(v_{dc}) \cdot \mu_0, \quad (8.46)$$

pues la componente homopolar de  $u^*$  satisface  $u_0^* = 0$ .

La superficie de conmutación en el espacio de estados queda entonces completamente definida por

$$\tilde{h}_{(\alpha\beta 0)} = [h_{(\alpha\beta)} \quad h_{aux}]^T = 0. \quad (8.47)$$

A fin de que el filtro activo opere correctamente, es necesario satisfacer las condiciones de existencia del modo deslizante, de manera que el estado del sistema no se aparte de la superficie de conmutación. La determinación del dominio del régimen deslizante puede reducirse a un problema de estabilidad de sistemas no lineales (Utkin, 1992; Utkin, 1993; Sira-Ramirez, 1988). Una condición suficiente para la existencia de un régimen deslizante sobre la superficie es que en un entorno de  $\tilde{h}_{(\alpha\beta 0)} = 0$ , la función de Liapunov:

$$V(\tilde{h}_{(\alpha\beta 0)}) = \frac{1}{2} \cdot \tilde{h}_{(\alpha\beta 0)}^T \cdot \tilde{h}_{(\alpha\beta 0)} \quad (8.48)$$

satisfaga:

$$\dot{V}(\tilde{h}_{(\alpha\beta 0)}) < 0, \quad (8.49)$$

esto es:

$$\tilde{h}_{(\alpha\beta 0)}^T \cdot \begin{bmatrix} f_{v(\alpha\beta)} \\ 0 \end{bmatrix} + \tilde{h}_{(\alpha\beta 0)}^T \cdot b(v_{dc}) \cdot \mu_{(\alpha\beta 0)} < 0. \quad (8.50)$$

Transformando al sistema trifásico  $abc$  mediante la matriz  $K$  (que verifica  $K^T \cdot K = I$ , donde  $I$  es la matriz identidad):  $\mu_{(\alpha\beta 0)} = K \cdot \mu_{(abc)}$ ,  $f_{v(\alpha\beta 0)} = [f_{v(\alpha\beta)} \quad 0]^T = K \cdot f_{v(abc)}$ , llamando  $\hat{h}_{(abc)} = K^T \cdot b(v_{dc}) \cdot \tilde{h}_{(\alpha\beta 0)}$ , y eligiendo la ley de conmutación como

$$\mu_{(abc)} = -u_{(abc)}^* - \text{sign}(\hat{h}_{(abc)}), \quad (8.51)$$

resulta

$$\dot{V} = \hat{h}_{(abc)}^T \cdot \left( \frac{f_{v(abc)}}{b(v_{dc})} - u_{(abc)}^* \right) - \left( |\hat{h}_a| + |\hat{h}_b| + |\hat{h}_c| \right) < 0. \quad (8.52)$$

Es condición suficiente para cumplir con (8.52), que se verifique para  $i=a,b,c$

$$\left| \frac{f_{vi}}{b(v_{dc})} - u_i^* \right| < 1. \quad (8.53)$$

Como, en modo deslizante,  $v=0$  e  $\tau$  se extingue rápidamente con la constante de tiempo  $\tau$  (véase (8.44)), esta condición puede aproximarse por

$$\left| u_i^* \right| = \left| \frac{2}{v_{dc}} \cdot (v_{Ai}^* - L \cdot i_i^*) \right| < 1, \quad (8.54)$$

donde  $v_{Ai}^*$  e  $i_i^*$  están definidos, en el sistema  $\alpha\beta$ , en (8.43) y (8.38). Esta inecuación da una cota inferior para la tensión  $v_{dc}$  del capacitor de almacenamiento del filtro activo. Si la frecuencia de conmutación es suficientemente alta y los parámetros son elegidos apropiadamente, esta inecuación puede simplificarse aún más:

$$\left| \frac{2}{v_{dc}} \cdot \left( k \cdot i_{Lhi} + \frac{q^*}{Q_F} \cdot v_{Gfi} - L \cdot (i_{Li} - i_{Gi}) \right) \right| < 1. \quad (8.55)$$

Por lo tanto, en la medida que  $\frac{q^*}{Q_F} \ll 1$ , la potencia que debe manejar el filtro activo en configuración FHP resulta mucho menor que la de un filtro activo paralelo que compense la misma corriente.

## D Tensión continua del filtro activo

La tensión continua del filtro activo está gobernada por la segunda ecuación de (8.39). Luego de la extinción de la corriente transitoria  $\tau$ , las variaciones de la tensión continua quedan determinadas por

$$\dot{v}_{dc} = \frac{1}{2 \cdot C_{dc}} \cdot i_{(\alpha\beta)}^{*T} \cdot u_{(\alpha\beta)}^* = \frac{1}{v_{dc} \cdot C_{dc}} \cdot \left( i_{(\alpha\beta)}^{*T} \cdot v_{A(\alpha\beta)}^* - L \cdot i_{(\alpha\beta)}^{*T} \cdot \dot{i}_{(\alpha\beta)}^* \right). \quad (8.56)$$

A los efectos de que el capacitor no se descargue a causa de las pérdidas del filtro (no modeladas en (8.56)), se agrega un término en la tensión de referencia  $v_{A(\alpha\beta)}^*$  que define la superficie (8.42):

$$v_{A(\alpha\beta)}^* = k \cdot i_{Lh(\alpha\beta)} + \frac{q^*}{Q_F} \cdot v_{Gf(\alpha\beta)} + \frac{P_{FA}}{Q_F} \cdot \sigma \cdot v_{Gf(\alpha\beta)}, \quad \sigma = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix}. \quad (8.57)$$

Debido al agregado de la tensión en cuadratura con la tensión de carga, circula corriente activa por el filtro activo. Esto es, el filtro activo absorbe de la red una potencia activa ( $P_{FA}$ ) que es controlada mediante un lazo externo para mantener la tensión continua en torno a su valor deseado.

## 8.5 Compensación de SCEE con filtros híbridos

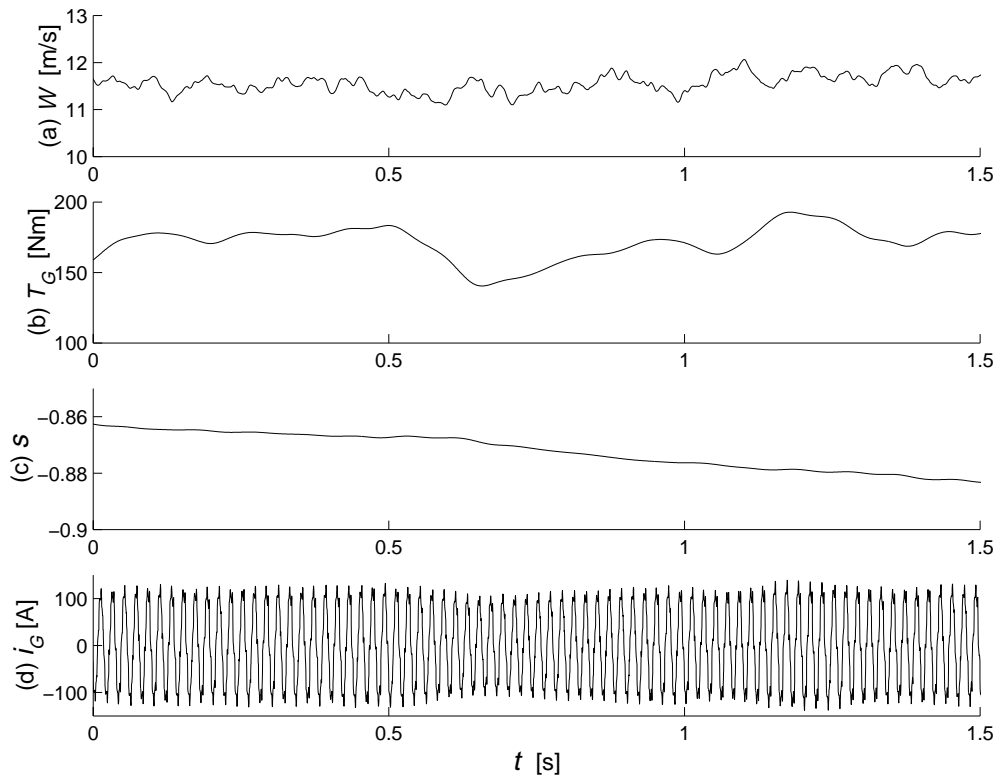
En esta sección se presentan resultados obtenidos por simulación que muestran el desempeño de los filtros híbridos para la compensación de la polución eléctrica introducida por los SCEE con recuperación de la potencia de resbalamiento.

Debido a que las frecuencias de las corrientes de distorsión introducidas por estator dependen del resbalamiento (véase §4.5.6), la compensación de la polución varía con el punto de operación del SCEE. Se han obtenido resultados por simulación para dos condiciones de generación distintas:

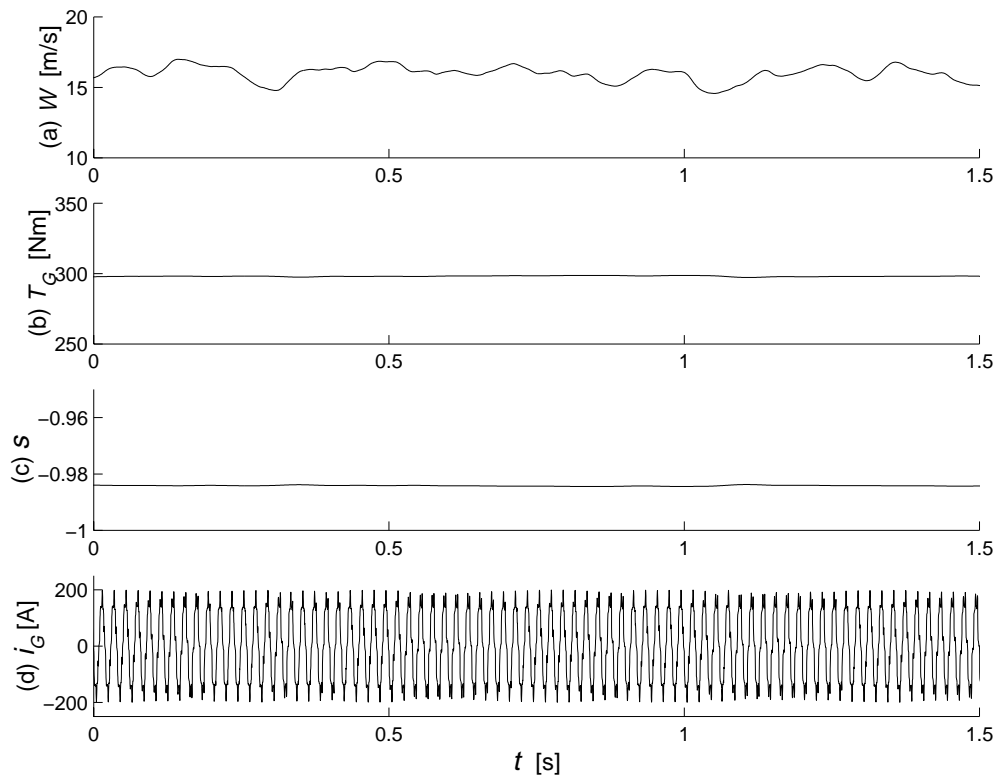
*Caso a)* Seguimiento del punto óptimo de generación, con una velocidad media del viento de  $\bar{W} = 11,5$  m/s. La Figura 8.12 muestra la velocidad del viento, el par del generador, el resbalamiento y la corriente total suministrada a red por el generador. Esta corriente contiene los armónicos característicos del convertidor estático Kramer Drive ( $5^{\text{to}}$ ,  $7^{\text{mo}}$ ,  $11^{\text{ro}}$ ,  $13^{\text{ro}}$ , etc.), y las corrientes de distorsión inyectadas por estator (véase §4.5.6). Las frecuencias de estas corrientes no son múltiplos de la frecuencia de red por lo que la corriente suministrada por el generador no es periódica. Las frecuencias predominantes de estas corrientes de distorsión son  $f_5$  próxima al  $6^{\text{to}}$  armónico,  $f_7$  próxima al  $4^{\text{to}}$  armónico,  $f_{11}$  y  $f_{13}$  entre el  $9^{\text{no}}$  y  $10^{\text{mo}}$  y entre el  $11^{\text{ro}}$  y  $12^{\text{do}}$  armónicos respectivamente. Además, las variaciones en el par y en la velocidad de rotación dan lugar a fluctuaciones de baja frecuencia en la corriente del generador.

*Caso b)* Regulación de la potencia eléctrica generada en torno a su valor nominal, con una velocidad media del viento de  $\bar{W} = 16$  m/s. La Figura 8.13 muestra la velocidad del viento, el par del generador, el resbalamiento y la corriente total suministrada a red por el generador. En este caso, dado que el resbalamiento es muy próximo a  $-1$ , las frecuencias de las corrientes de distorsión introducidas por estator son muy próximas a las armónicas características del convertidor (véase §4.5.6). En efecto,  $f_5$  está muy próxima al  $7^{\text{mo}}$  armónico,  $f_7$  al  $5^{\text{to}}$ ,  $f_{11}$  al  $13^{\text{ro}}$  y  $f_{13}$  al  $11^{\text{ro}}$ . Debido a que la turbina opera en un punto próximo al de entrada en pérdida, el par y la velocidad de rotación, y en consecuencia la corriente del generador, se mantienen prácticamente constantes.





**Figura 8.12:** Caso a. Seguimiento del punto óptimo de generación. (a) Velocidad del viento, (b) par del generador, (c) resbalamiento, (d) corriente del generador.



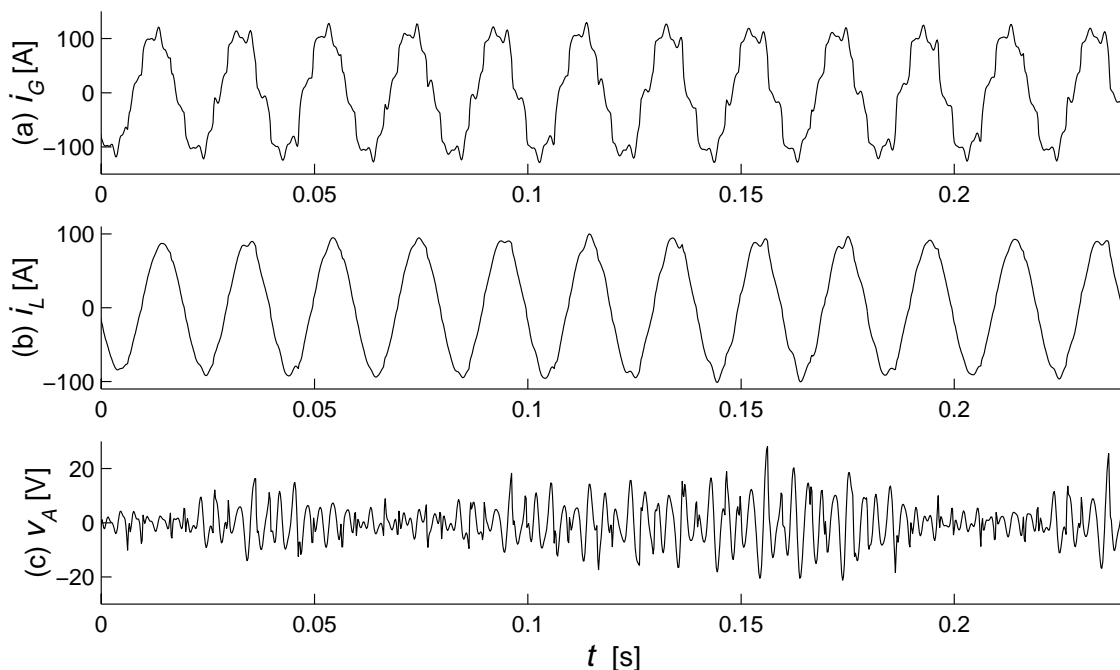
**Figura 8.13:** Caso b. Regulación de potencia a su valor nominal. (a) Velocidad del viento, (b) par del generador, (c) resbalamiento, (d) corriente del generador.

## 8.5.1 Compensación con FHS

El filtro pasivo se diseña para compensar los armónicos característicos del convertidor. Se compone entonces de dos filtros pasa-banda sintonizados a la 5<sup>ta</sup> y 7<sup>ma</sup> armónicas y un filtro pasa-altos. La capacidad total del filtro pasivo ha sido seleccionada para entregar la potencia reactiva mínima requerida por el SCEE. La ganancia  $k$  del filtro activo se ha elegido igual a 1 p.u. Esta ganancia del filtro activo permite eliminar totalmente los picos de resonancia entre el filtro pasivo y la inductancia de la red.

### A Caso a

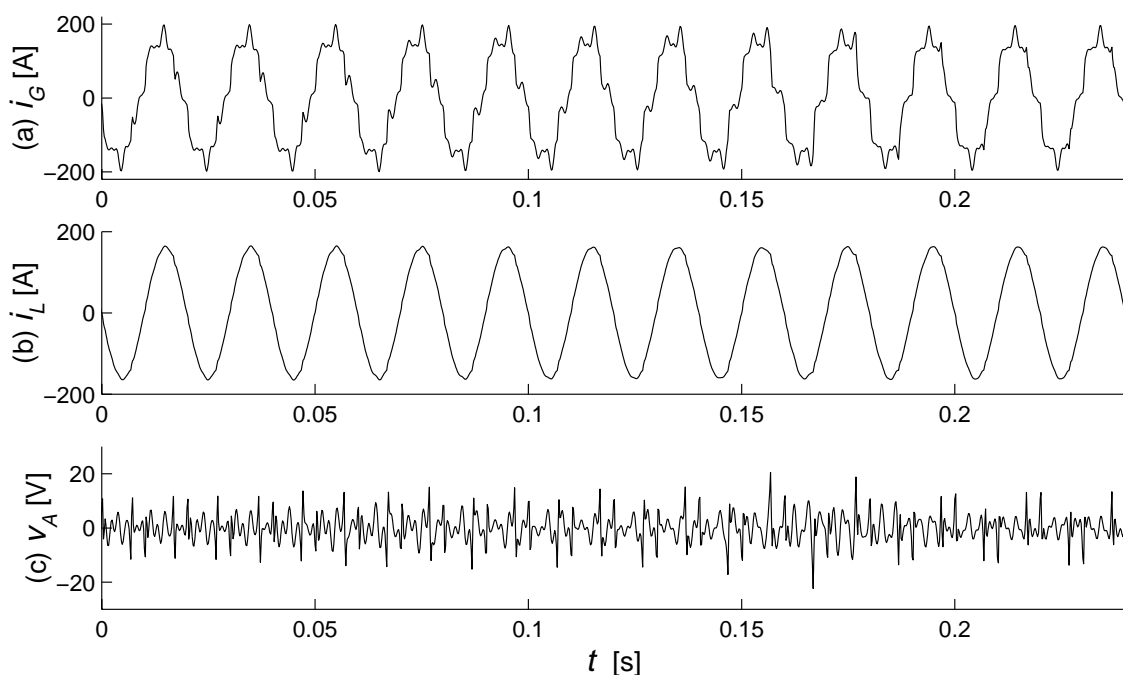
La Figura 8.14 muestra los resultados de simulación cuando la corriente del generador del caso a es compensada con el FHS. Puede observarse que, como se mencionó anteriormente, la corriente del generador  $i_G$  no es periódica. La corriente de red  $i_L$  tiene una distorsión apreciablemente menor a la de la corriente del generador. De todas maneras, la compensación de esta corriente es incompleta debido a que las frecuencias predominantes de la corriente de estator no coinciden con las frecuencias de sintonización del filtro pasivo. La corriente de red  $i_L$ , que coincide con la corriente del filtro activo  $i_A$ , y la tensión del filtro activo  $v_A$  dan idea de la potencia que debe manejar el filtro activo.



**Figura 8.14:** Caso a. Compensación de las corrientes de distorsión del SCEE con FHS. (a) Corriente del generador, (b) corriente de red, (c) tensión del filtro activo.

## B Caso b

La Figura 8.15, por su parte, muestra los resultados de simulación cuando se emplea un FHS para la compensación de la corriente del generador del caso b. Debido a que las distintas componentes de la corriente del generador tienen frecuencias muy próximas a las de sintonización del filtro pasivo, la distorsión de la corriente de red resulta mucho menor a la del caso anterior. Como consecuencia, la tensión en bornes del filtro activo, que es proporcional a la componente no fundamental de la corriente de red, es menor.



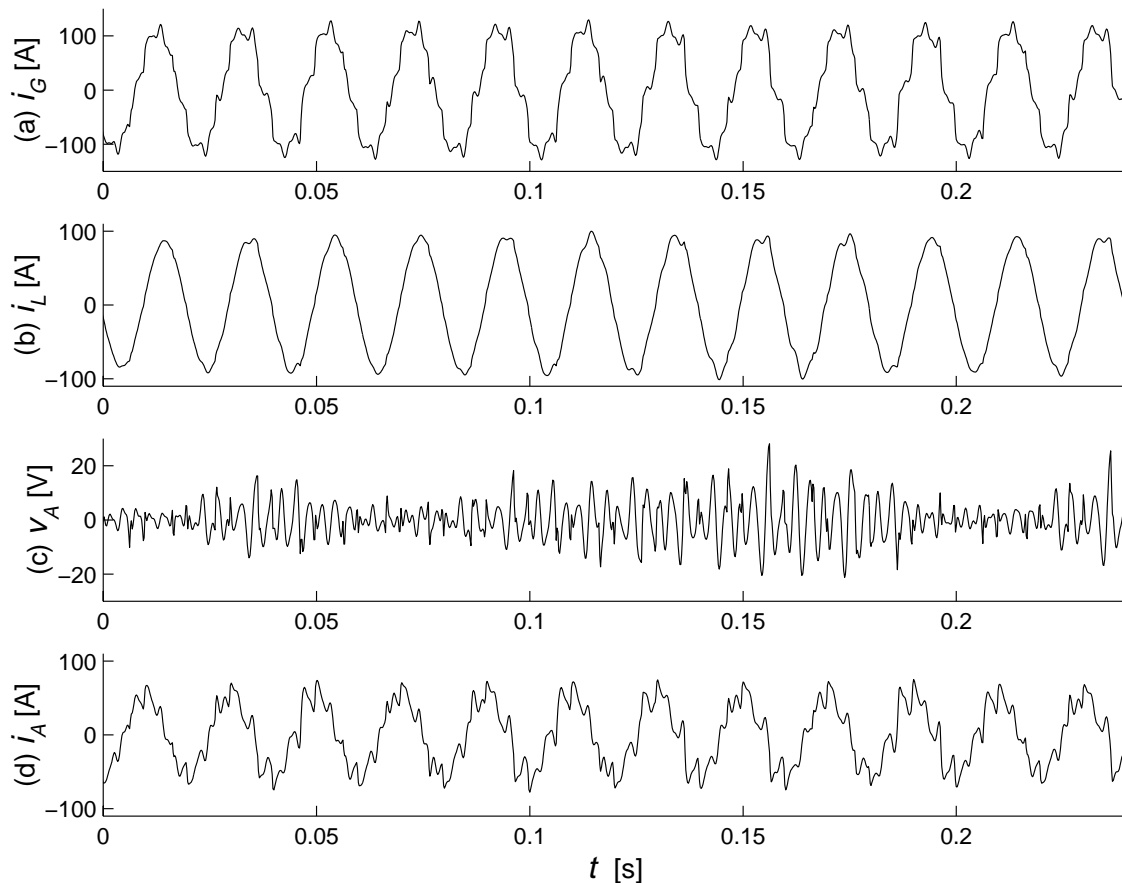
**Figura 8.15:** Caso b. Compensación de las corrientes de distorsión del SCEE con FHS.  
(a) Corriente del generador, (b) corriente de red, (c) tensión del filtro activo.

## 8.5.2 Compensación con FHP

### A Caso a

#### *Compensación de armónicos*

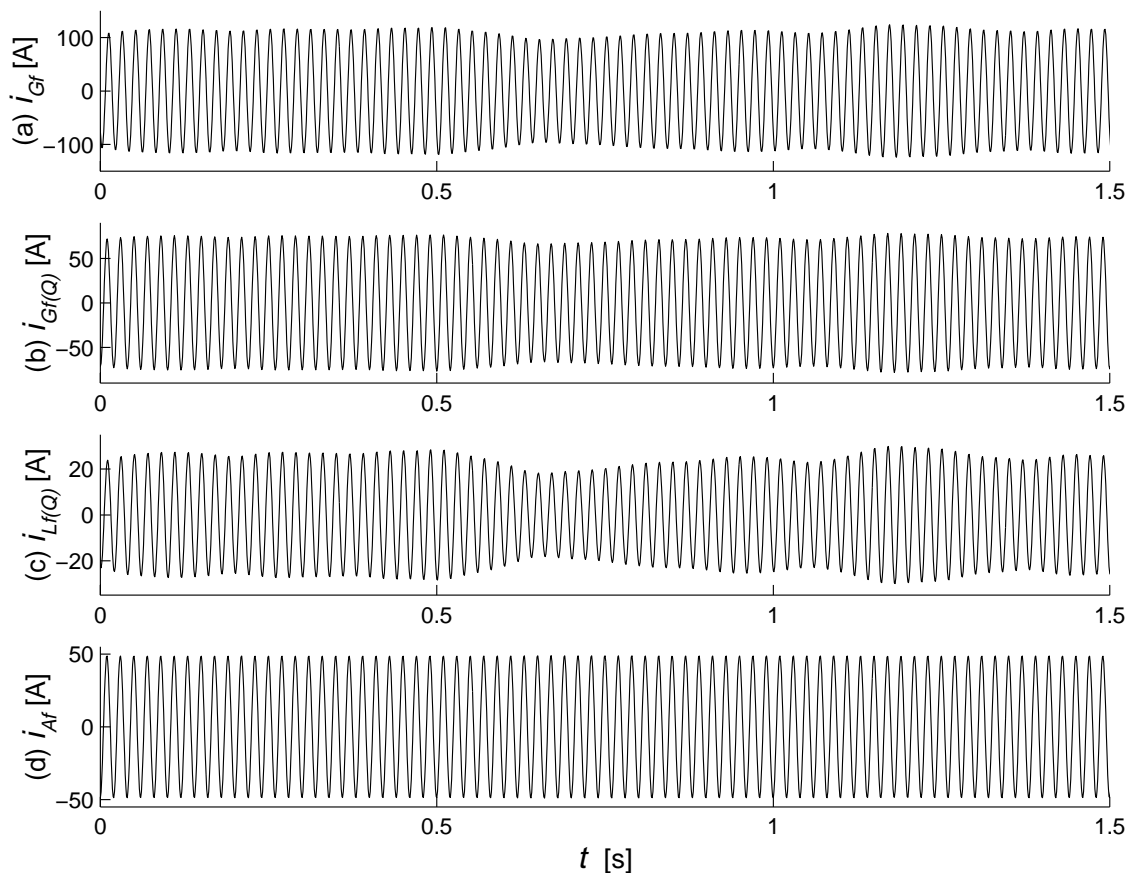
La Figura 8.16 muestra los resultados de simulación cuando la corriente del generador del caso a es compensada mediante un FHP. Tanto la corriente de red  $i_L$  como la tensión del filtro activo  $v_A$  son similares a las de la Figura 8.14. La Figura 8.16.d muestra la corriente del filtro pasivo  $i_F$  que coincide con la corriente del filtro activo  $i_A$ . Esta corriente incluye gran parte de la corriente de distorsión del generador.



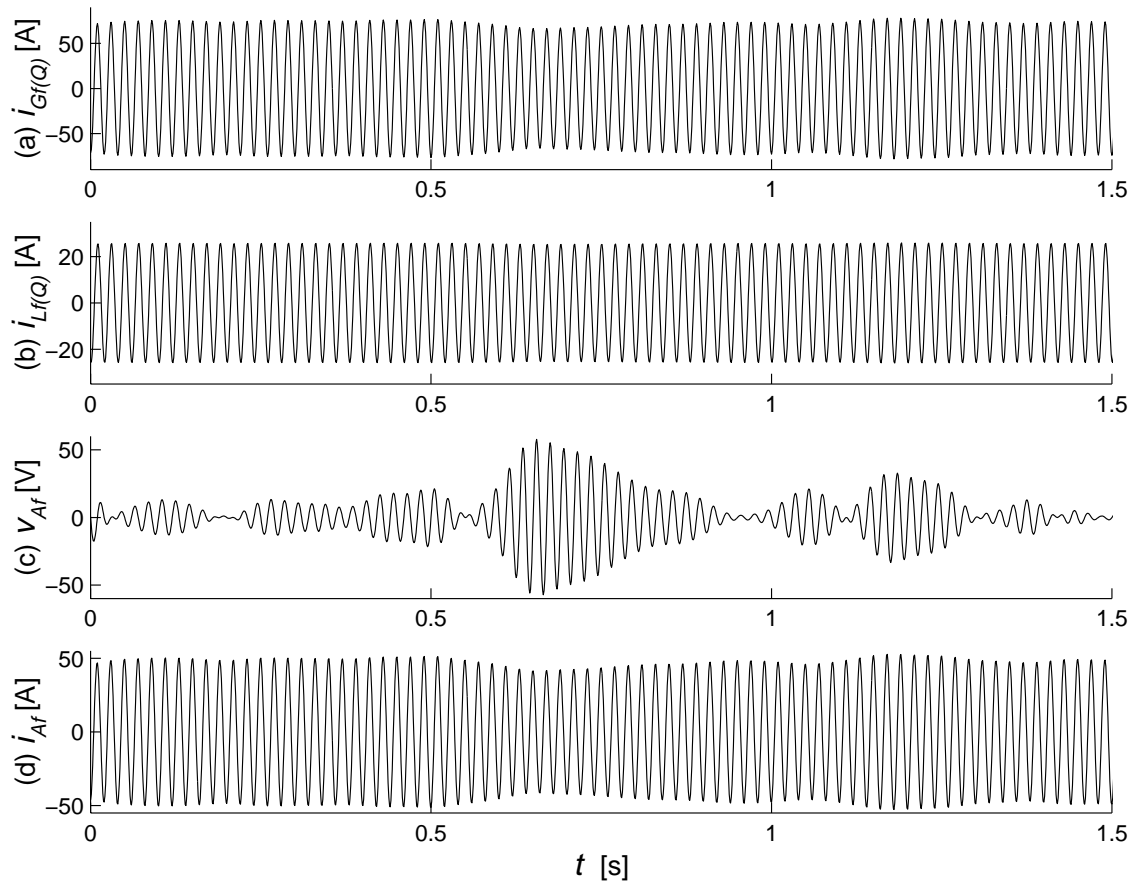
**Figura 8.16:** Caso a. Compensación de las corrientes de distorsión del SCEE con FHP. (a) Corriente del generador, (b) corriente de red, (c) tensión del filtro activo, (d) corriente del filtro activo.

*Compensación de las fluctuaciones de la potencia reactiva*

La Figura 8.17 muestra la componente a la frecuencia de red de la corriente del generador, y las componentes reactivas de las corrientes del generador, de red, y del FHP. Puede verse que las fluctuaciones del par del generador y de la velocidad de rotación se traducen en fluctuaciones de la corriente suministrada por el generador que se propagan a la red. El FHP puede ser controlado no sólo para compensar las corrientes armónicas sino también las fluctuaciones de la potencia reactiva del generador. La Figura 8.18 muestra los resultados de simulación cuando el filtro activo es controlado a tal fin. Puede verse que la componente a la frecuencia de red de la tensión del filtro activo no es nula sino que varía a fin de compensar las fluctuaciones de la corriente reactiva del generador. Sin embargo, esta tensión es algunas veces menor a la tensión de red (que es la tensión que debería soportar un filtro activo paralelo para compensar la misma corriente).



**Figura 8.17:** Caso a. Fluctuaciones de baja frecuencia de las corrientes del SCEE. (a) Componente fundamental de la corriente del generador, (b) componente reactiva de la corriente del generador, (c) componente reactiva de la corriente de red, (d) componente fundamental de la corriente del filtro activo.

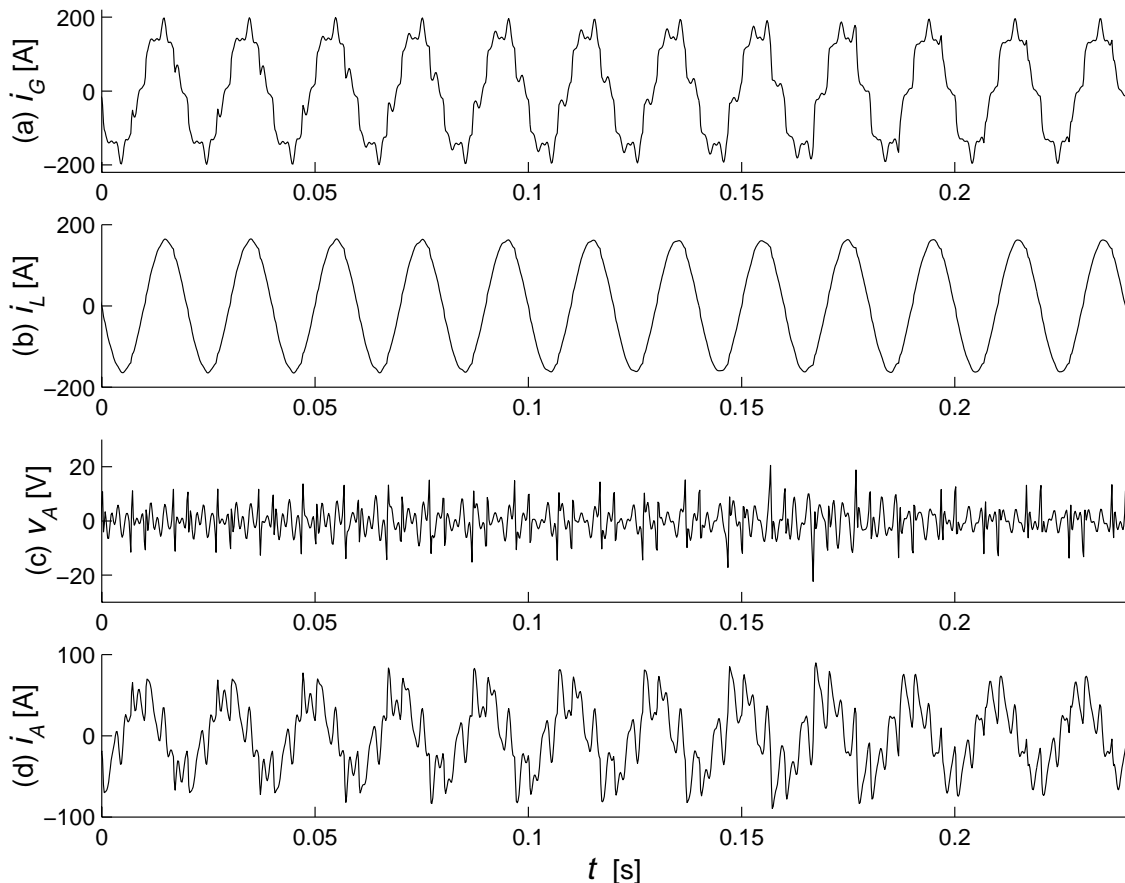


**Figura 8.18:** Caso a. Compensación de las fluctuaciones de potencia reactiva del SCEE con FHP. (a) Componente reactiva de la corriente del generador, (b) componente reactiva de la corriente de red, (c) componente fundamental de la tensión del filtro activo, (d) componente fundamental de la corriente del filtro activo.

## B Caso b

La Figura 8.19 muestra los resultados de simulación cuando se emplea un FHP para la compensación de la corriente del generador del caso b. La corriente de red y la tensión del filtro activo son similares a las correspondientes a la compensación con FHS. La Figura 8.19.d, en tanto, muestra la corriente del FHP.

Debido a que para este caso las fluctuaciones de par y velocidad son despreciables (véase la Figura 8.13), carece de interés mostrar resultados por simulación que consideren la compensación de las fluctuaciones de potencia reactiva.



**Figura 8.19:** Caso b. Compensación de las corrientes de distorsión del SCEE con FHP.  
 (a) Corriente del generador, (b) corriente de red, (c) tensión del filtro activo,  
 (d) corriente del filtro activo.

## 8.6 Resumen del capítulo

Se desarrollaron los principios de funcionamiento de los filtros activos paralelo para la compensación de corrientes no activas. La aplicación de los filtros activos paralelo está limitada por cuestiones prácticas. Se plantearon entonces los filtros híbridos serie y paralelo. La idea básica de estas configuraciones es mejorar la característica de filtrado del filtro pasivo mediante el agregado de un filtro activo de baja potencia.

Se sugirió controlar los filtros activos empleando la teoría de control de sistemas de estructura variable. Las estrategias de control por modo deslizante permiten mantener la tensión del filtro activo en su valor de referencia a pesar de incertidumbres en los parámetros del filtro activo y en su tensión continua.

Se estudió el empleo de estos filtros híbridos para mejorar la calidad de la potencia suministrada a red por los generadores eólicos. Se propuso controlar el filtro activo de manera de mejorar la característica de filtrado de un filtro pasivo sintonizado a las armónicas principales del convertidor Kramer Drive. En el control de la estructura híbrida paralelo se consideró, además, la compensación de las fluctuaciones de la potencia reactiva. El precio a pagar por el empleo de los filtros híbridos en lugar de los filtros activos paralelo es su menor capacidad para eliminar las corrientes de distorsión introducidas por estator, especialmente cuando sus frecuencias difieren notoriamente de las de sintonización del filtro pasivo.



# 9

## Conclusiones

En esta tesis, se han presentado trabajos de investigación referidos al control de las cargas aerodinámicas y la polución eléctrica provocada por los sistemas de generación de energía eólica. Estos sistemas de generación se caracterizan por la amplia variación de la fuente primaria de energía, tanto en períodos de tiempo cortos como estacionales, y consecuentemente, por la mala calidad de la potencia generada.

Se han estudiado las distintas cargas aerodinámicas producidas por la turbulencia que se transfieren a la red eléctrica. Estas perturbaciones pueden excitar un modo de oscilación del sistema de transmisión, caracterizado por la elevada inercia y alta flexibilidad de las palas. Se han estudiado los efectos de las perturbaciones aerodinámicas sobre distintos aspectos de la calidad de potencia, en particular potencia reactiva, nivel de tensión y parpadeo.

Se han citado los posibles esquemas de sistemas de conversión de velocidad variable. Estos sistemas emplean convertidores electrónicos de potencia para variar la velocidad de operación del sistema. De esta manera, no sólo puede maximizarse la eficiencia de conversión para un amplio rango de velocidades de viento, sino también plantearse distintos objetivos de control que apunten a mejorar la calidad de la potencia suministrada a red. El análisis se ha centrado en torno a los sistemas de generación de velocidad variable y frecuencia constante. Estos sistemas emplean un generador de inducción de doble salida con un convertidor electrónico para la recuperación de la potencia rotórica. La principal ventaja de estos sistemas es que requieren convertidores de bajo costo, que deben manejar sólo la mitad (o menos) de la potencia generada. Como desventaja, este convertidor introduce corrientes de distorsión a la red. Además, absorbe una potencia reactiva que varía con el punto de operación del sistema de conversión.

En esta tesis se han propuesto distintas estrategias de control por modo deslizante dinámico del generador de doble salida. Se ha demostrado que estas estrategias proporcionan robustez a incertidumbres en todos los parámetros eléctricos del generador y a perturbaciones en la tensión y frecuencia de red. Además, debido a la dinámica propia del controlador, la señal de control discontinua necesaria para mantener el régimen deslizante no resulta aplicada directamente al convertidor del sistema de generación. Los problemas de *chattering* debidos a la acción de control discontinua y las dinámicas no modeladas, como la dinámica eléctrica del generador, han sido notablemente reducidos.

Una de las estrategias de control por modo deslizante propuestas permite optimizar el rendimiento de conversión para el máximo rango de velocidades que admite el actuador, y simultáneamente reducir las fluctuaciones de par y potencia a lo largo del sistema de transmisión provocadas por las cargas aerodinámicas. En el desarrollo de la estrategia de control se ha tenido en cuenta la saturación del actuador, a los efectos de evitar sobrepasos importantes en la variable controlada.

Asimismo, se ha propuesto una estrategia de control por modo deslizante dinámico para la regulación de la potencia generada. Esta estrategia de control permite limitar la potencia tanto por seguridad de la máquina, como así también por cuestiones asociadas a la calidad de potencia. Se ha considerado la operación en las dos regiones de trabajo de la turbina. La regulación de potencia en la región normal resulta insensible a la turbulencia. Sin embargo, el rango de velocidades de viento para el cual es posible la regulación de potencia queda restringido por el límite de velocidad del sistema. Dicho rango puede extenderse mediante la regulación de potencia en la región de pérdidas, caracterizada por un comportamiento de fase no mínima. Mediante una modificación de la superficie de deslizamiento se ha logrado asegurar la estabilidad del sistema en toda la región. Sin embargo, el desempeño del controlador depende del punto de operación de la turbina. Se establece un criterio para la optimización de este desempeño.

Por otro lado se ha estudiado, como complemento de las estrategias de control del SCEE, la compensación de las corrientes no activas suministradas a red por el generador mediante el empleo de filtros activos. En particular, se han considerado configuraciones híbridas compuestas por un filtro pasivo y uno activo. Estos filtros híbridos emplean convertidores electrónicos de mucho menor potencia que los filtros activos paralelo convencionales. El desempeño de estos filtros híbridos depende del punto de operación del SCEE. Esto es debido a que las frecuencias de las corrientes de distorsión inyectadas por estator varían con la velocidad de rotación de la máquina. Se ha considerado la posibilidad de emplear estos filtros híbridos no sólo para compensar corrientes armónicas e interarmónicas, sino también las fluctuaciones de baja frecuencia de la potencia reactiva. Se han desarrollado estrategias de control por modo deslizante de los filtros activos. Estas estrategias resultan robustas a las fluctuaciones de la tensión continua del convertidor y a las caídas de tensión en los dispositivos de conmutación. Además, compensa los retrasos de fase y caídas de tensión introducidos por el filtro de rizado del filtro activo.

Algunas de las líneas de investigación que pueden seguirse a partir de los trabajos realizados en esta tesis son:

✓ **Planificación la trayectoria del sistema desde su condición inicial hasta un punto de operación en la superficie de deslizamiento.** En la presente tesis se han propuesto diferentes estrategias de control de estructura variable de los generadores eólicos haciendo hincapié en el desempeño de los mismos durante el régimen deslizante. La ley de alcance propuesta prevé una aproximación con velocidad constante a la superficie de deslizamiento. Sin embargo, no impone de manera directa la dinámica de los estados del sistema. Por lo tanto, resulta de gran importancia poder establecer un régimen de alcance que asegure una trayectoria suave y sin sobrepasos excesivos en las variables de estado. Un caso de particular interés es el de regulación de potencia y el cambio de región de trabajo desde la región normal (con mejor capacidad de regulación pero para un rango limitado de velocidades de viento) a la región de pérdidas (sin limitación de velocidad), o viceversa.

✓ **Control sin medición de la velocidad de viento.** Las estrategias de control propuestas para el seguimiento del punto óptimo de operación y para la regulación de potencia en la región de pérdidas requieren una referencia de velocidad calculada a partir de la medición de la velocidad de viento. Debido a las dificultades que se presentan para medir la velocidad de viento efectivo de la turbina con buena precisión, es importante poder eliminar la medición del viento en la implementación de las estrategias de control propuestas.

✓ **Extensión de las estrategias de control propuestas a otras configuraciones de SCEE.** Los principios básicos de las estrategias de control propuestas son generales y pueden ser extendidos a otras configuraciones de sistemas de generación de velocidad variable.

# Referencias

- Akagi H. (1994). "Trends in Active Power Line Conditioners". *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 9, No. 3, pp. 263-268.
- Akagi H., Y. Kanazawa, y A. Nabae (1984). "Instantaneous Reactive Power Compensators Comprising Switching Devices without Energy Storage Components". *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 20, No. 3, pp. 625-630.
- Akpinar E. y P. Pillay (1990). "Modeling and Performance of Slip Energy Recovery Induction Motor Drives". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 5, No. 1, pp. 203-210.
- Andersen D. (1998). *Review of Historical and Modern Utilization of Wind Power*, Technical Report, RISØ, Roskilde, Dinamarca.
- Anghel A. y M. Cârdu (1992). "Preoccupations for Wind Energy Conversion". *Energy Conversion Management*, Vol. 33, No. 12, pp. 1089-1096.
- Aredes M., J. Häfner y K. Heunmann (1997). "Three-Phase Four-Wire Shunt Active Filter Control Strategies". *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 12, No. 2, pp. 311-318.
- Baghzouz Y. y M. Azam (1992). "Harmonic Analysis of Slip-Power Recovery Drives". *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 28, No. 1, pp. 50-56.
- Bartolini G. (1989). "Chattering Phenomena in Discontinuous Control Systems". *International Journal of Systems Science*, Vol. 20, No. 12, pp. 2471-2481.
- Bhattachayra S., D.M. Divan y B. Banerjee (1991). "Synchronous Frame Harmonic Isolator Using Active Series Filter". *Proceedings of the EPE*, Vol. 3, pp. 30-35.
- Bondarev A.G., S.A. Bondarev, N.E. Kostyleva y V.I. Utkin (1985). "Sliding Modes in Systems with Asymptotic State Observers". *Automation and Remote Control*, pp. 679-684.
- Bongers P., T. van Holten y S. Dijkstra (1991). "Control of Wind Turbine Systems for Load Reduction". *Proceedings of the European Union Wind Energy Conference*, pp. 68-72, Amsterdam, Países Bajos.

- Boothby W.M. (1975). *An Introduction to Differentiable Manifolds and Riemannian Geometry*, Academic Press, Nueva York, EUA.
- Bose B.K. (1986). *Power Electronics and ac Drives*, Prentice Hall, Nueva Jersey, EUA.
- Brennen H.B. y A. Abbondanti (1977). "Static exciters for induction generators". *IEEE Transactions on Industry Application*, Vol. 13, pp. 422-428.
- Bühler H. (1986). *Réglage par Mode de Glissement*, Presses Polytechniques Romandes, Lausanne, Suiza.
- Çadirci I. y M.Ermis (1992). "Double output induction generator operating at sub and supersynchronous speeds: steady state performance optimisation and wind energy recovery". *IEE Proceedings B- Electric Power Applications*, Vol. 139, No. 5, pp. 429-442.
- Çadirci I. y M.Ermis (1998). "Performance Evaluation of a Wind Driven DOIG Using a Hybrid Model". *IEEE Transactions Energy Conversion*, Vol. 13, No. 2, pp. 148-155.
- Cavallo A. (1993). "Wind Energy: Current Status and Future Prospect". *Science and Global Security*, Vol. 4, pp 65-109.
- Chang F.J., S.H. Twu y S. Chang (1990). "Adaptive Chattering Alleviation of Variable Structure Systems Control". *IEE Proceedings-D*, Vol. 137, No. 1, pp. 41-39.
- Clarke A. (1991). "Wind Energy: Progress and Potential". *Renewable series-Wind energy potential*, Butterworth-Heinemann Ltd., pp. 742-756.
- De Battista H. y R.J. Mantz (1996). "Estrategia de Control por Modo Deslizamiento para la Compensación de Armónicos Empleando Filtros Activos Serie". *Anales del VII Congreso Latinoamericano de Control Automático*, Vol. 1, pp. 175-180, Buenos Aires.
- De Battista H. y R.J. Mantz (1998). "Sliding Mode Control of Torque Ripple in Wind Energy Conversion Systems with Slip Power Recovery". *Proceedings of the 24<sup>th</sup> Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON'98)*, Vol. 2, pp. 651-656, Aquisgran, Alemania.
- De Battista H. y R.J. Mantz (a). "Harmonic Series Compensators in Power Systems: Their Control via Sliding Mode". *IEEE Transactions on Control Systems Technology (ID 98-002R)*, en prensa.
- De Battista H., P.F. Puleston, R.J. Mantz y C.F. Christiansen (a). "Sliding Mode Control of Wind Energy Systems with DOIG. Power Efficiency and Torsional Dynamics Optimization". *IEEE Transactions on Energy Conversion (PE-031-EC 08-99)*, en prensa.
- De Battista H., R.J. Mantz y C.F. Christiansen (1997). "Control de Estructura Variable de Filtros Híbridos FP-FA para la Corrección del Factor de Potencia". *Anales de la VII Reunión de Trabajo en Procesamiento de la Información y Control (RPIC'97)*, Vol.1, pp. 192-197, San Juan.

De Battista H., R.J. Mantz y C.F. Christiansen (1998). "Polución en Sistemas de Conversión de Energía Eólica con Generadores de Inducción de Doble Salida. Análisis y Control Empleando Filtros Híbridos". *Anales del XVI Congreso Argentino de Control Automático (Aadeca'98)*, Vol. 1, pp. 200-205, Buenos Aires.

De Battista H., R.J. Mantz y C.F. Christiansen (1999). "Regulación de Potencia de un Sistema de Conversión de Energía Eólica Operando en Régimen Deslizante". *Anales de la VIII Reunión de Trabajo en Procesamiento de la Información y Control (RPIC'99)*, Vol. 1-2, pp. 63-68, Mar del Plata.

De Battista H., R.J. Mantz y C.F. Christiansen (b). "Dynamical Sliding Mode Power Control of Wind Driven Induction Generators". *IEEE Transactions on Energy Conversion (PE-041-EC 04-00)*, en prensa.

De Carlo S.H., S.H. Zak y G.P. Matthews (1988). "Variable Structure Control of Nonlinear Multivariable Systems: A Tutorial". *IEEE Proceedings*, Vol. 76, No. 3, pp. 212-232.

Demoulias C.S. y P. Dokopoulos (1996). "Electrical Transients of Wind Turbines in a Small Power Grid". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 11, No. 3, pp. 636-642.

Dessaint, L., H. Nakra y D. Mukhedkar (1986). "Propagation and Elimination of Torque Ripple in a Wind Energy Conversion System". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 1, No. 2, pp. 104-112.

Drazenovic B. (1969). "The Invariance Conditions in Variable Structure Systems". *Automatica*, Vol. 5, 287-295.

Dwyer T.A.W. y H. Sira-Ramírez (1988). "Variable-Structure Control of Spacecraft Attitude Maneuvers". *Journal of Guidance*, Vol. 11, No. 3, pp. 262-270.

Ekelund T. (1997). *Modeling and Linear Quadratic Optimal Control of Wind Turbines*, PhD Thesis, Chalmers University of Technology, Göteborg, Suecia.

Ekelund T. y B. Schmidtbauer (1993). "Trade-Off between Energy Capture and Dynamic Loads in Variable Speed Wind Turbines". *Proceedings of the 12<sup>th</sup> IFAC World Congress*, pp. 521-524, Sydney, Australia.

El-Ghezawi O.M.E., A.S.I. Zinober y S.A. Billins (1983). "Analysis and Design of Variable Structure Systems using a Geometric Approach". *International Journal of Control*, Vol. 38, No. 3, pp. 657-671.

Elmali H. y N. Olgaç (1992). "Robust Output Tracking Control of Nonlinear MIMO Systems via Sliding Mode Technique". *Automatica*, Vol. 28, pp. 145-151.

Emel'yanov S.V. (1967). *Variable Structure Control Systems*, Nauka, Moscú, URSS.

Ermis M., H. Ertan, M. Demirekler, B.M. Saribatir, Y. Üçtug, M.E. Sezer y I. Çardici (1992). "Various induction generator schemes for wind-electricity generation". *Electric Power Systems Research*, Vol. 23, pp. 71-83.

- Ernst J. y W. Leonhard (1985). "Optimisation of the energy output of variable speed wind turbines". *Proceedings of Wind Power'85*, pp. 183-188, San Francisco, EUA.
- Esfandiari F. y H.K. Khalil (1991). "Stability Analysis of a Continuous Implementation of Variable Structure Control". *IEEE Transactions on Automatic Control*, Vol. 36, No. 5, pp. 616-620.
- Feijóo A. y J. Cidrás (1999). "Analysis of Mechanical Power Fluctuations in Asynchronous WEC's". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 14, No. 3, pp. 284-291.
- Fliess M. (1990). "Generalized Controller Canonical Forms for Linear and Nonlinear Dynamics". *IEEE Transactions on Automatic Control*, Vol. 35, No. 9, pp. 994-1001.
- Fortunato B., A. Dadone y V. Trifoni (1995). "A Two - Dimensional Methodology to Predict Vertical Axis Wind Turbine Performance". *Journal of Solar Energy Engineering*, Vol. 117, pp. 187-193.
- Freris L.L. (1990). "Basic Control aspects of WECS". *Wind Energy Conversion Systems*, Ed. L.L. Freris, Prentice Hall, Hertfordshire, Gran Bretaña, pp. 177-188.
- Freris L.L. (1992). "Harnessing the wind". *Power Engineering Journal*, pp. 251-260
- Fujita H. y Akagi H. (1991). A practical approach to harmonic compensation in power systems - Series connection of passive and active filters. *IEEE Trans. Industry Applications*, Vol. 27, No. 6, pp. 1020-1025.
- Gao W. y J.C. Hung (1993). "Variable Structure Control of Nonlinear Systems: A New Approach". *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 40, No. 1, pp. 45-55.
- Garrad, A.D. (1990). "Forces and dynamics of horizontal axis wind turbines". *Wind Energy Conversion Systems*, Ed. L.L. Freris, Prentice Hall, Hertfordshire, Gran Bretaña, pp. 119-144.
- Gipe P. (1995). *Wind Energy. Comes of Age*, John Wiley & sons, Nueva York, EUA.
- Gopalswamy S. y J.K. Hedrick (1993). "Tracking nonlinear non-minimum phase systems using sliding control". *International Journal of Control*, Vol. 57, No. 5, pp. 1141-1158.
- Grauers A. y O. Carlson (1991). "Wind-Diesel System with Variable Speed Turbine". *Wind Energy: Technology and Implementation*, Elsevier Science, pp. 469-473.
- Grubb M.J. y N.I. Meyer (1993). "Wind energy: resources, systems, and regional strategies". *Renewable Energy. Sources for fuels and electricity*, Ed. T. Johanson *et al.*, Washington D.C., EUA, pp. 157-212
- Gyungyi L. y E.C. Strycula (1976). "Active AC Power Filters". *Proceedings of the IEEE Industry Application Conference*, pp. 529-535.
- Hansen, A.C. y C.P. Butterfield (1993). "Aerodynamics of Horizontal-Axis Wind Turbines". *Annual Review on Fluid Mechanics*, Vol. 25, pp. 115-149.

- Hassan U. y D.M. Sykes (1990). "Wind structure and statistics". *Wind Energy Conversion Systems*, Ed. L.L. Freris, Prentice Hall, Hertfordshire, Gran Bretaña, pp. 11-32.
- Herrera J.I., T.W. Reddoch and J.S. Lawler (1988). *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 3, No. 2, pp. 267-273.
- Hinrichsen E.N. y P.J. Nolan (1982). "Dynamics and Stability of Wind Turbine Generators". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 101, No. 8, pp. 2640-2648.
- Ho E.Y.Y. y P.C. Sen (1991). "Control Dynamics of Speed Drive Systems Using Sliding Mode Controller with Integral Compensation". *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 27, No. 5, pp. 883-892.
- Hung J.Y, W. Gao y J.C. Hung (1993). "Variable Structure Control: a Survey". *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 40, No. 1, pp. 1-22.
- IEC 868 (1990). "Flickermeter – Functional and design specifications". *International Electrotechnical Commission*, Ginebra, Suiza.
- Ioannides M.G. (1995). "A New Approach for the Prediction and Identification of Generated Harmonics by Induction Generators in Transient State". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 10, No. 1, pp. 118-125.
- Ioannides M.G. y J.A. Tegopoulos (1990). "Generalized Optimization Slip Power Recovery Drives". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 5, No. 1, pp. 91-97.
- Isidori A. (1989). *Nonlinear Control Systems*, Springer-Verlag, Nueva York, EUA.
- Itkis Y. (1976). *Control Systems of Variable Structure*, Wiley, Nueva York, EUA.
- Jayadev J. (1995). "Harnessing the wind". *IEEE Spectrum*, Nov., pp. 78-83
- Jones R. y G.A. Smith (1994). "High Quality Mains Power from Variable-Speed Wind Turbines". *Wind Engineering*, Vol. 18, No. 1, pp. 45-50.
- Korondi P., H. Hashimoto y V.I. Utkin (1998). "Direct Torsion Control of Flexible Shaft in an Observed-Based Discrete-Time Sliding Mode". *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 45, No. 2, pp. 291-296.
- Larsson Å. (1996a). "Flicker and Slow Voltage Variations from Wind Turbines". *Proceedings of the International Conference on Harmonics and Quality of Power*, pp. 270-275, Las Vegas, EUA.
- Larsson Å. (1996b). "Voltage and Frequency Variations on Autonomous Grids: A Comparison of Two Different Wind-Diesel Systems". *Proceedings of the European Union Wind Energy Conference*, pp. 317-320, Göteborg, Suecia.
- Larsson Å. (1997). *Grid Interaction and Power Quality of Wind Turbine Generator Systems*, Technical Report No. 265L, Chalmers University of Technology, Göteborg, Suecia.



- Larsson Å. y T. Thiringer (1995). "Measurements on and Modelling of Capacitor-Connecting Transients on a Low-Voltage Grid Equipped with Two Wind Turbines". *Proceedings of the International Conference on Power Systems transients*, pp. 184-188, Lisboa, Portugal.
- Leith D.J. y W.E. Leithead (1997). "Implementation of wind turbine controllers". *International Journal of Control*, Vol. 66, No. 3, pp. 349-380.
- Leithead W.E. (1989). "Variable Speed Operation-Does It Have Any Advantage?". *Wind Engineering*, Vol.13, No.6, pp. 302-314.
- Lu X.Y. y S.K. Spurgeon (1999). "Control of Nonlinear Non-Minimum Phase Systems Using Dynamic Sliding Mode". *International Journal of Systems Science*, Vol. 30, No. 2, pp. 183-198.
- Miller A., E.Muljadi y D.Zinger (1997). "A Variable Speed Wind Turbine Power Control". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 12, No. 2, pp. 181-186.
- Natarajan K., A.M. Sharaf, S. Sivakumar y S. Naganathan (1987). "Modeling and Control for Wind Energy Power Conversion Scheme using Self-Excited Induction Generator". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 2, No. 3, pp. 506-512.
- Nayar C.V. y J.H. Bundell (1987). "Output Power Controller for a Wind-Driven Induction Generator". *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, Vol. 23. No.3, pp. 388-401.
- Neris A.S., N.A. Vovos y G.B. Giannakopoulos (1999). "A Variable Speed Wind Energy Conversion Scheme for Connection to a Weak AC System". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 14, No. 1, pp. 122-127.
- Nijmeijer H. y A. Van der Schaft (1990). *Nonlinear Dynamical Control Systems*, Springer-Verlag, Nueva York, EUA.
- Novak P. (1995). *On the modelling and partial-load control of variable-speed wind turbines*, Technical Report No. 206L, Chalmers University of Technology, Göteborg, Suecia.
- Novak P., T.Ekelund, I.Jovik, y B.Schmidtbauer (1995). "Modeling and Control of a Variable-Speed Wind-Turbine Drive-System Dynamics". *IEEE Control Systems Magazine*, Vol. 15, No. 4, pp. 28-38.
- Paraschivoiu, I. (1987). "Double-Multiple Streamtube Model for Studying Vertical-Axis Wind Turbines". *Journal of Propulsion*, Vol. 4, No. 4, pp. 370-377.
- Peng F.Z., H. Akagi y A. Nabae (1990). "A New Approach to Harmonic Compensation in Power Systems - A Combined System of Shunt Passive and Series Active Filters". *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 26, No. 6, pp. 983-990.
- Peng F.Z., Hohata M. y H. Akagi (1992). "Compensation Characteristics of Shunt Active and Series Active Filters", *Proceedings of the Chinese- Japanese Power Electronics Conference*, pp. 332-338.

- Puleston P.F. (1997). *Control de sistemas de conversión de energía eólica con generador de inducción de doble salida*, Tesis Doctoral, Universidad Nacional de La Plata, Argentina.
- Pütgen H.B., R. Trully, D.G. Hyde, R. Walker, E. Terrado, G. Cohen y J.W. Hurwitch (1998). "Realization of Alternative Energy Generation and Storage". *IEEE Power Engineering Review*, May., pp. 5-18.
- Ramakumar R. (1992). "Wind Energy Systems". *IEEE Power Engineering Review*, Vol. 12, pp. 6-9.
- Refoufi L. y P. Pillay (1994). "Harmonic Analysis of Slip Energy Induction Motor Drives". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 9, No. 4, pp. 665-672.
- Refoufi L., B.A.T. Al Zahawi y A.G. Jack (1999). "Analysis and Modeling of the Steady State Behavior of the Static Kramer Induction Generator". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 14, No. 3, pp. 333-339.
- Richardson R.D. y G.M. McNerney (1993). "Wind Energy Systems". *Proceedings of the IEEE*, Vol. 81, No. 3, pp. 378-389.
- Saad-Saound Z., y N. Jenkins (1999). "Models for Predicting Flicker Induced by Large Wind Turbines". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 14, No. 3, pp. 743-748.
- Sabanovic A., N. Sabanovic y K. Ohnishi (1993). "Sliding Modes in Power Converters and Motion Control Systems". *International Journal of Control*, Vol. 57, No. 5, pp. 1237-1259.
- Salameh Z.M. y L.F. Kazda (1986). "Analysis of the Steady State Performance of the Double Output Induction Generator". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 1, No. 1, pp. 26-32.
- Salameh Z.M. y L.F. Kazda (1987a). "Analysis of the Double Output Induction Generator Using Direct Three-phase Model. Commutation Angle Analysis". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 2, No. 2, pp. 175-181.
- Salameh Z.M. y L.F. Kazda (1987b). "Analysis of the Double Output Induction Generator Using Direct Three-phase Model. Harmonic Analysis". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 2, No. 2, pp. 182-188.
- Saribatir B.M. y M.E. Sezer (1987). "Modeling and control of a wind energy conversion system". *International Journal of Control*, Vol. 46, No. 1, pp. 327-343.
- Sharpe, D.J. (1990). "Wind turbine aerodynamics". *Wind Energy Conversion Systems*, Ed. L.L. Freris, Prentice Hall, Hertfordshire, Gran Bretaña, pp. 54-118.
- Simões M.G., B.K. Bose y R.J. Spiegel (1997). "Fuzzy Logic Based Intelligent Control of a Variable Speed Cage Machine Wind Generation System". *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 12, No. 1, pp. 87-95.

Singh B., K. Al-Haddad y A. Chandra (1999). "A Review of Active Filters for Power Quality Improvement", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 46, No. 5, pp. 960-971

Sira-Ramírez H. (1988). "Differential Geometric Methods in Variable-Structure Control". *International Journal of Control*, Vol. 48, No. 4, pp. 1359-1390.

Sira-Ramirez H. (1989). "Nonlinear Variable Structure Systems in Sliding Mode; the General Case". *IEEE Transactions on Automatic Control*, Vol.34, No.11, pp. 1186-1199.

Sira-Ramírez H. (1992). "Dynamical Sliding Mode Control Strategies in the Regulation of Nonlinear Chemical Processes". *International Journal of Control*, Vol. 56, No. 1, pp. 1-21.

Sira-Ramírez H. (1993). "On the Dynamical Sliding Mode Control of Nonlinear Systems". *International Journal of Control*, Vol. 57, No. 5, pp. 1039-1061.

Slotine J.J.E. y S.S. Sastry (1983). "Tracking Control of Nonlinear Systems using Sliding Surfaces with Application to Robot Manipulators". *International Journal of Control*, Vol. 38, No. 2, pp. 465-492.

Smith G.A. (1995). "Power Electronics for Recovery of Wind and Solar Energy". *Wind Engineering*, Vol. 19, No. 2, pp. 53-66.

Smith G.A. y D.M. Donegani (1986). "A Variable-Speed Constant-Frequency Induction Generator for Sub and Supersynchronous Operation". *Proceedings of the European Union Wind Energy Conference*, Roma, Italia.

Sørensen B. (1995). "History of, and Recent Progress in, Wind-Energy Utilization". *Annual Review on Energy Environment*, Vol.20, pp. 387-424.

Sørensen P., J.O.G. Tande, L.M. Søndergaard y J.D. Kledal (1996). "Flicker Emission Levels from Wind Turbines". *Wind Engineering*, Vol. 20, No. 1, pp. 39-46.

Spée R., S.Bhowmik y J.H.R. Enslin (1993). "Novel Control Strategies for Variable Speed Doubly Fed Power Generation Systems". *Renewable Energy*, Vol. 6, No. 8, pp. 907-915.

Tacconi E.J., J.A. Solsona y R.J. Mantz (1991). "Power factor Correction for nonlinear loads using high speed electronic devices and sliding mode techniques". *Proceedings of the IEEE Nuclear Science Symposium*, pp. 1023-1027. Santa Fe, EUA.

Tande J.O.G. (1998a). "Impact of Wind Turbines on Voltage Quality". *Proceedings of the International Conference on Harmonics and Quality of Power*, Atenas, Grecia.

Tande J.O.G. (1998b). "Exploitation of Wind Energy Resources in Proximity to Weak Electric Grids". *Proceedings of ENERGEX'98*, Manama, Bahrein, also to be published, Journal on Applied Energy.

- Thiringer T. y J.Linders (1993). "Control by Variable Rotor Speed of Fixed-Pitch Wind Turbine Operating in Speed Range". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 8, No. 3, pp. 520-526.
- Thiringer, T. (1996). "Power Quality Measurements Performed on a Low-Voltage Grid Equipped with Two Wind Turbines". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 11, No. 3, pp. 601-606.
- Torrey D.A. y A.M. Al-Zamel (1995). "Single-Phase Active Power Filters for Multiple Nonlinear Loads". *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 10, No. 3, pp. 263-272.
- Üçtug M.Y., I. Eskandarzadeh y H. Ince (1994). "Modelling and output power optimisation of a wind turbine driven double output induction generator". *IEE Proceedings B- Electric Power Applications*, Vol. 141, No. 2, pp. 33-38.
- Utkin V.I. (1977). "Variable Structure Systems with Sliding Mode". *IEEE Transactions on Automatic Control*, Vol. 22, No. 2, pp. 212-222.
- Utkin V.I. (1992). *Sliding Modes in Control and Optimization*, Springer-Verlag, Nueva York, EUA.
- Utkin V.I (1993). "Sliding Mode Control Design Principles and Applications to Electric Drives". *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 40, No. 1, pp. 23-36.
- van Dijk A. y W. Turkenburg (1992). "Costs Avoided by the Use of Wind Energy in the Netherlands". *Electric Power Systems Research*, Vol. 23, pp. 201-216.
- van Zyl A., J.H.R. Enslin y R. Spée (1996). "Converter-Based Solution to Power Quality Problems on Radial Distribution Lines". *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 32, No. 6, pp. 1323-1330.
- Walker J.F y N. Jenkins (1997). *Wind Energy Technology*, John Wiley & sons, West Sussex, Gran Bretaña.
- Wasynczuk, O., D.T. Man y J.P.Sullivan (1981). "Dynamic Behavior of a Class of Wind Turbine Generators during Random Wind Fluctuations". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 100, No. 6, pp. 2837-2845.
- Young K.D. (1977). "Asymptotic Stability of Model Reference Systems with Variable Structure Control". *IEEE Transactions on Automatic Control*, Vol. 22, No. 4, pp. 279-281.
- Young K.D., V.I. Utkin y Ü. Özgüner (1999). "A Control Engineer's Guide to Sliding Mode Control". *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, Vol. 7, No. 3, pp. 328-342.
- Zanasi R. (1993). "Sliding Mode Using Discontinuous Control Algorithms of Integral Type". *International Journal of Control*, Vol. 57, No. 5, pp. 1079-1099.
- Zinober A.S.I., Ed. (1990). *Deterministic Control of Uncertain Systems*. Peter Peregrinus Ltd., Londres, Gran Bretaña.

# Apéndice A

## Desempeño del FHS con frecuencia de conmutación finita

### A.1 Control por modulación de ancho de impulso

En esta sección se demuestra cómo ciertas restricciones del FAS pueden degradar seriamente el desempeño del FHS (De Battista y Mantz, 1996; De Battista y Mantz, a). En efecto, si se realiza un control por modulación de ancho de pulso del convertidor del FAS, con una señal de referencia (Peng *et al.*, 1990):

$$v_{in} = k \cdot i_{Lh}, \quad (\text{A.1})$$

la tensión del lado de alterna del convertidor será  $v_c = v_{in} + v_r$ , siendo  $v_r$  el rizado sobre la tensión del lado de alterna del convertidor debido a la acción de los dispositivos de conmutación. Luego, la tensión  $v_A$  en bornes del FAS diferirá de su valor de referencia  $v_{in}$  debido al retraso de fase introducido por el filtro de rizado y la impedancia que presenta a la frecuencia de red.

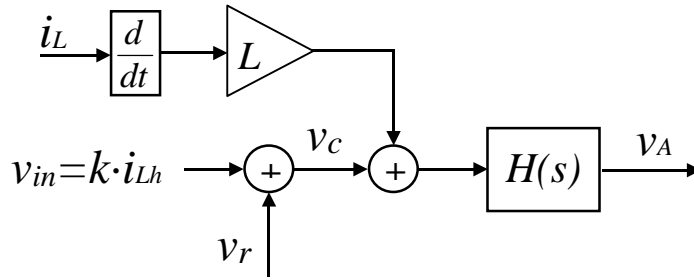
El siguiente análisis revela un compromiso en el diseño del FAS, que afecta el desempeño del sistema de compensación.

A partir del circuito simplificado del FAS (véase §8.3.1), se obtiene el diagrama en bloques del FAS mostrado en la Figura A.1, donde

$$H(s) = \frac{1 + s \cdot C \cdot R}{1 + s \cdot C \cdot R + s^2 \cdot L \cdot C}. \quad (\text{A.2})$$

La tensión  $v_A$  del FAS, expresada en el dominio de Fourier, es

$$V_A(j\omega) = K_h \cdot I_{Lh}(j\omega) + K_f \cdot I_L(j\omega_S) + K_r \cdot V_r(j\omega_r), \quad (\text{A.3})$$



**Figura A.1:** Diagrama en bloques del FAS con control por modulación de ancho de impulso.

donde  $f_r = \frac{\omega_r}{2 \cdot \pi}$  es la frecuencia de conmutación.

A fin de simplificar las ecuaciones, se definen los siguientes parámetros:

$$\begin{aligned} \lambda &= \frac{L}{k}, \\ \tau &= R \cdot C, \\ \omega_n &= \frac{1}{\sqrt{L \cdot C}}. \end{aligned} \tag{A.4}$$

Luego, las funciones de transferencia  $K_h$ ,  $K_f$  y  $K_r$ , y dado que la red exhibe alta impedancia a la frecuencia de conmutación, resulta (De Battista y Mantz, a)

$$\begin{aligned} K_h &= k \cdot \frac{1 + j\omega \cdot (\lambda + \tau) + (j\omega)^2 \cdot \lambda \cdot \tau}{1 + j\omega \cdot \tau + (j\omega / \omega_n)^2}, \\ K_f &\cong j\omega_s \cdot \lambda \cdot k, \\ K_r &\cong \frac{\tau \cdot \omega_n^2}{j\omega_r}. \end{aligned} \tag{A.5}$$

De (A.3) y (A.5), resulta evidente que:

✓ El FAS no presenta una resistencia pura para las corrientes armónicas dado que  $K_h$  es compleja. Luego, la característica de filtrado resulta deteriorada y fuertemente dependiente de las constantes  $\lambda$ ,  $\tau$  y  $\omega_n$ , así como de la impedancia de red. Más aún, pueden surgir problemas de resonancia entre la red y el filtro pasivo paralelo, por lo que la resistencia  $R$  del filtro de rizado es necesaria para evitar oscilaciones.

✓ El segundo término en (A.3) implica una tensión entre bornes del FAS a la frecuencia de red. Dado que  $K_f$  es casi imaginario, el FAS presenta una reactancia que está en serie con la de red. El valor de  $\lambda$  debería ser diseñado para verificar la condición  $k \cdot \lambda \ll L_L$ .

✓ El tercer término en (A.3) significa rizado sobre la tensión del FAS debido a la conmutación de las llaves. Obviamente, la magnitud de  $K_r$  debe ser acotada apropiadamente.

Luego, existe un compromiso en el diseño del filtro de rizado entre la característica de filtrado, la impedancia equivalente a la frecuencia de red y la atenuación del rizado. Obviamente, este compromiso se hace crítico cuando la frecuencia de conmutación no es mucho mayor que los armónicos.

Para ilustrar la influencia de este compromiso sobre el desempeño del FHS, se considera la compensación de una carga no lineal compuesta por un convertidor de seis pulsos, como el del Kramer Drive estático. Esta carga, como se describió en §4.5.6, introduce armónicos de orden  $h = 6 \cdot v \pm 1, \forall v \in \mathbb{N}$ . y amplitud  $1/h$  aproximadamente. En paralelo con la carga se instala un filtro pasivo compuesto por filtros sintonizados al 5<sup>to</sup> y 7<sup>mo</sup> armónicos y un filtro pasa-altos. El FAS, a su vez, se compone de un convertidor PWM y un filtro de rizado LCR.

El valor de  $k$  se diseña como un compromiso entre compensación armónica y potencia nominal del FAS. En este ejemplo, como es habitual en la literatura (Peng *et al.*, 1990; van Zyl *et al.*, 1996), se elige  $k=1$  p.u.. Los parámetros del filtro pasivo paralelo se listan en la Tabla A.1, mientras que  $L_{cc}=2\%$ .

**Tabla A.1:** Parámetros del filtro pasivo paralelo

Filtro	$L$ [p.u.]	$C$ [p.u.]	$R$ [p.u.]
5 <sup>to</sup>	0.1885	4.681	0.065
7 <sup>mo</sup>	0.1885	9.362	0.095
Pasa-altos	0.0408	5.305	1.5

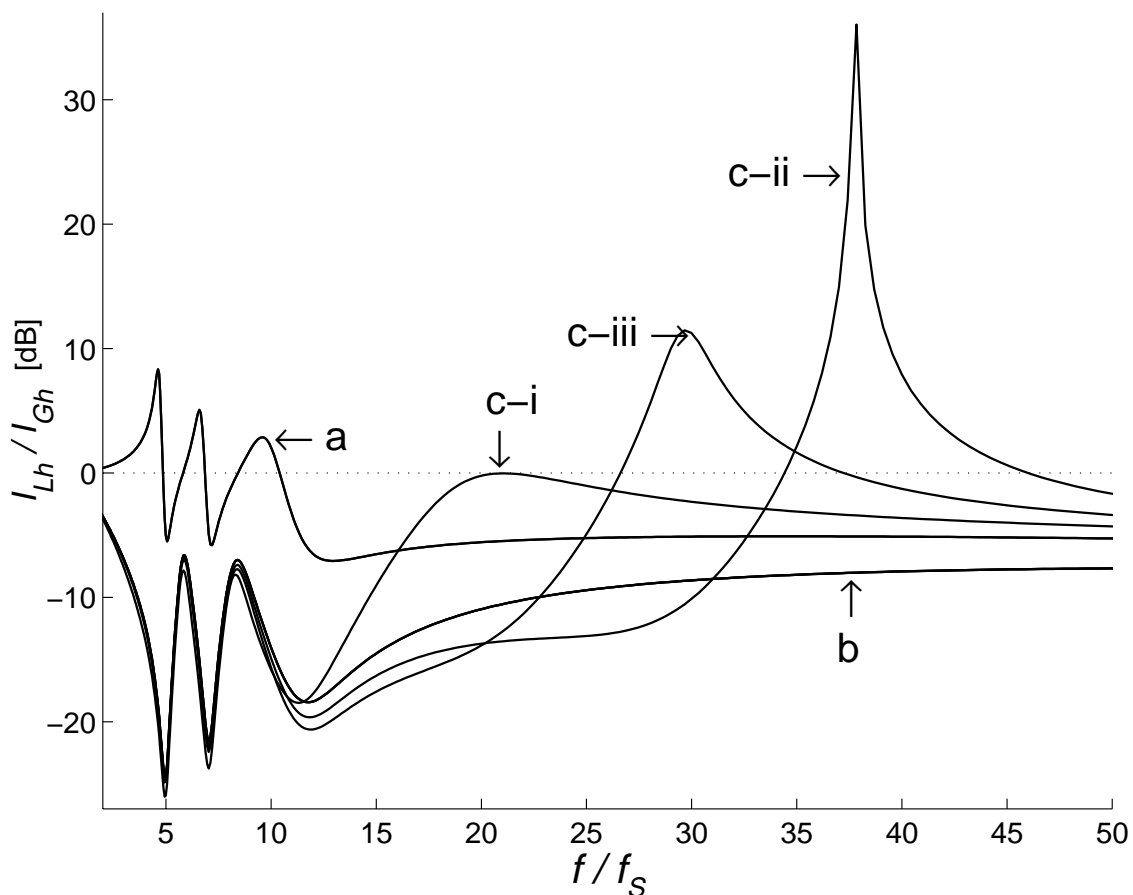
La Figura A.2 muestra la respuesta en frecuencia de la transferencia  $I_L/I_G(j\omega)$  para los siguientes casos:

- Caso a)  $V_A(j\omega)=0$ . Esto es, sin FAS. El problema de resonancia entre el filtro pasivo paralelo y la red es evidente (trazo a). Como consecuencia, algunos armónicos de bajo orden resultan amplificadas.
- Caso b)  $V_A(j\omega)=k \cdot I_{Lh}(j\omega)$  (con  $k=1$  p.u.). El FAS ideal mejora notablemente la característica de filtrado del FAS (trazo b).
- Caso c)  $V_A(j\omega)=K_h \cdot I_{Lh}(j\omega)$ , ( $v_{in} = k \cdot i_{Lh}$  con  $k=1$  p.u.). Las consecuencias del desfase introducido por el filtro de rizado se ilustran para tres conjuntos de valores ( $\lambda, \tau, \omega_n$ ) listados en la Tabla A.2. Estos conjuntos han sido elegidos de manera de que tanto  $K_r$  como  $K_f$  se mantengan constantes. Esto es, el rizado sobre la tensión del FAS a la frecuencia de conmutación  $f_r=10\text{kHz}$ , y la reactancia equivalente del FAS son constantes para los tres conjuntos. El primer conjunto asegura que no haya amplificación a ninguna frecuencia (trazo c-i), pero el rechazo de los armónicos es peor que para el caso b. El segundo conjunto da lugar a un mejor rechazo de los

armónicos de bajo orden, pero impone polos en la función de transferencia  $I_L/I_G(j\omega)$  muy próximos al eje  $j\omega$  (trazo c-ii). El tercer conjunto es elegido como un compromiso entre margen de estabilidad y rechazo a los armónicos predominantes (trazo c-iii).

**Tabla A.2:** Constantes  $\lambda$ ,  $\tau$  y  $\omega_n$ .

Conjunto	$\lambda$	$\tau$	$\omega_n$
1	6,5 $\mu$ s	360 $\mu$ s	$2\pi 500$ r/s
2	6,5 $\mu$ s	40 $\mu$ s	$2\pi 1500$ r/s
3	6,5 $\mu$ s	75 $\mu$ s	$2\pi 1100$ r/s



**Figura A.2:** Característica de filtrado del FHS con control PWM para distintos valores de parámetros.



## A.2 Control por modo deslizante

En §8.3.2, se propuso una estrategia de control por modo deslizante. En condiciones ideales, los dispositivos electrónicos del FAS conmutan de estado a una frecuencia infinita según la ley

$$u = \begin{cases} +1 & \text{si } h = v_A - k \cdot i_{Lh} < 0 \\ -1 & \text{si } h = v_A - k \cdot i_{Lh} \geq 0. \end{cases} \quad (\text{A.6})$$

Como resultado el estado del sistema evoluciona sobre la superficie de deslizamiento

$$h = v_A - k \cdot i_{Lh} = 0. \quad (\text{A.7})$$

La implementación del control por modo deslizante exige limitar la frecuencia de conmutación. Para ello, se modifica la ley de conmutación mediante el agregado de una señal auxiliar  $s_A$  con forma de onda triangular, de amplitud  $s_{max}$  y frecuencia  $f_r$ :

$$u = \begin{cases} +1 & \text{si } h_m = h - s_A < 0 \\ -1 & \text{si } h_m = h - s_A \geq 0. \end{cases} \quad (\text{A.8})$$

Como resultado de la frecuencia finita de conmutación, aparece una componente media en la función de conmutación (véase §5.10):

$$\bar{h} = a \cdot E \cdot u^*, \quad a = \frac{\pi \cdot \omega_n^2 \cdot \tau}{\omega_r}, \quad (\text{A.9})$$

donde  $u^*$  fue definida en §8.3.2.

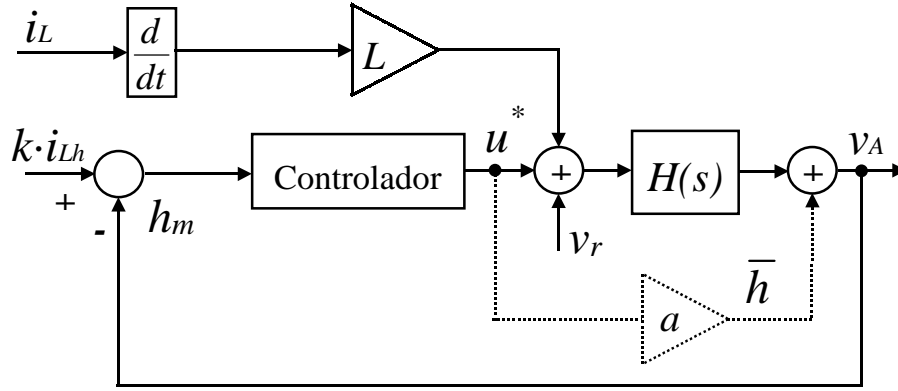
Esto significa que el estado del sistema no se desliza sobre la superficie  $h=0$ , sino sobre la superficie  $h = \bar{h}$ .

La Figura A.3 muestra un diagrama en bloques del FAS con control por modo deslizante. Nótese que  $u^*$  ha sido calculado bajo modo deslizante ideal. Luego, la señal  $\bar{h}$  (en línea punteada) es agregada a la salida como resultado del desplazamiento respecto a la superficie  $h=0$  causado por la frecuencia finita.

La señal  $u^*$  en el dominio de Fourier, está dada por (véase §8.3.2)

$$U^*(j\omega) = \frac{k}{E} \cdot \left\{ \left[ 1 + \frac{(j\omega/\omega_n)^2}{1 + j\omega \cdot \tau} \right] \cdot I_{Lh}(j\omega) - j\omega \cdot \lambda \cdot I_L(j\omega) \right\}. \quad (\text{A.10})$$

Luego, de la Figura A.3, y las ecuaciones (A.9) y (A.10), se obtiene la siguiente expresión de la tensión del FAS:



**Figura A.3:** Diagrama en bloques del FAS con control por modo deslizante.

$$V_A(j\omega) = K_h \cdot I_{Lh}(j\omega) + K_f \cdot I_L(j\omega_S) + K_r \cdot V_r(j\omega_r), \quad (\text{A.11})$$

donde

$$K_h = k \cdot [1 - a \cdot G(j\omega)],$$

$$K_f = j\omega_S \cdot a \cdot \lambda \cdot k, \quad (\text{A.12})$$

$$K_r \cong \frac{\tau \cdot \omega_n^2}{j\omega_r},$$

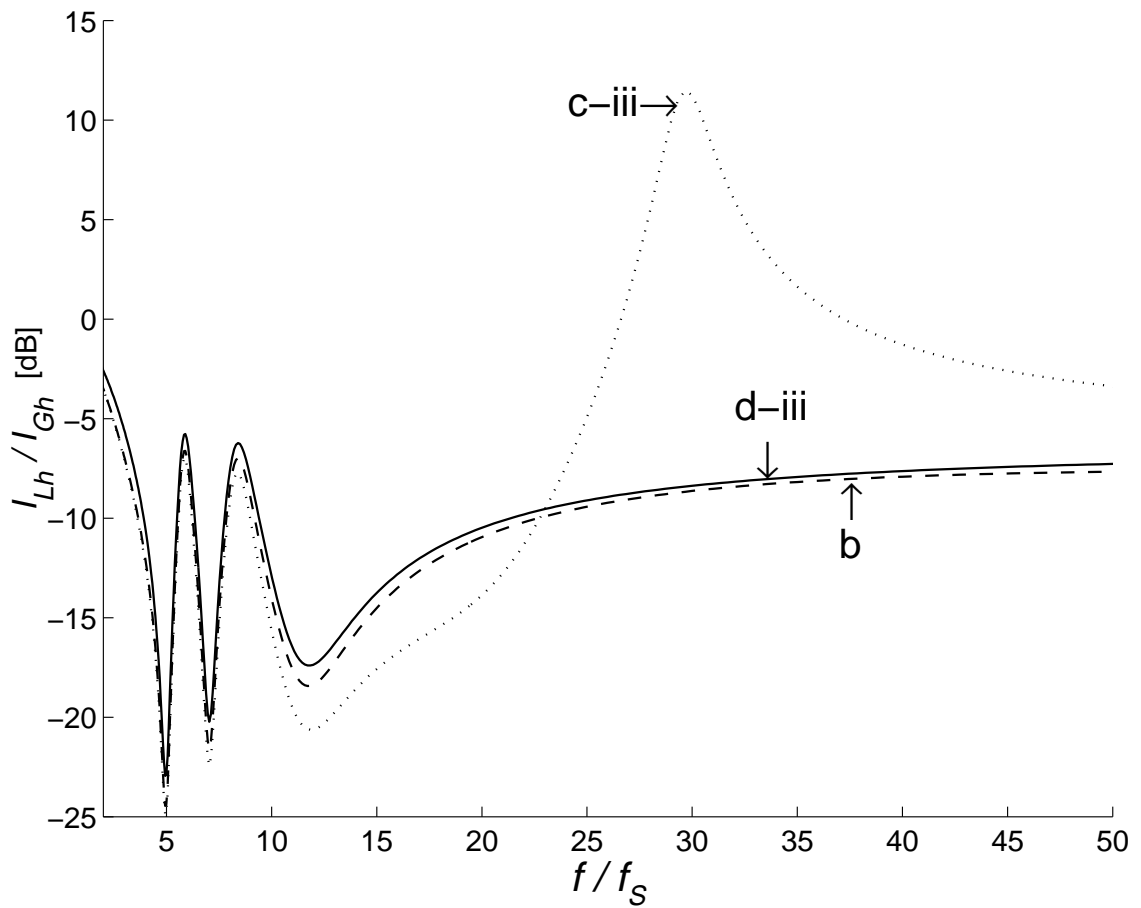
y

$$G(j\omega) = \frac{1}{H(j\omega)} - j\omega \cdot \lambda = 1 - j\omega \cdot \lambda + \frac{(j\omega/\omega_n)^2}{1 + j\omega \cdot \tau}. \quad (\text{A.13})$$

Puede notarse que  $K_h$  en (A.12) tiene un par de polos complejos, mientras que  $K_h$  en (A.5) tiene un polo simple y tiende a  $k$  en la medida que  $a$  tiende a cero. Además  $K_f$  en (A.12) difiere de  $K_f$  en (A.5) en el factor  $a$ . Por último, la atenuación del filtro de rizado a la frecuencia de conmutación  $\omega_r$  es idéntica en (A.5) y (A.12).

La Figura A.4 permite comparar el desempeño del FHS con control PWM y del FHS con control por modo deslizante, bajo las mismas condiciones de diseño. Con ese fin se repiten los gráficos de Bode de la transferencia  $I_L/I_G(j\omega)$  mostrados con los trazos b y c-iii en la Figura A.2. El trazo b representa la característica de filtrado con FAS ideal ( $v_A = k \cdot i_{Lh}$ ). El trazo c-iii representa en tanto, la característica de filtrado del FHS cuando el FAS es controlado por PWM, y los parámetros  $\omega_n$ ,  $\tau$  y  $\lambda$  están dados por la tercera fila de la Tabla A.1. Finalmente, la curva identificada con d-iii representa la característica de filtrado del FHS con control por modo deslizante a frecuencia  $f_r$  constante para los mismos parámetros  $\omega_n$ ,  $\tau$  y  $\lambda$ .

Puede notarse que la característica de filtrado mejora notablemente empleando el control por modo deslizante (y difiere poco del comportamiento ideal). Además,  $K_f$  se reduce en seis veces aproximadamente.



**Figura A.4:** Característica de filtrado del FHS con control por modo deslizante.

# Apéndice B

## Datos del SCEE empleados en las simulaciones

### B.1 Parámetros del sistema eléctrico

Tensión de red (valor eficaz de la tensión de línea):

$$V_L=460V.$$

Frecuencia de red:

$$f_S=50Hz.$$

Potencia nominal del generador:

$$P_{GN}=45kW.$$

Pares de polos del generador:

$$pp=2.$$

Relación de espiras del generador y del transformador:

$$n_1=1,2.$$

$$n_2=1,2.$$

Resistencias de estator y rotor (referidas al estator):

$$R_S=119m\Omega.$$

$$R_R=159m\Omega.$$

Inductancia de magnetización y de dispersión de estator y rotor (referidas al estator):

$$M_M=29,5mHy.$$

$$L_S=1,27mHy.$$

$$L_R=1,27mHy.$$

Resistencia e inductancia del circuito de enlace de corriente continua (referidas al estator):

$$R_D=50m\Omega.$$

$$L_D=8,43mHy.$$

## B.2 Parámetros del sistema mecánico

Coefficiente de potencia de la turbina ( $\lambda$  referida al lado de baja velocidad):

$$C_p(\lambda) = 72,3 \cdot \left( \frac{10,6}{\lambda} - 1 \right) \cdot e^{-32,5/\lambda}.$$

Número de palas:

$$np=2.$$

Radio de las palas:

$$R=6,75\text{m}.$$

Altura de la torre:

$$H=16\text{m}.$$

Relación de la caja de engranajes:

$$k_{GB}=21,53.$$

Inercias del generador y de la turbina (referidas al lado del generador):

$$J_T=5,679\text{kg}\cdot\text{m}^2.$$

$$J_G=1,383\text{kg}\cdot\text{m}^2.$$

Coefficiente de rigidez del SCEE (referido al lado del generador):

$$k_S=4157,3\text{N}\cdot\text{m/r}.$$

Coefficiente de fricción interna del SCEE (referido al lado del generador):

$$b_S=11,678\text{N}\cdot\text{m}\cdot\text{s/r}.$$

## B.3 Parámetros del sistema híbrido de compensación

Corriente y potencia del generador en el punto nominal de operación:

$$I_N=120\text{A}.$$

$$P_N=90\text{kW}.$$

Inductancia de cortocircuito de la red:

$$L_{cc}=0,71\text{mHy} (0,1\text{p.u.}).$$

Parámetros del filtro pasivo:

$$C_5=172\mu\text{F}, \quad L_5=2,4\text{mHy}, \quad R_5=0,13\Omega.$$

$$C_7=86\mu\text{F}, \quad L_7=2,4\text{mHy}, \quad R_7=0,13\Omega.$$

$$C_H=152\mu\text{F}, \quad L_H=0,51\text{mHy}, \quad R_H=11,7\Omega.$$

Ganancia del filtro activo:

$$k=2,23\Omega (1\text{p.u.}).$$